

# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы V Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2021 г.)



*Памяти доктора технических наук, профессора,  
Заслуженного деятеля науки и техники РФ,  
Заслуженного изобретателя РФ,  
академика Международной и Российской инженерных академий,  
**Анатолия Ивановича Булатова**  
посвящается*

# **БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ**

**Материалы V Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2021 г.)**

**Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN  
Российской Федерации 27.07.2017**

**ISSN 2587-8913**

---

**В 2 ТОМАХ**

**ТОМ 1**

---

**Сборник статей**

Краснодар  
2021

# READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of V International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2021)



*Dedicated in memories of Doctor of Technical Sciences, professor,  
Honored worker of science and technology of the Russian Federation,  
Honored inventor of the Russian Federation,  
Academician of the International and Russian  
engineering academies,  
**Anatoly Ivanovich Bulatov***

# **READINGS OF A.I. BULATOV**

**Materials of V International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2021)**

**It is registered in the National agency ISSN of  
the Russian Federation 07.27.2017**

**ISSN 2587-8913**

---

**IN 2 VOL.**

**VOLUME 1**

---

**Conference bulletin**

Krasnodar  
2021



**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ----- EDITOR-IN-CHIEF**

**САВЕНОК Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

**SAVENOK Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics of FGBOU VO «Ukhta State Technical University»

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITOR:**

**ПАРИНОВА Татьяна Анатольевна**

старший преподаватель кафедры русского языка ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

**PARINOVA Tatyana Anatolyevna**

Senior Lecturer of department of Russian Language FGBOU VO «Kuban state technological university».

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ: ----- EDITORIAL COUNCIL:**

**АГЗАМОВ Фарит Акрамович**

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член Российской Академии Естественных Наук (РАЕН), член Академии горных наук, член диссертационного совета Д 212.289.04 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член диссертационного совета Д 222.018.01 на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть»), Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Заслуженный деятель науки Республики Башкортостан.

**AGZAMOV Farit Akramovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of «Drilling of Oil and Gas Wells» department FGBOU VO «Ufa state oil technical university», Member of the Russian Academy of Natural Sciences (Russian Academy of Natural Sciences), Member of Academy of mountain sciences, Member of dissertation council D 212.289.04 on the basis of FGBOU VO «The Ufa state oil technical university», Member of dissertation council D 222.018.01 on the basis of the Tatar research and design institute of oil of V.D. Shashin (PJSC «Tatneft»), Honored worker of science of the Russian Federation, Honored worker of science of the Republic of Bashkortostan.

**БЕКЕТОВ Сергей Борисович**

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», Почётный работник науки и техники РФ, Почётный работник газовой промышленности, Почётный работник топлив-

но-энергетического комплекса, Почётный работник науки и техники Российской Федерации, Патриарший знак св. великомученицы Варвары.

**BEKETOV Sergey Borisovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of department of geophysical methods of search and investigation of the mineral deposits FGAOU VO «North Caucasian federal university», Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Honorary worker of the gas industry, Honorary worker of fuel and energy complex, Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Patriarchal sign of the Saint great martyr Varvara.

**ГОЛЬЧИКОВА Надежда Николаевна**

доктор геолого-минералогических наук, доцент, заведующая кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», член-корреспондент РАЕН, член УМО по прикладной геологии специальности «Геология нефти и газа», член Русского географического общества.

**GOLCHIKOVA Nadezhda Nikolaevna**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate professor, Head of geology of oil and gas department FGBOU VO «Astrakhan state technical university», Corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences, Member of UMO on applied geology of specialty «Geology of Oil and Gas», Member of the Russian Geographical Society.

**МУХАМЕДГАЛИЕВ Бахтиёр Абдукадирович**

доктор химических наук, профессор, профессор кафедры «Строительные материалы и химия» Ташкентского архитектурно-строительного института, профессор Университета КЕИО (Иокогама, Япония), региональный эксперт ООН по Центрально-Азиатскому региону по вопросам охраны окружающей среды и экологии, региональный эксперт международной научно-технической программы «Global Environment System Leaders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

**MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich**

Doctor of Chemical Sciences, Professor, Professor of «Construction Materials and Chemistry» department of Tashkent architectural and construction institute, Professor of the KEIO University (Yokohama, Japan), Regional Expert of the UN in the Central Asian region in environmental protection and ecology, Regional Expert of the international scientific and technical program «Global Environment System Leaders» (Japan) in the countries of Southeast and Central Asia, Scientific Secretary of commission of experts of VAK of the Republic of Uzbekistan in natural sciences, Expert of the State Committee of the Republic Uzbekistan in science and innovative technologies, Honorary professor of the Karakalpak state university named after Berdak.

**МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич**

доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука Казанского (Приволжского) федерального университета и кафедры литологии и геологии горючих ископаемых Уральского государственного горного университета, член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Экспертной комиссии по проблемам нефти и газа ВАК Минобрнауки РФ, член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН).

### **MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of the Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University and the Department of Lithology and Geology of Combustible Minerals, Ural State Mining University, corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN) (2015), member of the Expert Commission on Oil and Gas Problems of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, member of the Russian Society of Experts on Subsoil Use (RSESU).

### **СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович**

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН (2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

### **SIMONYANTS Sergey Liparitovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 850<sup>th</sup> Anniversary of Moscow» (1997), Member of editorial councils of the scientific and technical magazines «Bulletin of Association of drilling contractors» and «Construction of oil and gas wells by land and by sea».

### **СОЛОВЬЁВА Валентина Николаевна**

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ.

### **SOLOVYYOVA Valentina Nikolaevna**

Candidate of Technical Sciences, Senior Research Associate, Honoured Worker of the oil and gas industry of the Russian Federation.

### **ТРЕТЬЯК Александр Яковлевич**

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», академик РАЕН, председатель диссертационного совета Д 212.304.07 при ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова», Почётный разведчик недр, Почётный работник высшего профессионального образования Российской Федерации, награждён орденом Российской академии естественных наук «За пользу Отечеству» имени В.Н. Татищева, награждён медалью «За заслуги перед университетом», Заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, присвоено почётное звание «Заслуженный профессор ЮРГТУ (НПИ)».

**TRETIAK Alexander Yakovlevich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas equipment and technologies» FGBOU VO «The southern Russian state polytechnical university (NPI) of M.I. Platov», Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chairman of dissertation council D 212.304.07 at FGBOU VO «YURGPU (NPI) of M.I. Platov», Honourable prospector of subsoil, Honorary Worker of higher education of the Russian Federation, Awarded the order the Russian academy of natural sciences «For advantage to the Fatherland» named after V.N. Tatishchev, Honoured worker of the higher school of the Russian Federation, Awarded with the medal «For Merits before the University», Honorary title «Honored professor of YURGTU (NPI)».

**ХИЖНЯК Григорий Петрович**

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

**HIZHNYAK Grigory Petrovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas technologies» FGBOU VO «Perm National Research Polytechnical University».

**ЯРЕМИЙЧУК Роман Семёнович**

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, Заслуженный деятель науки СССР, Лауреат Государственной премии в области науки Украины, награждён орденом «За заслуги» 3-ей степени, действительный член Научного общества имени Шевченко, академик Украинской нефтегазовой академии, Иностраный член Российской академии естественных наук имени В. Вернадского, награждён серебряной медалью имени Вернадского.

**YAREMIYCHUK Roman Semyonovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of the Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Honored Worker of Science of USSR, Winner of the State Award in the field of science of Ukraine, Awarded the order «For Merits» of the 3-rd degree, Full Member of Scientific Organization of Shevchenko, Academician of the Ukrainian oil and gas Academy, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences of V. Vernadsky, Awarded with a silver medal named after Vernadsky.

**Доктор Джошуа Лелези Конне**

доктор химии материалов, Бристоль, Великобритания, старший лектор, отдел химии, отделение естественных наук, государственный университет рек, Порт-Харкорт, Нигерия.

**Dr. Joshua Lelesi Konne**

PhD Materials Chemistry, Bristol, UK, Senior Lecturer, Chemistry Department, Faculty of Science, Rivers State University, Port Harcourt, Nigeria.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

\*\*\*\*\*

## TABLE OF CONTENTS

ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ И ГАЗА. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ.  
РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

\*\*\*\*\*

FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION OF  
OIL AND GAS FIELDS. OIL AND GAS GEOLOGY.  
PROSPECTING AND TRADE GEOPHYSICS

<b>Ананьева Л.Г., Ильенко С.С., Коровкин М.В., Максимова Ю.А., Пестерев А.В., Процкий О.Н., Савинова О.В., Хрущева М.О.</b> Особенности минерального состава низкопроницаемых кремнисто-глинистых пород-коллекторов .....	19
<b>Ananyeva L.G., Ilyenok S.S., Korovkin M.V., Maximova Y.A, Pesterev A.V., Protsky O.N., Savinova O.V., Khrushcheva M.O.</b> Features of mineral composition of low-permeable siliceous-clay reservoir rocks	
<b>Бабушкина С.М., Долгушин Д.Н., Захарченко Е.И.</b> Сейсмическое микрорайонирование для защиты территории Крымского района от негативного воздействия вод рек Адагум, Неберджай, Баканка .....	24
<b>Babushkina S.M., Dolgushin D.N., Zakharchenko E.I.</b> Seismic microdistricting to protect the territory of the Crimean district from the negative effects of water Adagum, Neberjay, Bakanka rivers	
<b>Бондаренко Н.А.</b> Пограничные структуры южного обрамления скифской плиты .....	28
<b>Bondarenko N.A.</b> Boundary structures of the southern frame of the scythian plate	
<b>Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И.</b> Геофизическая разведка на нетрадиционные источники углеводородного сырья .....	31
<b>Borovsky M.Y., Borisov A.S., Bogatov V.I.</b> Geophysical exploration for unconventional sources of hydrocarbons	
<b>Величко Г.О., Гуленко В.И., Захарченко Е.И.</b> Экспериментальное исследование акустического поля пневматического излучателя в мелком море .....	35
<b>Velichko G.O., Gulenko V.I., Zakharchenko E.I.</b> Experimental study acoustic field of the pneumatic radiator in the shallow sea	
<b>Витязев Я.Д., Савенок О.В.</b> Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Долгинского нефтяного месторождения .....	39
<b>Vityazev Ya.D., Savenok O.V.</b> Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Dolginskoe oil field	
<b>Даукаев А.А.</b> Основные результаты поисково-разведочных и тематических работ на нефть и газ в начале 1990-х и 2000-х гг. в пределах ЧР .....	51
<b>Daukaev A.A.</b> The main results of prospecting and exploration and thematic works for oil and gas in the early 1990s and 2000s within the Czech Republic	
<b>Захарченко Е.И., Рудомаха Н.Н., Захарченко Ю.И., Андрейко Н.Г.</b> Инженерные геофизические исследования на площадке изысканий в северной части г. Краснодара .....	54
<b>Zakharchenko E.I., Rudomakha N.N., Zakharchenko Y.I., Andreiko N.G.</b> Engineering geophysical research at the survey site in the northern part city of Krasnodar	



<b>Зуб О.Н.</b> Геохимические условия зон газовой эмиссии в анаэробном бассейне Черного моря ..... 58 <b>Zub O.N.</b> Geochemical conditions of gas emission zones in the anaerobic basin of the Black SeaAbstract	58
<b>Кендирбаева Дж.Ж.</b> Основные параметры современных термоминеральных вод и сейсмичность Кыргызстана ..... 60 <b>Kendirbaeva J.J.</b> Main parameters of modern thermomineral waters and seismicity of Kyrgyzstan	60
<b>Машкова Е.А. Муратов А.Т.</b> Геологическое строение и условия формирования нефтеносного подсолевого комплекса месторождения Карачаганак ..... 64 <b>Mashkova E.A. Muratov A.T.</b> Geological structure and formation conditions of the petroleum subsalt complex of the Karachaganak field	64
<b>Попков В.И., Попков И.В., Дементьева И.Е.</b> Новые объекты геологоразведочных работ на нефть и газ в доплитных комплексах запада Скифской платформы ..... 67 <b>Popkov V.I., Popkov I.V., Dementieva I.E.</b> New objects of geological exploration for oil and gas in the additional complexes of the west of the Scythian platform	67
<b>Попков И.В., Попков В.И.</b> Структурный анализ дислокаций Северо-Западного Кавказа – ключ для понимания строения региона и решения нефтегеологических задач ..... 72 <b>Popkov I.V., Popkov V.I.</b> Structural analysis of the dislocations of the North-West Caucasus is the key to understanding the structure of the region and solutions to oil and gas problems	72
<b>Пунанова С.А.</b> Особенности сланцевых формаций: протяженные ловушки и обогащенность рудными элементами ..... 77 <b>Punanova S.A.</b> Features of shale formations: extended traps and enrichment of ore elements	77
<b>Пунанова С.А.</b> К вопросу о микроэлементном составе нефтей Ромашкинской группы месторождений в связи с особенностями их формирования ..... 82 <b>Punanova S.A.</b> On the issue of trace element composition of oils from the Romashkino group of fields in connection with the peculiarities of their formation	82
<b>Симонян Г.С.</b> Породы коллекторов нефти ..... 86 <b>Simonyan G.S.</b> Oil reservoir rocks	86
<b>Султанов Л.А.</b> Геолого-петрофизические особенности глубокозалегающих коллекторов месторождений междуречья Куры и Габырры ..... 89 <b>Sultanov L.A.</b> Geological and petrophysical features of deep reservoirs in the deposits between the Kura and Gabyrra rivers	89
<b>Твердохлебов И.И., Твердохлебова Ю.И.</b> Влияние приповерхностных скоплений флюидов на освоение шельфовых месторождений ..... 95 <b>Tverdokhlebov I.I., Tverdokhlebova Y.I.</b> Influence of flood clusters on the development of offshore fields	95
<b>Твердохлебова Ю.И., Твердохлебов И.И., Доровский А.В.</b> Экологические и технологические проблемы безопасности при освоении морских месторождений ..... 101 <b>Tverdokhlebova Y.I., Tverdokhlebov I.I., Dorovskiy A.V.</b> Environmental and technological safety concerns in offshore development	101
<b>Шкирман Н.П., Семендуев М.М., Бабаринова Г.Б.</b> Перспективы нефтегазоносности карбонатов верхней юры Чапаевского участка с позиций сейсмогравиметрии (Восточно-Кубанская впадина) ..... 105 <b>Shkirman N.P., Semenduev M.M., Babarinova G.B.</b> Prospects for oil and gas carbonates the upper Jurassic section of the Chapaevsky site from the positions of seismogravimetry (East Cuban Trench)	105

**Шустер В.Л.**

Критерии прогноза, выявления и поисков скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам ..... 113

**Shuster V.L.**

Criteria for forecasting, identifying and searching for oil and gas accumulations associated with non-anticline traps

**Шустер В.Л.**

Виды работ и исследований, необходимые для выявления и поисков скоплений УВ в неантиклинальных ловушках ..... 115

**Shuster V.L.**

Types of work and research, required to identify and search for HC accumulations in nonanticlinal traps

## РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

\*\*\*\*\*

## DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Алиметов Ш.А.**

Применение хвостовика для выноса пластовой воды с забоя нефтяных скважин ..... 119

**Alimentov S.A.**

Application of the shank for removal of reservoir water from the bottom of oil wells

**Альмухаметова Э.М., Ганиева Р.Д., Варламова Ю.В.**

Определение эффективности применения «ГОС-1АС» для увеличения нефтеотдачи пластов ..... 122

**Almukhametova E.M., Ganieva R.D., Varlamova Y.V.**

Determination of the efficiency of using GOS-1AS for enhanced oil recovery

**Белозеров В.В.**

Эффективность подвешного компрессора при откачке газа из затрубного пространства добывающих скважин ..... 127

**Belozеров V.V.**

Efficiency of the outboard compressor when pumping gas from the annulus of producing wells

**Васильев В.А., Прачев Ю.Н., Дитрих А.В., Шестерень А.О., Николайченко А.С.**

Влияние растворимости газа на активный объем газа в ПХГ – Зеленая свита ..... 129

**Vasiliev V.A., Prachev Ju.N., Ditrikh A.V., Shesteren A.O., Nikolaychenko A.S.**

Effect of gas solubility in water toward active gas volume in Underground Gas Storage – Zelenaya svita

**Валиев Э.Ф.**

Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения ..... 133

**Veliev E.F.**

Softened water application to improve micellar flooding performance

**Гасанов Ф.Г.**

Повышение эффективности работы скважинной насосной установки ..... 138

**Hasanov F.G.**

Efficiency improvement of the borehole pumping unit

**Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р.**

Оценка уровня безопасности и возможные риски при эксплуатации скважин с межколонными давлениями ..... 141

**Gasumov R.A., Gasumov E.R.**

Safety level assessment and possible risks when operating wells with inter-column pressure

**Гасумов Р.А., Костюков С.В.**

Блокирующие составы с конденсируемой твердой фазой для глушения скважин с аномально низкими и сверх аномально низкими пластовыми давлениями ..... 148

**Gasumov R.A., Kostyukov S.V.**

Plugging solution with condensable solid phase for killing wells with abnormally low and over abnormally low formations pressures





- Долингер А.А., Савенок О.В.**  
Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Харьятинском месторождении ..... 151  
**Dolinger A.A., Savenok O.V.**  
Analysis of the efficiency of conducting geological and technical measures by mechanical methods on the Kharyaginskoye field
- Захарченко Е.И., Лазарева А.А., Захарченко Ю.И.**  
Контроль за разработкой Анастасиевско-Троицкого месторождения ..... 163  
**Zakharchenko E.I., Lazareva A.A., Zakharchenko Ju.I.**  
Development control Anastasievsko-Troitsky field
- Игебаева А.А.**  
Оценка влияния слоистой неоднородности газонефтяной залежи на нефтеотдачу при разработке на истощение ..... 166  
**Igebayeva A.A.**  
Assessment of the effect of layered heterogeneity of a gas-oil deposit on oil recovery during depletion development
- Измуханбетов А.Б.**  
Восстановление ликвидированных и консервированных скважин на месторождениях Западного Казахстана ..... 171  
**Izmukhanbetov A.B.**  
Rehabilitation of abandoned and preserved wells in the fields of Western Kazakhstan
- Исламов М.К., Валеев С.Ф.**  
Статистические методы Data Mining для оценки эффективности проводимых мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов ..... 175  
**Islamov M.K., Valeev S.F.**  
Data mining statistical methods for estimating efficiency of interventions for enhanced oil recovery
- Исмаилов Ф.С., Казымов Ш.П., Гаджикеримова Л.Г.**  
Усовершенствованные глубинные штанговые насосы для эксплуатации пескопроявляющих скважин ..... 178  
**Ismayilov F.S., Kazimov S.P., Gadjikerimova L.G.**  
Advanced deep rod pumps for the operation of sand-producing wells
- Исламов М.К., Абдрафиков А.Р., Арсланов Р.Ф.**  
Повышение эффективности эксплуатации месторождений путем интенсификации притока нефти и газа к скважинам ..... 182  
**Islamov M.K., Abdrafikov A.R., Arslanov R.F.**  
Improving the efficiency of field operation by intensifying the flow of oil and gas to wells
- Каракозов А.А., Парфенюк С.Н.**  
Совершенствование технологии бурения глубоких инженерно-геологических скважин при разработке нефтегазовых месторождений морского шельфа ..... 185  
**Karakozov A.A., Parfenyuk S.N.**  
Improvement of the technology of drilling deep engineering and geological wells in the development of oil and gas fields of the offshore
- Кирилкин Д.Ю., Дрмеян Г.Л., Шиян С.И., Дьяконенко А.С.**  
Анализ эффективности существующей системы очистки сточных вод и обоснование необходимости её модернизации на нефтебазе N ..... 190  
**Kirilkin D.Y., Drmeyan G.L., Shiyon S.I., Dyakonenko A.S.**  
Analysis of the efficiency of the existing waste water treatment systems And justification the necessity of its modernization at the N
- Комаров А.Г., Видулов Г.Е., Арнбрехт А.С., Захарченко Е.И., Абдулова С.А.**  
Исследование анизотропии физических и коллекторских свойств горных пород ..... 201  
**Komarov A.G., Vikulov G.E.h, Arnbrecht A.E., Zakharchenko E.I., Abdulova S.A.**  
Investigation of the anisotropy of the physical and reservoir properties of rocks
- Корневский А.А., Малышев В.Л.**  
Анализ влияния фильтрационных свойств пласта на возможность эффективного проведения гидропрослушивания ..... 205  
**Korenevsky A.A., Malyshev V.L.**  
Analysis of the influence of the reservoir filtration properties on the possibility of effective hydro-listening wells



<b>Мамедов С.А., Шиян С.И., Пеняга А.С., Скиба М.С.</b> Анализ и оценка затрат ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» и разработка рекомендаций по их снижению и оптимизации .....	210
<b>Mamedov S.A., Shiyani S.I., Penyaga A.S., Skiba M.S.</b> Analysis and evaluation of costs of public joint stock company «LUKOIL» Oil company» and development of recommendations for their reduction and optimization	
<b>Рзаева С.Д., Ахмедова У.Т.</b> Повышение нефтеотдачи пласта пенообразующими составами .....	222
<b>Rzayeva S.J., Ahmadova U.T.</b> Enhanced oil recovery with foaming compositions	
<b>Рясный А.Г., Савенок О.В.</b> Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Находкинского месторождения .....	225
<b>Ryasny A.G.h, Savenok O.V.</b> Analysis of the current status and control of development of the Nakhodkinskoe field	
<b>Сазонов Ю.А., Туманян Х.А.</b> Создание новых энергоэффективных компрессорных и турбинных технологий для работы в осложненных условиях добычи углеводородов .....	234
<b>Sazonov Y.A., Tumanyan K.A.</b> Creating of new energy-efficient compressor and turbine technologies for the production of hydrocarbons in the complicated conditions	
<b>Середин К.И., Малышев В.Л.</b> Исследование профилей притоков горизонтальных скважин, оборудованных устройствами контроля притока .....	237
<b>Seredin Kirill Igorevich, Malyshev Victor Leonidovich</b> Investigation of inflow profiles of horizontal wells equipped with inflow control devices	
<b>Сухин А.А., Шиян С.И., Лукьянов И.А., Эшназаров А.Ё., Спица В.Н.</b> Интенсификация притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении .....	243
<b>Sukhin A.A., Shiyani S.I., Lukyanov I.A., Eshnazarov A.Y., Spitsa V.N.</b> Gas inflow stimulation on the Astrakhanskoye gas and condensate field	
<b>Талеев А.Е., Савенок О.В.</b> Анализ текущего состояния и мероприятия по контролю за разработкой Восточно-Ламбейшорского месторождения .....	253
<b>Taleev A.E., Savenok O.V.</b> Analysis of the current state and measures to control development of the Vostochno-Lambeysorskoye field	
<b>Шарнов А.И.</b> Гидродинамика системы термальных скважин в гетерогенном ограниченном пласте .....	261
<b>Sharnov A.I.</b> Hydrodynamics of the thermal well system in a heterogeneous confined formation	
<b>Шиян С.И., Мамедов С.А., Зиноватный А.С., Душкин А.И., Кусова Л.Г.</b> Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении .....	265
<b>Shiyani S.I., Mamedov S.A., Zinovatny A.S., Dushkin A.I., Kusova L.G.</b> Analysis of technology application directional hydraulic fracturing on the Grinkovskoye oil field	
<b>Шовгенов А.Д.</b> Применение гелеобразующего состава для борьбы с пескопроявлением .....	277
<b>Shovgenov A.D.</b> Application of gelling composition for sand control	
<b>Яруллин Д.Р., Исламов М.К.</b> Оценка эффективности эксплуатации электроцентробежных насосов в условиях Фаинского месторождения .....	281
<b>Yarullin D.R., Islamov M.K.</b> Evaluation of the efficiency of operation of electric centrifugal pumps in the conditions of the Fainskoye field	



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

\*\*\*\*\*

### DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

<b>Арсланов Ш.С., Абдурахмонов С.Т.</b> Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами ..... <b>Arslanov S.S., Abdurahmonov S.T.</b> Soil contamination with oil and petroleum products	287
<b>Балаба В.И., Гинзбург Э.С.</b> К вопросу о жизненном цикле буровых долот ..... <b>Balaba V.I., Ginzburg E.S.</b> Addressing the question about the life cycle of drilling bits	289
<b>Борисов К.А., Татаркина Л.А.</b> Оценка риска выполнения проекта при сооружении нефтегазовых скважин ..... <b>Borisov K.A., Tatarkina L.A.</b> Oil-and-gas well project developing risk assessment	291
<b>Гладкова Е.А., Сайченко Л.А.</b> Применение машинного обучения в бурении скважин ..... <b>Gladkova E.A., Saychenko L.A.</b> Application of machine learning in well drilling	294
<b>Григорьев А.Ю.</b> Повышение качества тампонажных материалов с применением нанодобавок ..... <b>Grigoriev A.Y.</b> Improving the quality of plugging materials using nano-additives	297
<b>Гулгазли А.С., Аббасов С.Г.</b> Начальные напряжения в линейно-упругих породах ..... <b>Gulgazli A.S., Abbasov S.G.</b> Initial stresses in linear-elastic rocks	300
<b>Журавлев А.С., Стрижнев В.А., Арсланов И.Р., Ленченков Л.Е., Телин А.Г.</b> Разработка новых тампонажных гидрогелей для проведения изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах ..... <b>Zhuravlev A.S., Strizhnev V.A., Arslanov I.R., Lenchenkov L.E., Telin A.G.</b> Development of new grouting hydrogels for carrying out insulation works in fractured carbonate reservoirs	303
<b>Иванова Т.Н., Альнасари Т.Р.М.</b> Проектирование наклонно-направленной скважины на Новопортовском месторождении ..... <b>Ivanova T.N., Alnasari T.R.M.</b> Design of a directional well at the Novoportovskoye field	312
<b>Каменских С.В., Райлян А.И.</b> Исследование основных причин дифференциальных прихватов ..... <b>Kamenskikh S.V., Raylyan A.I.</b> Research of the understanding causes differential sticking	315
<b>Комилов Т.О.</b> Исследование тампонажной смеси на основе реагента «микросфера» ..... <b>Komilov T.O.</b> Investigation of the grout mixture based on the «microsphere» reagent	320
<b>Кузнецов А.Б., Григулецкий В.Г.</b> Влияние типоразмера долота на устойчивость прямолинейной формы равновесия нижней части буровой колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины ..... <b>Kuznetsov A.B., Griguletsky V.G.</b> Influence of the bit size on the stability of the straight-line balance of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the wellbore	322
<b>Кузнецов В.А., Джаббарова Г.В., Исмаилов Ф.Н.</b> Математическая модель пространственной траектории движения долота с учетом анизотропии породы ..... <b>Kuznetsov V.A., Jabbarova G.V., Ismailov F.N.</b> Mathematical model of the spatial trajectory of the bit movement taking into account the anisotropy of the rock	329



<b>Курбасов М.Г.</b> Резино-полимерная система как способ избавления от негерметичности межколонного пространства .....	332
<b>Kurbasov M.G.</b> Rubber-polymer system as a way to get rid of leaky inter-column space	
<b>Лукьянов С.А., Живаева В.В.</b> Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК .....	335
<b>Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V.</b> Use of diagnostic data from MWD systems to assess the quality of load transfer to the rock-breaking tool and the risks of BHA breakage	
<b>Меринов И.А., Савенок О.В.</b> Эффективность применения системы интеллектуального заканчивания скважин на Сахновском нефтегазовом месторождении .....	338
<b>Merinov I.A., Savenok O.V.</b> Efficiency of application of the intelligent well completion system on the Sakhnovskoye oil and gas field	
<b>Нескромных В.В., Попова М.С., Харитонов А.Ю.</b> Особенности силового воздействия алмазного резца на породу в процессе бурения скважин .....	349
<b>Neskromnykh V.V., Popova M.S., Kharitonov A.Yu.</b> Features of the power impact of the diamond cutter on the rock in the process of drilling wells	
<b>Никитин В.И., Кабаева Д.А.</b> Обоснование поиска профиля скоростей жидкости реологической модели Гершеля-Балкли при движении в кольцевом пространстве .....	354
<b>Nikitin V.I., Kabaeva D.A.</b> Substantiation of the search for the fluid velocity profile of the Herschel-Bulkley rheological model when moving in the annular space	
<b>Никитин В.И., Коновалова А.Е.</b> Перспективы применения нелинейных законов фильтрации к моделированию проникновения фильтрата в пласт .....	357
<b>Nikitin V.I., Konovalova A.E.</b> Prospects of applying non-linear filtering laws to simulate the penetration of filtration of filtration into the reservoir	
<b>Онофриенко С.А., Крымов А.В.</b> Современные способы утилизации буровых отходов .....	361
<b>Onofrienko S.A., Krymov A.V.</b> Modern methods of drilling waste disposal	
<b>Паршукова Л.А.</b> Промысловый опыт промывки скважин на месторождениях Сургутского свода .....	364
<b>Parshukova L.A.</b> Field experience of well washing in oil fields Surgut Arch	
<b>Поварова Л.В., Меринов И.А., Самарин М.А., Саввон Я.В.</b> Обоснование выбора бурового раствора при строительстве нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Восточно-Таркосалинском месторождении .....	367
<b>Povarova L.V., Merinov I.A., Samarin M.A., Savvon Y.V.</b> Justification of the choice of drilling mud during the construction of an oil production directional well with a horizontal end on the Vostochno-Tarkosalinskoye field	
<b>Проводников Г.Б., Дюсюнгалиев М.А.</b> К вопросу о реологических моделях жидкостей, применяемых в качестве глинистых буровых растворов при строительстве скважин в Западной Сибири .....	376
<b>Provodnikov G.B., Dyusyungaliev M.A.</b> On the issue of rheological models of fluids used as clay muds in well construction in Western Siberia	
<b>Рыбальченко Ю.М., Беляев К.В., Рыбалко Д.С.</b> Вызов притока и освоение скважин колонной гибких труб (колтюбингом) .....	382
<b>Rybalchenko Yu.M., Belyaev K.V., Rybalko D.S.</b> Call of inflow and development of wells by a column of flexible pipes (coiled tubing)	



<b>Симонянц С.Л., Гуринович А.В.</b> Оценка возможных потерь от нестабильной работы винтового мотора в составе моторизованной роторной управляемой системы .....	385
<b>Simonyants S.L., Gurinovich A.V.</b> Estimation of possible losses from unstable operation of a screw motor in a motorized rotary steerable system	
<b>Татаркина Л.А., Корохова Е.В., Карельская Е.В.</b> Маркетинговая стратегия нефтегазовой отрасли .....	389
<b>Tatarkina L.A., Korokhova E.V., Karelskaya E.V.</b> Marketing strategy of the oil and gas industry	
<b>Третьяк А.А., Калинин К.А.</b> Антивибрационное двухъярусное долото .....	392
<b>Tretiak A.A., Kalinin K.A.</b> The vibration proof double deck drilling bit	
<b>Третьяк А.Я., Кулюкин М.В., Лизогуб А.А.</b> Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами .....	395
<b>Tretiak A.Y., Kulukin M.V., Lizogub A.A.</b> The anti-sticking drilling mud	
<b>Уляшева Н.М., Дуркин В.В., Михеев М.А.</b> Кольматация призабойной зоны пласта технологическими жидкостями при строительстве скважин .....	398
<b>Ulyasheva N.M., Durkin V.V., Mikheev M.A.</b> Colmatation of bottomhole formation zone with process fluids during well construction	
<b>Филиппов Е.Ф., Мойса Ю.Н.</b> Экспресс-метод оценки консолидирующих свойств буровых растворов по показателю предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ , г/см <sup>2</sup> ) .....	401
<b>Filippov E.F., Moisa Y.N.</b> Express method of evaluation of consolidating properties of drilling fluids by ultimate compressive strength ( $\sigma_{сж}$ , g/cm <sup>2</sup> )	
<b>Шакен М.Ш., Жиенгалиев Б.Е., Испанбетов Т.К., Асанов К.Б.</b> Проектирование технологи пароциклической обработки с бурением горизонтальных скважин на залежах высоковязкой нефти .....	403
<b>Shaken M.Sh., Zhiengaliev B.E., Ispanbetov T.K., Asanov K.B.</b> Designing the cyclic steam stimulation technology with drilling horizontal wells in high viscosity oil reservoirs	
<b>Шалыгин Р.К.</b> Пути совершенствования циркуляции промывочной жидкости в морском бурении .....	411
<b>Shalygin R.K.</b> Ways to improve fluid circulation in offshore drilling	
<b>Шмончева Е.Е., Новрузова С.Г., Алиев М.Х.</b> Обзор набухающих пакеров .....	413
<b>Shmoncheva E.E., Novruzova S.G., Aliyev M.Kh.</b> Overview of Swellable Packers	
<b>Шуть К.Ф., Храбров В.А.</b> Изучение характера изменения массы твердого тела в формирующемся цементном камне .....	416
<b>Shut K.F., Khrabrov V.A.</b> Studying the character of change in the mass of a solid body in the forming cement stone	

**ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ.  
РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА**

**\*\*\*\*\***

**FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION  
OF OIL AND GAS FIELDS;  
OIL AND GAS GEOLOGY;  
PROSPECTING AND TRADE GEOPHYSICS**







УДК 553.9:549.02

**ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КРЕМНИСТО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ****FEATURES OF MINERAL COMPOSITION OF LOW-PERMEABLE  
SILICEOUS-CLAY RESERVOIR ROCKS****Ананьева Людмила геннадьевна**

кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент отделения геологии,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
lga@tpu.ru

**Ильенок Сергей Сергеевич**

кандидат геолого-минералогических наук,  
ассистент отделения геологии,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
llenokss@tpu.ru

**Коровкин Михаил Владимирович**

доктор физико-математических наук,  
старший научный сотрудник,  
профессор отделения нефтегазового дела,  
профессор факультета инновационных технологий,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
mvk@tpu.ru

**Максимова Юлия Анатольевна**

старший преподаватель  
отделения нефтегазового дела  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
yam3@tpu.ru

**Пестерев Алексей Викторович**

кандидат физико-математических наук, научный сотрудник  
испытательная научно-инновационной лаборатория  
«Буровые промывочные и тампонажные растворы»,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
pesterev@tpu.ru

**Процкий Олег Николаевич**

студент отделения нефтегазового дела,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
onp6@tpu.ru

**Савинова Олеся Вячеславовна**

кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент отделения геологии,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
logvinenkoov@tpu.ru

**Хрущева Мария Олеговна**

аспирант,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет  
masha2904@mail.ru

**Lyudmila Gennadyevna Ananyeva**

Candidate of Geological and  
Mineralogical Sciences,  
Associate Professor, Department of Geology,  
National Research Tomsk  
Polytechnic University  
lga@tpu.ru

**Il'enok Sergey Sergeevich**

cand. Sc., Assistant Professor School of  
Earth Sciences and Engineering,  
National Research  
Tomsk State University  
llenokss@tpu.ru

**Korovkin Michael Vladimirovich**

Dr. Sc., Professor, Senior Researcher,  
School of Earth Sciences and Engineering,  
Professor of the Faculty of  
Innovative Technologies,  
National Research  
Tomsk State University  
mvk@tpu.ru

**Maksimova Yulia Anatol'evna**

Senior Lecturer,  
School of Earth Sciences and Engineering,  
National Research  
Tomsk State University  
yam3@tpu.ru

**Pesterev Alexey Viktorovich**

Cand. Sc., Researcher,  
Innovation Research Laboratory for Drilling,  
Washing and Slurry Solutions,  
National Research  
Tomsk State University  
pesterev@tpu.ru

**Protsky Oleg Nikolaevich**

Student,  
School of Earth Sciences and Engineering,  
National Research  
Tomsk State University  
onp6@tpu.ru

**Savinova Olesya Vyacheslavovna**

Cand. Sc., Associate Professor,  
School of Earth Sciences and Engineering,  
National Research  
Tomsk State University  
logvinenkoov@tpu.ru

**Khrushcheva Maria Olegovna**

PhD, student,  
National Research  
Tomsk State University  
masha2904@mail.ru



**Аннотация.** В работе представлены результаты экспериментальных исследований состава низкопроницаемых кремнисто-глинистых пород-коллекторов, влияющие на их фильтрационно-емкостные свойства. Выявлены фрамбоиды пирита биогенного происхождения, фрагменты органического происхождения; визуализировано распределение глинистых и кремнистых минералов. Отмечено, что методами рентгеновской дифракции и инфракрасной спектроскопии, возможно выделение кристаллической фазы кремнезёма, являющейся минералогическим индикатором их повышенной газонасыщенности и проницаемости.

**Ключевые слова:** породы-коллектора, фильтрационно-емкостные свойства, полиморфные модификации  $\text{SiO}_2$ , инфракрасная спектроскопия, рентгено-структурный анализ.

**Annotation.** The paper presents the results of experimental studies of the composition of low-permeable siliceous-clay reservoir rocks that affect their filtration and capacitance properties. Pyrite framboids of biogenic origin and fragments of organic origin were identified; the distribution of clay and siliceous minerals was visualized. It is noted that crystalline phase of silica can be identified by X-ray diffraction and infrared spectroscopy that is a mineralogical indicator of reservoir's gas saturation and permeability increase in reservoir.

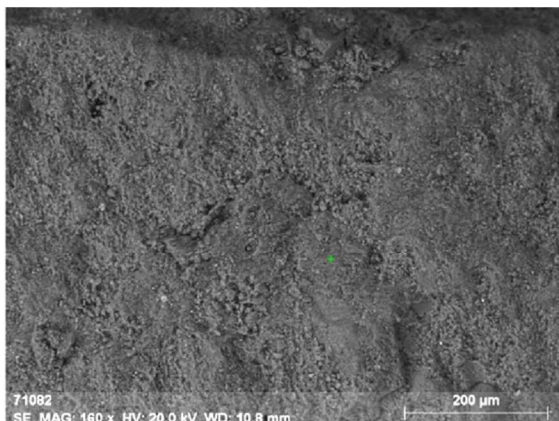
**Keywords:** reservoirs, polymorphic modifications of  $\text{SiO}_2$ , X-ray diffraction, Infrared spectroscopy.

**И**нтерес к изучению нетрадиционных коллекторов обусловлен современными вызовами нефтегазопромышленного комплекса, связанными с поиском новых источников и эффективности добычи углеводородного сырья. В настоящее время отмечается повышенное внимание к проблеме исследования трудноизвлекаемых запасов углеводородов, выявления нетрадиционных (в том числе, низкопроницаемых) коллекторов с точки зрения оценки их перспективности вовлечения в разработку.

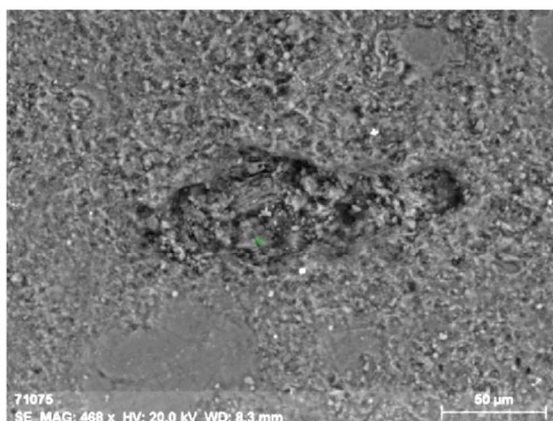
Хорошо известно, что свойства пород-коллекторов нефти и газа в значительной степени зависят от их минерального состава. Так, глинистые минералы влияют на формирование структуры пустотного пространства и изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта в процессе нефтедобычи. С появлением современных физических методов исследования стало возможным успешное определение глинистых минералов с помощью рентгеновской дифракции, сканирующей электронной микроскопии, инфракрасной спектроскопии [1, 2]. Тонкозернистые низкопроницаемые кремнисто-глинистые минералы определяют фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов преимущественно газовых месторождений. В последние годы в научной литературе стало проявляться повышенное внимание к фазовым модификациям кремнезёма, аморфным и кристаллическим, в связи с особенностями их образования и влияния на структуру порового пространства пород-коллекторов нефти и газа [3, 4]. Структура порового пространства зависит от степени перекристаллизации исходного кремнистого вещества: чем больше кварцевая составляющая в пласте, тем меньше доля мезопор и выше газонасыщенность. Доля различных фаз модификаций кремнезёма, существенно меняющихся по разрезу, служит основанием для выделения пластов, что, в свою очередь, является литолого-минералогическим и промыслово-геологическим критерием выявления продуктивных зон в нетрадиционных коллекторах нефти и газа.

Нами исследовались образцы, отобранные из керна скважин Медвежьего месторождения. Проницаемость по газу исследуемых образцов составляла от 4,009 до 5,886 mD. Исследования минерального состава образцов проводились методами рентгеновского структурного анализа (XRD) на дифрактометре XPert PRO в лаборатории Центра коллективного пользования «Аналитического центра геохимии природных систем» Томского государственного университета; инфракрасной спектроскопии, регистрация спектров инфракрасного поглощения проводились на спектрофотометре IR Prestige-21 фирмы «Shimadzu» с преобразованием Фурье (FTIR-8400S) в интервале  $400 \dots 4000 \text{ см}^{-1}$  с разрешением  $0,01 \text{ см}^{-1}$  (FT-IR), с использованием программного обеспечения IRsolution; визуализация поверхности образцов и их элементный состав исследовался на сканирующем электронном микроскопе Hitachi 3400N (с разрешением 3 нм) с энергодисперсионным преобразователем EDx Bruker в Томском политехническом университете.

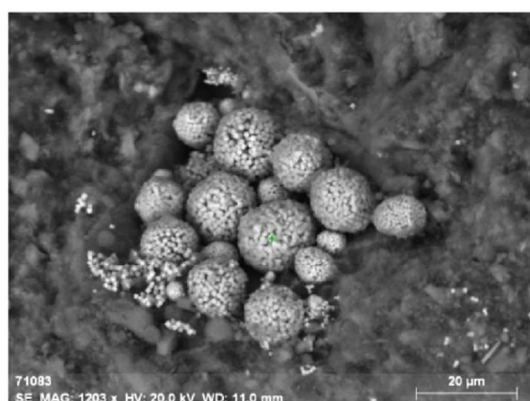
Образцы кремнисто-глинистых пород-коллекторов Медвежьего месторождения представляют собой тонкозернистую породу (рис. 1) на поверхности которой визуальнo не выделяются крупные поровые каналы или отчётливо наблюдаемые пустоты. При исследовании на сканирующем электронном микроскопе обнаруживаются мелкие поры, заполненные каолинитом и кварцем (рис. 2), а также отдельные зёрна монтмориллонита (рис. 5), что подтверждается результатами исследований методами XRD и FT-IR. Также в породах встречаются многочисленные фрамбоиды пирита, представляющие собой сферические агрегаты (рис. 3, 4), которые часто встречаются в осадочных толщах. Фрамбоидальный пирит ( $\text{FeS}_2$ ) является аутигенным раннедиагенетическим биоминералом, характерным для восстановительной зоны диагенеза. Развитие фрамбоидов пирита и их скоплений приурочено, главным образом, к зонам осадков с высоким содержанием биогенных компонентов [5]. Это является принципиальным фактом для оценки условий образования и преобразования пород-коллекторов Медвежьего месторождения.



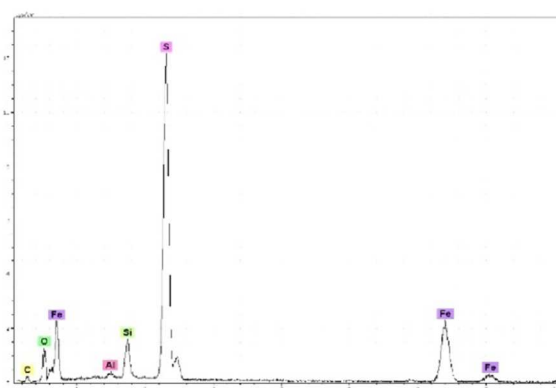
**Рисунок 1** – Поверхность образца кремнисто-глинистой породы-коллектора



**Рисунок 2** – Мелкая пора, заполненная каолинитом и кварцем

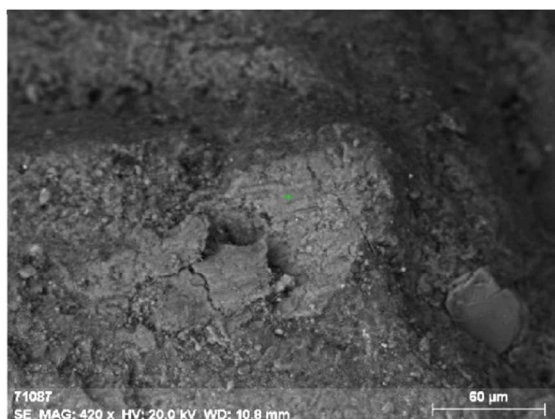


**Рисунок 3** – Фрамбоиды пирита сферической формы, сложноорганизованные агрегаты кристаллитов различного размера



**Рисунок 4** – Элементный состав кристаллитов пирита

Биогенное происхождение данных осадочных пород подтверждается встречающимися остатками органического материала: раковин, моллюсков и др. (рис. 6–8.). В процессе исследований нами был обнаружен фрагмент, который, предположительно, может быть классифицирован как конодонтоноситель (классификация: тип Хордовые; класс Конодонты (Conodonti); средний кембрий-ранний триас). Как правило, отпечатки мягких тканей целого конодонтоносителя не встречаются, есть только реконструкции животного. Обычно остаются только зубы – конодонты, их состав слоистый апатит, что отчетливо отражается на снимках сканирующего микроскопа.

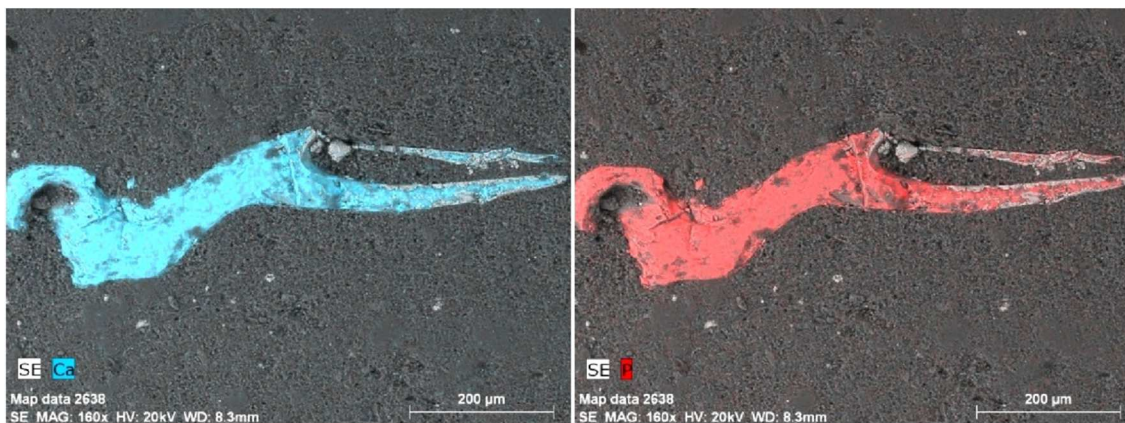


**Рисунок 5** – Зерно монтмориллонита в структуре кремнисто-глинистой породы-коллектора



**Рисунок 6** – Фрагмент материала органического происхождения, состоящего преимущественно из апатита





**Рисунок 7** – Распределение фосфора во фрагменте

**Рисунок 8** – Распределение кальция во фрагменте

Особое внимание нами уделено определению кристаллических фаз кремнезёма методами рентгеновской дифракции и инфракрасной спектроскопии [6, 7].

В процессе литификации кремниевого биогенного материала трансформация его структуры сопровождается изменением вещественного состава за счет последовательных реакций растворения-осаждения-перекристаллизации и полиморфных переходов кремнезема: опал-А (аморфный кремнезём) в опал-С (низкотемпературный кристаллический кристобалит), и в опал-СТ (опал-кристобалит-тридимит, так называемую ОКТ-фазу – метастабильную форму кремнезема), а по мере более глубоких преобразований – в кристаллическую фазу (кристобалит, тридимит, кварц) [8]. Поскольку кристаллическая фаза кремнезёма по сравнению с аморфной, занимает меньший объём, то, как следствие, вызывает в пласте появление дополнительного пустотного пространства и повышение газонасыщенности. Таким образом, появление кристаллической фазы (кварца, тридимита и кристобалита) из аморфной (опала) характеризуется повышенной степенью кристалличности кремнисто-глинистых пород-коллекторов и является минералогическим индикатором их повышенной газонасыщенности и проницаемости [9].

Выявление особенностей минерального состава низкопроницаемых пород-коллекторов, влияющих на их фильтрационно-емкостные свойства, позволяет оценить перспективность их вовлечения в разработку месторождения, а также будет способствовать решению главной проблемы, возникающей при эксплуатации преобладающего количества залежей нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: расхождению проектных и фактических показателей разработки.

#### Литература:

1. Vu Cong Khang, Korovkin M.V., Ananyeva L.G. Identification of clay minerals in reservoir rocks by FTIR spectroscopy // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43 (2016) 012004 doi:10.1088/1755-1315/43/1/012004
2. Шатова М.Н., Коровкин М.В. Определение минерального состава палеозойских отложений нефтегазоконденсатного месторождения методом инфракрасной спектроскопии // Булатовские чтения. Материалы I Международной научно-практической конференции. Сборник статей в 5-ти томах / Под общей редакцией О.В. Савенок. – Краснодар, 2017. – С. 308–312.
3. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Нефть, Газ. Экспозиция. – 2017. – № 6 (59). – С. 23–27.
4. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Д.Я. Хабибуллин [и др.] // Геология и разработка месторождений. – 2018. – № 8. – С. 18–25.
5. Рейхард Л.Е. Фрамбонды пирита в донных осадках Белого моря // Федоровская сессия, 2014. – С. 62–64.
6. Calculation of quartzite crystallinity index by infrared absorption spectrum / O.S. Razva [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21. – P. 1–4.
7. Assessment of quartz materials crystallinity by x-ray diffraction / M.V. Korovkin [et al.] // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – № 110. – P. 12–95.
8. Ильичева О.М., Наумкина Н.И., Лыгина Т.З. Фазовое и структурное разнообразие осадочных кремнистых пород как основа оценки их качества // Разведка и охрана недр. – 2012. – № 5. – С. 5.
9. Лазнам З.А.С., Ким В.А. Опал-кристобалит-тридимитовая фаза как индикатор пустотного пространства пород-коллекторов // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том I / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – С. 88–89.

**References:**

1. Vu Cong Khang, Korovkin M.V., Ananyeva L.G. Identification of clay minerals in reservoir rocks by FTIR spectroscopy // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43 (2016) 012004 doi:10.1088/1755-1315/43/1/012004
2. Shatova M.N., Korovkin M.V. Determination of mineral composition of Paleozoic deposits of oil-gas-condensate field by infrared spectroscopy // Bulatov readings. Materials of the International Scientific-Practical Conference. Collection of articles in 5 volumes / Edited by O.V. Saveenok. – Krasnodar, 2017. – P. 308–312.
3. Doroshenko A.A., Karymova Y.O. Characteristics of the hollow space of the Senonian sediments of the northern West Siberia // Oil, Gas. Exposition. – 2017. – № 6 (59). – P. 23–27.
4. Lithological-mineralogical and field-geological criteria for the allocation of productive zones in the Senonian sediments / D.Y. Khabibullin [et al.] // Geology and field development. – 2018. – № 8. – P. 18–25.
5. Reikhard L.E. Framboids of pyrite in the bottom sediments of the White Sea // Fedorovsky Session, 2014. – P. 62–64.
6. Calculation of quartzite crystallinity index by infrared absorption spectrum / O.S. Razva [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21. – P. 1–4.
7. Assessment of quartz materials crystallinity by x-ray diffraction / M.V. Korovkin [et al.] // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – № 110. – P. 12–95.
8. Ilyicheva O.M., Naumkina N.I., Lygina T.Z. Phase and structural diversity of sedimentary siliceous rocks as a basis for their quality assessment // Exploration and Subsoil Protection. – 2012. – № 5. – P. 5.
9. Laznam Z.A., Kim V.A. Opal-crystallite-tridimite phase as an indicator of void space of reservoir rocks // Proceedings of the XXIV International Symposium of Academician M.A. Usov students and young scientists, dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War. Vol. I / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2020. – P. 88–89.



УДК 550.349.4

## СЕЙСМИЧЕСКОЕ МИКРОРАЙОНИРОВАНИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТЕРРИТОРИИ КРЫМСКОГО РАЙОНА ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВОД РЕК АДАГУМ, НЕБЕРДЖАЙ, БАКАНКА

### SEISMIC MICRODISTRICTING TO PROTECT THE TERRITORY OF THE CRIMEAN DISTRICT FROM THE NEGATIVE EFFECTS OF WATER ADAGUM, NEBERJAY, BAKANKA RIVERS

**Бабушкина Софья Михайловна**

студентка 4 курса кафедры геофизических методов поиска и разведки,  
Кубанский государственный университет  
lasofiya.z@gmail.com

**Долгушин Денис Николаевич**

студент 2 курса магистратуры кафедры геофизических методов поиска и разведки,  
Кубанский государственный университет  
dolgushindenistrustno1@mail.ru

**Захарченко Евгения Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующая кафедрой геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
evgenia-zax@yandex.ru

**Аннотация.** Сейсмическая опасность с каждым годом не уменьшается, а растет в прямой связи с хозяйственным освоением сейсмоактивных территорий и воздействием человека на литосферную оболочку Земли. Повышенный сейсмический риск связан и с размещением в сейсмоактивных регионах экологически опасных объектов, поскольку даже незначительные землетрясения могут нарушить их нормальное функционирование. Территория Крымского района Краснодарского края также относится к опасной в сейсмическом отношении.

**Ключевые слова:** сейсмическое микрорайонирование, балльность, землетрясения, линеамент, метод аналогий, метод сейсмических жесткостей.

**Babushkina Sofia Mikhailovna**

4th year Student of the Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
lasofiya.z@gmail.com

**Dolgushin Denis Nikolaevich**

2nd year Master's Student of the Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
dolgushindenistrustno1@mail.ru

**Zakharchenko Evgeniya Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,  
Head of the department of geophysical methods of prospecting and exploration,  
Kuban State University  
evgenia-zax@yandex.ru

**Annotation.** The seismic hazard does not decrease every year, but increases in direct connection with the economic development of seismically active territories and the human impact on the earth's lithospheric shell. An increased seismic risk is also associated with the placement of environmentally hazardous objects in seismically active regions, since even minor earthquakes can disrupt their normal functioning. The territory of the Krymsky district of the Krasnodar territory is also considered dangerous in terms of seismic activity.

**Keywords:** seismic microdistricting, score, earthquakes, lineament, method of analogies, method of seismic stiffness.

Сейсмическая опасность с каждым годом не уменьшается, а растет в прямой связи с хозяйственным освоением сейсмоактивных территорий и воздействием человека на литосферную оболочку Земли (строительство крупных гидротехнических сооружений, добыча полезных ископаемых и т.п.). Повышенный сейсмический риск связан и с размещением в сейсмоактивных регионах экологически опасных объектов, поскольку даже незначительные землетрясения могут нарушить их нормальное функционирование. Территория Крымского района Краснодарского края также относится к чрезвычайно опасной в сейсмическом отношении.

Сейсмическое микрорайонирование (СМР) – определение сейсмичности площадки изысканий на основе материалов уточнения исходной сейсмичности, детального сейсмического районирования с учётом локальных грунтовых условий по данным инженерно-геологических изысканий.

Проведение сейсмического микрорайонирования площадок строительства зданий и сооружений предусмотрено в районах с сейсмичностью 7, 8 или 9 баллов согласно предварительной оценке на основе карт общего сейсмического районирования и СП 14.13330.2014.

В геоморфологическом отношении территория Крымского района Краснодарского края расположена в пределах Закубанской наклонной террасированной равнины, в пределах верхнечетвертичной террасы р.Кубань, которая в районе Варнавинского водохранилища примыкает к Приазовской низменной дельтовой равнине. Долина р.Адагум прорезает верхнечетвертичную террасу, формируя в ней свои геоморфологические структуры более низкого порядка. Участок инженерно-геологических изысканий показан на рисунке 1.

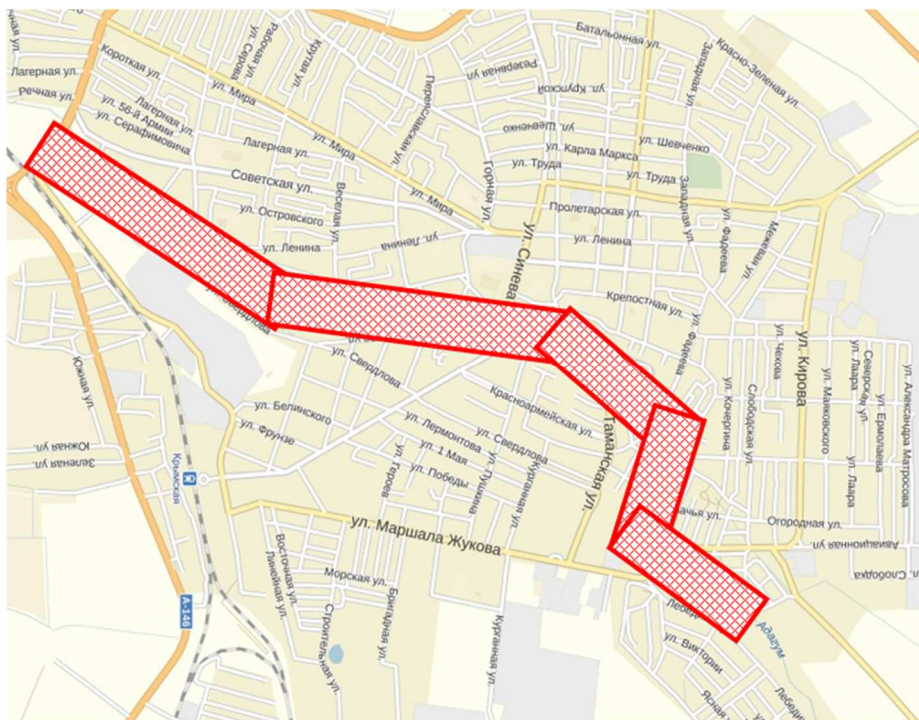


Рисунок 1 – Участок инженерно-геологических изысканий в г. Крымск:



– участок инженерно-геологических изысканий

На рассматриваемом участке инженерно-геологических изысканий геологический разрез представлен: современными техногенными отложениями ( $tQ_{IV}$ ), голоценовыми аллювиальными отложениями ( $aQ_{IV}$ ), верхнеплейстоцен-голоценовыми аллювиально-делювиальными отложениями ( $aQ_{III-IV}$ ), палеоген-неогеновыми отложениями майкопской свиты ( $P-N^1, mk$ ) [3].

Современные техногенные отложения ( $tQ_{IV}$ ) представлены насыпными грунтами. Это грунты, слагающие тела дамб, отвалы грунтов, укрепления берегов каменной наброской, автодорожные насыпи, которые сложены щебнем, песком, гравием и галькой с асфальтовым покрытием и без покрытия, строительным мусором (битый кирпич, куски бетона), суглинком. Эти отложения неоднородные, неслажавшиеся. Мощность их колеблется на участке изысканий от 0,3 м до 5,5 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-1).

Голоценовые аллювиальные отложения ( $aQ_{IV}$ ) представлены:

- песком бурым, гравелистым от влажного до водонасыщенного, средней плотности. Залегает в виде прослоев и линз мощностью до 1,0 м, а в некоторых районах мощность его достигает до 1,1–5,1 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-11);
- гравийным грунтом с супесчаным заполнителем (32,3%), от влажного до водонасыщенного, средней плотности, мощность изменяется от 0,3 м до 15,5 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-12);
- галечниковым грунтом с супесчаным заполнителем (18,0%), от влажного до водонасыщенного, средней плотности, мощность изменяется от 0,5 м до 1,1 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-13).

Верхнеплейстоцен-голоценовые аллювиально-делювиальные отложения ( $aQ_{III-IV}$ ) представлены:

- глиной буровато-коричневатой, с серыми пятнами, твердой, влажной, с включением карбонатов, гидроокислов Mn и Fe, ожелезненной, вскрытой мощностью от 0,8 м до 9,9 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-8);
- суглинками буровато-коричневатыми, с серыми пятнами, твердыми, влажными, с включением карбонатов, гидроокислов Mn и Fe, единичные включения гравия до 5%, вскрытой мощностью от 0,5 м до 7,8 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-9);
- суглинками буровато-коричневатыми, с серыми пятнами, полутвердыми, влажными, с включением карбонатов, гидроокислов Mn и Fe, единичными включениями гравия до 5%, вскрытой мощностью от 0,6 м до 5,6 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-10).

Палеоген-неогеновые отложения майкопской свиты ( $P-N^1, mk$ ) представлены:

- глиной серовато-голубоватой, серовато-зеленоватой, твердой, влажной, тонкослоистой, аргиллитоподобной, вскрытой мощностью от 2,3 м до 8,0 м. Отложения выделены в инженерно-геологический элемент (ИГЭ-14).



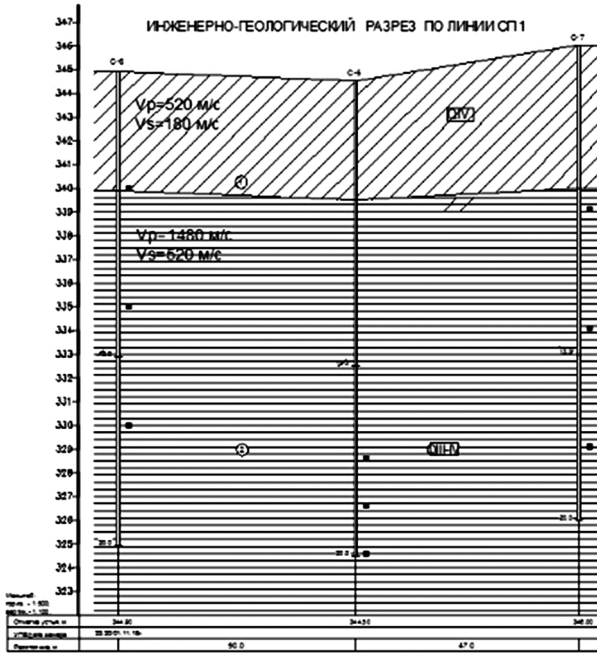


Рисунок 2 – Инженерно-геологический разрез по СП-1

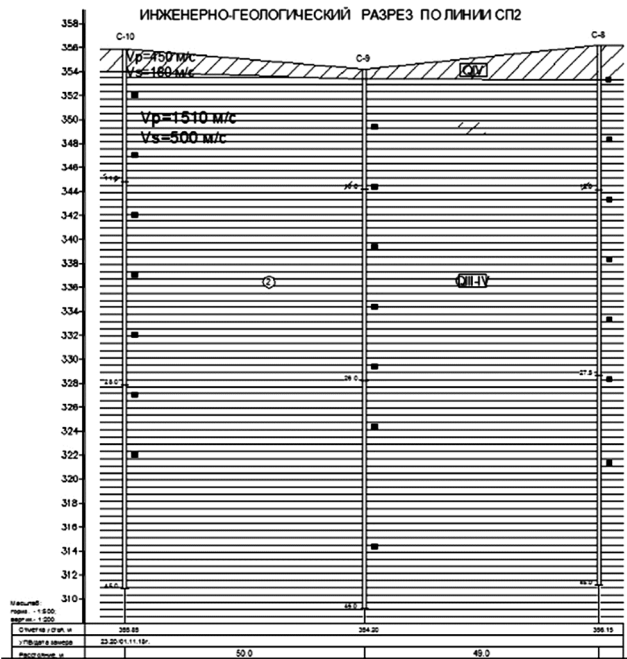


Рисунок 3 – Инженерно-геологический разрез по СП-2

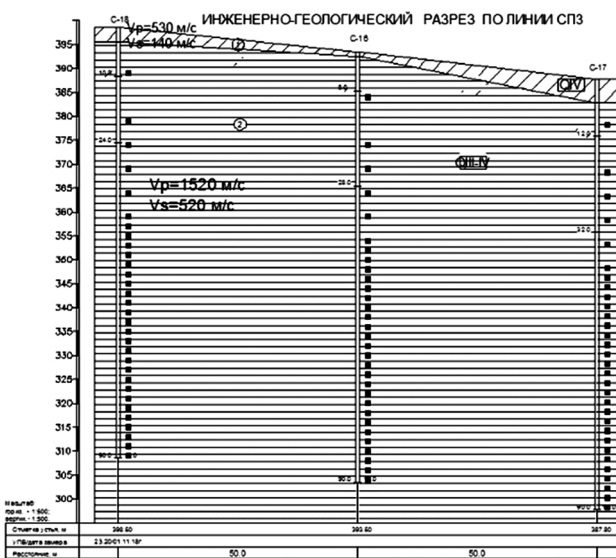


Рисунок 4 – Инженерно-геологический разрез по СП-3

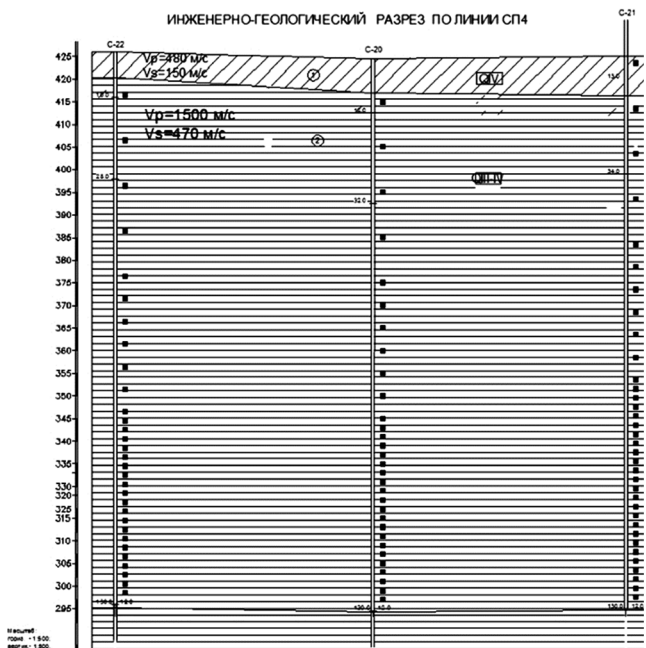


Рисунок 5 – Инженерно-геологический разрез по СП-4

На рассматриваемом участке инженерно-геологических изысканий были проведены геофизические исследования, которые включали в себя сейсморазведочные работы корреляционным методом преломленных волн (КМПВ).

Основной задачей геофизических исследований являлось расчленение разреза по сейсмическим свойствам с определением скоростей распространения упругих волн в среде, определение скоростных характеристик грунтовых комплексов и уровня грунтовых вод. В соответствии с поставленными задачами была определена методика полевых сейсмических наблюдений [3].

Полевые профильные наблюдения проводились методом преломленных волн (КМПВ) по схемам Z-Z (продольные волны) и Y-Y (поперечные волны). Шаг между пунктами приема составил – 5 м, шаг между пунктами возбуждения – 25 м и 30 м, длина расстановки – 115 м, максимальная длина годографа составила также 115 м [3]. При проведении сейсморазведочных работ применялась цифровая инженерная сейсмостанция «Лакколит X-M3» (производства ООО «Логические системы»).

Для площадки строительства на основании проведенных расчетов реакции геологической среды на сейсмические воздействия от землетрясений установлено, что наиболее опасными для пло-



щадки строительства являются землетрясения из зоны возникновения очагов землетрясений (ВОЗ), представленной линеаментом L0025 с  $M_{max} = 8,0$  [3].

Оценки уровня сейсмической опасности, выполненные с использованием метода аналогий, метода сейсмических жесткостей и математического моделирования реакции приповерхностной толщи грунтов на сильные землетрясения дают сопоставимые по величине результаты [2].

Расчетная сейсмичность участка инженерно-геологических изысканий, определенная на основании проведенных расчетов реакции геологической среды на сейсмические воздействия от землетрясений и рекомендуемая для проектных расчетов, составляет 8 баллов при периоде повторяемости 500 лет.

Инженерно-геологические разрезы по сейсмическим профилям СП-1 – СП-4 представлены на рисунках 2–5. Параметры моделей грунтовой толщи приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Параметры моделей грунтовой толщи

№ модели	№ слоя	Скорость поперечных волн, $V_s$ , м/с	Мощность слоя, $h$ , м	Плотность, $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Уровень грунтовых вод, м	$\Delta I$ , балл
СП-1	1	147	0,8	1,59	5,3	+0,31
	2	147	3,1	1,92		
	3	446	1,4	2,04		
	4	446	4,7	1,93		
СП-2	1	158	2,0	1,59	2,0	+0,34
	2	504	3,5	2,04		
	3	504	4,5	1,93		
СП-3	1	135	1,0	1,59	1,6	+0,28
	2	517	9,0	1,86		
СП-4	1	143	0,4	1,59	5,3	+0,41
	2	143	3,1	1,92		
	3	470	1,3	1,93		
	4	470	5,2	1,4		

Максимальная выявленная сейсмичность площадки определена по профилю СП.4 и равна 8,41 балла. При использовании СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах», необходимо использовать для проектных расчетов максимальную выявленную сейсмичность площадки 8,41 балла с возможным ее округлением до 8,5 баллов [1].

#### Литература:

1. Методы оценки сейсмических воздействий / В.В. Штейнберг, М.В. Сакс, Ф.Ф. Аптикаев [и др.] // В кн.: Задание сейсмических воздействий. Вопросы инженерной сейсмологии. Вып. 34. – М. : Наука, 1993. – С. 5–94.
2. Уломов В.И. Вероятностно-детерминированная оценка сейсмических воздействий на основе карт ОСР-97 и сценарных землетрясений // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – М. : РАСС, 2005. – № 4. – С. 60–68.
3. Бабушкина С.М., Долгушин Д.Н., Захарченко Е.И. Сейсмическое микрорайонирование территории Крымского района // Сборник статей материалов международной научно-практической конференции «Referatotech»: в 3 т. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2020. – С. 33–35.

#### References:

1. Methods of seismic effects estimation / V.V. Steinberg, M.V. Saks, F.F. Aptikaev [et al.] // In the book: Setting seismic effects. Problems of Engineering Seismology. Issue. 34. – M. : Nauka, 1993. – P. 5–94.
2. Ulomov V.I. Probabilistic-Deterministic Estimation of Seismic Influences on the Basis of OSR-97 Maps and Scenario Earthquakes // Seismic Construction. Safety of Structures. – M. : RAS, 2005. – № 4. – P. 60–68.
3. Babushkina S.M., Dolgushin D.N., Zakharchenko E.I. Seismic microzonation of Krymsky area territory // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference «Referatotech»: in 3 vols. – Krasnodar : Publishing House – South. – V. 1. – 2020. – P. 33–35.



УДК 550.8.012

## ПОГРАНИЧНЫЕ СТРУКТУРЫ ЮЖНОГО ОБРАМЛЕНИЯ СКИФСКОЙ ПЛИТЫ

## BOUNDARY STRUCTURES OF THE SOUTHERN FRAME OF THE SCYTHIAN PLATE

**Бондаренко Николай Антонович**

д.г.-м.н., доцент, профессор  
кафедры региональной и морской геологии,  
Кубанского государственного университета  
nik\_bond@mail.ru

**Bondarenko Nikolay Antonovich**

Doctor of Geological and Mineralogical  
Sciences, Associate Professor, Professor,  
Department of Regional and Marine Geology,  
Kuban State University  
nik\_bond@mail.ru

**Аннотация.** В статье дается подробная характеристика строения Предкавказского краевого прогиба и его аналога Предпиренейской краевой системы. Закономерности геологического строения позволили провести анализ нефтегазоносности этих структур и выдать рекомендации по организации поисково-разведочных работ.

**Annotation.** The article provides a detailed description of the structure of the Pre-Caucasian Marginal Trough and its analogue of the Pre-Pyrenean Marginal System. Regularities of the geological structure allowed to analyze the oil and gas content of these structures and to give recommendations on the organization of prospecting and exploration.

**Ключевые слова:** структурно-вещественные комплексы, пограничные структуры, типы и виды пограничных структур, Предкавказский краевой прогиб, Скифская плита, Предпиренейская краевая система.

**Keywords:** structural-material complexes, boundary structures, types and types of boundary structures, Pre-Caucasian regional deflection, Scythian plate, Pre-Pyrenean regional system.

Несмотря на длительную историю изучения Черноморского-Каспийского региона рассмотрение теоретической задачи по разработке методики принципов систематики переходных или пограничных структур между разновозрастными платформами по-прежнему имеет важное значение. Поэтому установление эквивалентов пограничных структур платформ в регионах, где запасы углеводородов разведаны, актуально для переоценки перспектив нефтегазоносности изучаемого региона.

Пограничные структуры изучались в рамках решения статических задач – построение моделей с учетом слоистой структуры земной коры платформ и их тектонического положения. Согласно существующим представлениям слоистая структура земной коры платформ может быть представлена триадой последовательно сменяющихся комплексов: геосинклинальных, орогенных и плитных, которые названы главными платформообразующими комплексами [3]. Следовательно, тип структуры земной коры определяется типом связей между этими комплексами [1, 2].

В нашем случае пограничные структуры рассматриваются как тела, образованные сочетанием комплексов соседствующих разновозрастных платформ и отражают слоистую структуру разреза земной коры. Пример видов пограничных структур между Скифской плитой и Кавказом приведен в таблице 2.

**Таблица 1** – Типы пограничных структур платформ

Соседствующие элементы платформ	Тип ПС
Плита (Пд) – Плита (Пм)	Русская – Скифская
Плита (Пм) – Щит (Щю)	Скифская – Кавказ
Плита (Пю) – Плита (Пм)	Черноморская – Скифская

**Таблица 2** – Вид пограничных структур

Вид ПС (определяется по завершающему структурному элементу)	Тип ПС
Краевая плита	Пд – Пм
Краевой выступ (массив)	Щм – Пд
Краевой прогиб	Пм – Щю

*Пограничные структуры Скифской плиты.* Скифская плита как составная часть молодой Центрально-Евразийской платформы выступает в роли структуры, расположенной между древней Восточно-Европейской платформой и складчатыми сооружениями Кавказа Альпийско-Средиземноморского пояса. Южным окончанием плиты служит система Предкавказских прогибов, которая по геолого-геофизическим данным состоит из Индоло-Кубанской впадины на западе и Терско-Каспийской впадины на востоке, разделенных Адыгейским выступом и структурами Ставропольского свода (табл. 3).



Таблица 3 – Пограничные структуры Скифской плиты

Вид	Тип	Комплексы, определяющие вид пограничной структуры (тип формации)				
		Комплекс основания	Главный геосинклинальный	Главный орогенный	Главный литный	Эпиplatformенный
Скифская плита						
Предкавказский краевой прогиб						
Индоло-Кубанская впадина	Пм – Щю	PR – PZ <sub>1</sub>	PZ – MZ <sub>1</sub>	KZ	P <sub>2</sub> – N <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> – Q
Адыгейский массив	Щм(Мм) – Щю	PR – PZ <sub>1</sub>	PZ <sub>2</sub>	T(?) – J <sub>1-3</sub>	K – KZ <sup>2</sup> <sub>1</sub>	N <sub>2</sub> – Q
Ставропольский свод	Пм – Щю	PR – PZ <sub>1</sub>	PZ <sub>2</sub>	T(?) – J <sub>1-3</sub>	K – KZ <sup>2</sup> <sub>1</sub>	N <sub>2</sub> – Q
Терско-Каспийская впадина	Пм – Щю	PR – PZ <sub>1</sub>	PZ – MZ <sub>1</sub>	T(?) – J <sub>1-3</sub>	K – KZ <sup>2</sup> <sub>1</sub>	N <sub>2</sub> – Q
Краевая плита Карпинского	Пм – Пд	AR – PR	PZ	P – T	J – KZ	N <sub>2</sub> – Q
Приазовская краевая плита	Пм – Пд (Щд)	AR – PR	PZ	T – J	MZ – KZ	N <sub>2</sub> – Q

*Индоло-Кубанская впадина* Предкавказского краевого прогиба выявлена при анализе профиля по геотраверсу Орду – Керчь – Бердянск. Со стороны Скифской плиты через офиолитовый шов (Ахтырский глубинный разлом) структура Кавказа резко отделяется от мезо-кайнозойского плитного комплекса Индоло-Кубанской впадины. Выделяемое Прикерченское поднятие представляет перекинальное погружение Кавказа. В Индоло-Кубанской впадине наблюдается характерное для такого вида структур увеличение мощности плитного и орогенного комплексов, минимум которой приходится на зону структурного шва. В пограничной структуре осадочные комплексы характеризуются повышенной деформированностью и проницаемостью, поэтому здесь в верхних этажах швов проявляется в форме грязевого вулканизма.

*Терско-Каспийская впадина* проанализирована по геологическому профилю по геотраверсу Тбилиси – Владикавказ – Моздок. На профиле Кавказ и Скифская плита отчетливо разделяются Черноморским структурным швом. На западе Нальчинский разлом отделяет впадину от Минераловодского выступа. На севере граница впадины определяется по тектонической ступени, фиксирующей погружение блока фундамента. На юге впадины обособляется Дагестанский выступ, разделяющий субмеридианальную Сулакскую и субширотную Северо-Апшеронскую впадины. Здесь также характерно увеличение мощности плитного комплекса Скифской плиты перед структурой Кавказа, наличие структурного шва, орогенный комплекс выражен слабо. Подобно Индоло-Кубанской впадине, внутренняя структура Терско-Каспийской впадины неоднородна. Так Терско-Сунженское поднятие делит ее на две впадины: Терско-Сунженско-Сулакскую на севере и Осетино-Чеченскую на юге.

Перечисленные особенности позволяют заключить, что Предкавказский краевой прогиб это многоэлементная система, включающая впадины, своды, краевые массивы и выступы.

*Сравнительный анализ пограничных структур.* Структурным эквивалентом Предкавказской краевой системы на основе сходства геолого-геоморфологических признаков принимается Предпиренейская краевая система. Горная система Кавказа четко разделяется на Западный, Центральный и Восточный, именно по этому признаку Кавказ сходен с Пиренеями. Как и Кавказ, Пиренеи погружаются на запад (Бискайский залив Атлантики) и восток (Лионский залив Средиземноморья). Эти погружения – аналоги Азову и Каспию. Геоморфологическим эквивалентом Ставропольской возвышенности выступает возвышенность Арманьяк. Одинаковость вида пограничных структур особенно четко проявляется при сравнении Индоло-Кубанского и Бискайско-Ададурского передовых прогибов.

Пиренеи и Кавказ схожи по набору мезо-кайнозойских геосинклинальных формаций: с преобладанием в обеих структурах флишевых прогибов. Пиренеи, как и Кавказ, отделяются от передового прогиба структурным швом – Северо-Пиренейским фронтальным надвигом (взбросом). Такой же характер имеет и граница Западно-Кубанской впадины. Внешняя граница в Западно-Кубанском прогибе проводится по Тимашевской ступени, эквивалентом которой в Предпиренейском прогибе выступает Северо-Аквитанская флексура. Границей Западно-Кубанской впадины и Индольской служит Джигинский разлом, структурным эквивалентом которого можно признать Лакский разлом, разделяющий Бискайский и Препиренейский прогибы (табл. 4).



**Таблица 4** – Сравнительная характеристика пограничных структур и их нефтегазоносности

Пограничная структура	Границы		Комплексы			Тип	Вид	Скопления углеводородов
	Внутр.	Внеш.	Г	О	П			
Пред-Кавказский прогиб	Структурный шов	Тимашовская ступень	MZ – KZ	KZ	Q	Пм – Щю	краевой	Пришовная зона, краевая ступень MZ, K <sub>2</sub> – KZ На морскую часть, привзбросовые структуры
Пред-Пиренейский прогиб	Структурный шов	Северо-Аквитанская ступень	MZ – KZ	KZ	Q	Пм – Щю	краевой	Пришовная зона, краевая ступень MZ (T, J, K <sub>1</sub> ) На морскую часть, привзбросовые структуры

*Прогноз нефтегазоносности.* Эквивалентность геологического строения предполагает и эквивалентность нефтегазопроявлений. Общей закономерностью является приуроченность месторождений к пришовным зонам: Ахтырско-Тырнаузской и Северо-Пиренейской, а также краевым ступеням (Тиашевской и Аквитанской).

Различия состоят в стратегии поисков: в Предкавказье освоены, в основном, месторождения верхней части этажа нефтегазоносности, а в Предпиренейском – его нижней части. Исходя из того, что на морском дне (Бискайском и Азово-Черноморском) наблюдается продолжение нефтегазоносных структур суши, то геологические предпосылки свидетельствуют, что в Предкавказье поиски новых нефтегазовых объектов, возможно, вести в нижней части (J – K) нефтегазоносного этажа, в т.ч. и на море.

В Терско-Каспийской впадине Предкавказской краевой системы промышленная нефтегазоносность как и в Предпиренейской краевой системе связана в основном с мезозоем. Морское продолжение впадины изучено лучше, чем строение Лионского залива в Предпиренейях. На Каспии наблюдается изменение простирания нефтегазоносных структур с субширотного на субмеридиональное (Сулакская впадина), а затем назад (Северо-Апшеронская впадина). Основные нефтяные залежи в Терско-Каспийской впадине связаны с простыми складками (по мезозою) Терской и Сунжеской зон. Их аналоги – Западная и Восточная антиклинальные зоны Дагестана с нефтегазоносностью палеогена – неогена.

**Литература:**

1. Бондаренко Н.А., Соловьев В.А. Пограничные структуры платформ и их нефтегазоносность (на примере платформ Юга России). – Краснодар : Просвещение – Юг, 2007. – 112 с.
2. Бондаренко Н.А. Структурные эквиваленты пограничных структур Скифской плиты // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2019. – № 11(55). – Ч. 3. – С. 34–39.
3. Соловьев В.А., Соловьева Л.П., Бондаренко Н.А. Типы платформенных систем земной коры и пограничные системы // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 10 (23). – С. 3–10.

**References:**

1. Bondarenko N.A., Solovyov V.A. Frontier structures of platforms and their oil and gas content (on the example of platforms of Southern Russia). – Krasnodar : Prosveshchenie – Yug, 2007. – 112 p.
2. Bondarenko N.A. Structural equivalents of boundary structures of the Scythian plate // Actual scientific research in the modern world. – 2019. – № 11(55). – Part. 3. – P. 34–39.
3. Solov'ev V.A., Solov'eva L.P., Bondarenko N.A. Types of platform systems of the Earth crust and boundary systems // South Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy. – 2006. – № 10 (23). – P. 3–10.



УДК 502

## ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА НА НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

### GEOPHYSICAL EXPLORATION FOR UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS

**Боровский Михаил Яковлевич**

кандидат геолого-минералогических наук,  
генеральный директор,  
ООО «Геофизсервис»  
micbor1913@mail.ru

**Борисов Анатолий Сергеевич**

доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
профессор кафедры геофизики и  
геоинформационных технологий,  
Казанский (Приволжский) федеральный университет  
anatoly.borisov@kpfu.ru

**Богатов Владимир Ильич**

Ведущий геофизик  
ООО «Геофизсервис»  
vladbogatoff@gmail.com

**Аннотация.** Рассмотрены возможности геофизических методов при поисках и разведки месторождений торфа, угля, природных битумов и сверхвязкой нефти, горючих сланцев, газогидратов, нефти и газа сланцевых формаций.

**Ключевые слова:** нетрадиционные источники углеводородного сырья, геофизические методы, радиолокационная разведка, сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка, магнито-разведка, аномалии геофизических параметров.

**Borovskiy Mikhail Yakovlevich**

Candidate of Geological and  
Mineralogical Sciences,  
General Director,  
«Geofizservis» LLC  
micbor1913@mail.ru

**Borisov Anatoly Sergeevich**

Doctor of Geological and Mineralogical  
Sciences, Professor,  
Professor of the Department of Geophysics  
And Geoinformation Technologies,  
Kazan (Volgaregion) Federal University  
anatoly.borisov@kpfu.ru

**Bogatov Vladimir Illich**

Leading Geophysicist  
«Geofizservis» LLC  
vladbogatoff@gmail.com

**Annotation.** The possibilities of geophysical methods in the search and exploration of peat, coal, natural bitumen and ultra-viscous oil, oil shale, gas hydrates, oil and gas of shale formations are considered.

**Keywords:** unconventional sources of hydrocarbons, geophysical methods, radar exploration, seismology, electromagnetics, gravity, magnetic anomalies, geophysical parameters.

К альтернативным (дополнительным) источникам углеводородов относятся техногенные залежи (свалочный газ – биогаз, нефтепродукты) и природные полезные ископаемые: торф, горючие сланцы, природные битумы, угли, сланцевый газ и нефть, газогидраты.

На всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на эти горючие полезные ископаемые используются или могут применяться различные методы разведочной геофизики [1–17].

Ниже рассмотрены возможности геофизической разведки на ряд видов нетрадиционных источников углеводородного сырья.

**Торф.** В последние годы для картирования торфяных залежей широко применяется (Зверев Е.О., Клепикова С.М., Монахов В.В.) георадиолокационная разведка. По данным ООО «НПЦГеоТех» (2005) выявлены картировочные признаки торфяных залежей:

При сравнительно высоких коэффициентах затухания и низких значениях УЭС отражающая граница, соответствующая подошве торфяной залежи, хорошо коррелируема за счет высокого значения  $K_{отр}$ .

Частотная характеристика отражающей границы имеет центральную частоту в 2–3 раза меньшую, нежели центральная частота всей записи.

По рисунку записи подошва торфяных отложений характеризуется наличием большого количества точек дифракции, что свойственно речным и озерным отложениям; по геометрии подошва торфа имеет сильно изрезанную форму.

**Горючие сланцы.** Залегают, как правило [16], в виде горизонтальных пластов, среди которых, развиты прослои керогена. Основные типы месторождений выделяются с учетом специфики строения залегающих в преимущественно глинистых, песчаных и карбонатных породах, а также приуроченности сланцевых толщ к закарстованным и (или) к практически не затронутым карстовыми процессами карбонатным разрезам. Продуктивные образования обычно представлены глинисто-песчанистыми и известняковыми породами, в которых до 56–65 % их объема занимают продукты разных степеней разложения и преобразования органического вещества.

Задачи, решаемые геофизическими методами (по П.В. Вишневному, 1996):

– уточнение геологического строения и структурно-тектонических особенностей территории (района, площади, участка) установленной и (или) потенциальной сланценосности (используется электроразведка ВЭЗ, СЭП, ДЭЗ и др., малоглубинная сейсморазведка);



- выявление зон повышенной трещиноватости (раздробленности), обводненности и закарстованности продуктивных и вмещающих толщ (высокоточная гравиразведка, геотермия, «полярные» (крестовые и круговые) исследования методами электроразведки и сейсморазведки);
- изучение гидрогеологических особенностей разреза сланценосных площадей (электроразведка ЕП, ВЭЗ, СЭП и др., сейсморазведка МПВ).

**Природные битумы и сверхвязкая нефть.** Прогнозирование нефтянобитумности верхней части геологического разреза геофизическими методами осуществляется [1, 2, 9, 15, 17] на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса. Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон битумоаккумуляции путем заложения ряда региональных геофизических профилей. Технологический комплекс обуславливает постановку электроразведочных работ с шагом измерений по профилю 500 м. Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Это полное опосредованное опосредование земель с детальностью, обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов высокоразрешающей электроразведки в площадном варианте: шаг измерений по профилю 100 м, расстояние между профилями 100–150–200 м. На разведочном этапе геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Целесообразен комплекс полевой геофизики, включающий высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений. Такой набор геофизических методов позволяет выделять зоны развития неогеновых долин, сопряженных с тектонически ослабленными зонами, и участки обводнения залежей. Для выделения тектонически ослабленных зон в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных гравиметрических съемок с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1 : 2–3 (50 x 100–150 м).

**Угли.** Приурочены к верхним и средним звеньям осадочного покрова. В верхней части разреза для поисков залежей угля в пермских и неогеновых отложениях необходима информация об областях глубокого размыва коренных пород. Палеорекки выделяются по данным ВЭЗ и высокоточной гравиразведки. Зоны развития нижнекаменноугольных врезов, контролируют размещение угольных пластов, которые вытянуты вдоль палеорусел, а к бортам палеодолин выклиниваются [12] согласно особенностям строения аллювиальных толщ. Выявление и трассирование древних речных систем осуществляется [8, 12, 13, 16] электроразведкой ЗСБЗ и сейсморазведкой МОГТ.

**Углеводороды сланцевых формаций.** Широко применяется [1, 4, 5, 7, 10] сейсморазведка МОГТ в модификациях 3D и 4D. Имеются [11] примеры использования электрической разведки в сочетании с дистанционным зондированием Земли (ДЗЗ). Перспективно [6] внедрение аэрогеофизических исследований. Рекомендуются [1, 7] на площадях развития сланценосных толщ (семилукско-речицкие отложения), выявленных в региональном плане по геологическим данным, для разработки рациональной методики геофизических поисков и разведки в условиях Волго-Уральского региона:

- переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов съемок 3D и высокоточных гравиметрических работ на новом научно-методическом уровне;
- проведение целенаправленных (опытно-методических) комплексных геофизических (сейсморазведка МОГТ-3D, высокоточная гравиразведка) исследований на опорных полигонах.
- Концепция геофизического изучения сланцевых толщ предполагает и составление сводных карт тектонических нарушений по имеющимся данным (гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка, электроразведка). Критерии выделения проявлений диастрофизма земной коры являются общепринятыми [1, 2, 5, 16, 17]. Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, необходим [7, 10] как для регионального, так и детального масштаба интерпретации коллектора: разломы и разрывы могут динамически воздействовать на потенциал коллектора.

**Газогидраты.** Используется [14] электроразведка методом становления поля для поляризующихся сред. По материалам морских исследований выявлены поисковые признаки отображения газогидратов, базирующиеся на явлении индукционно вызванной поляризации (ИВП). Разработаны технология полевых (морских) наблюдений и методические приемы геологического истолкования данных высокоразрешающей электроразведки.

Технологии геофизической разведки обеспечивают возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (прежде всего бурения) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.





## Литература:

1. Боровский М.Я. Геофизическое изучение нетрадиционных источников углеводородного сырья // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 42-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Пермь, 26–30 января 2015 г. – Пермь : Горный ин-тУрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. – С. 23–26.
2. Боровский М.Я. Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов : автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00. – Казань : КГУ, 2001. – 23 с.
3. Боровский М.Я. Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты // Материалы IX Межрегиональной научно-практической конференции «Промышленная экология и безопасность». – Журнал ЭИПБ. – 2014. – № 1–2. – С. 9–12.
4. Боровский М.Я. Эколого-геофизические аспекты процессов освоения углеводородов сланцевых формаций // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, 27–31 января 2014 г. – Екатеринбург : ИГФУрО РАН, 2014. – С. 52–53.
5. Боровский М.Я. К вопросу о применении геофизической разведки на углеводороды сланцевых формаций // Труды XIV Междунар. симп. «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан», Казань, 18–20 марта 2014 г. – Казань : Изд-во ООО «ТаГраф», 2014. – С. 132–135.
6. Боровский М.Я., Бабаянц П.С., Трусов А.А. Аэрогеофизические исследования на углеводороды сланцевых формаций // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 6. – С. 16–19.
7. Возможности разведочной геофизики при поисках и разведке углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан / М.Я. Боровский [и др.] // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во ФЭН АН РТ, 2014. – С. 173–176.
8. Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Богатов В.И. Разведочная геофизика при изучении угленосных толщ Татарстана // Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан. – Казань : Изд-во Казанского ун-та, 2002. – С. 138–139.
9. Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации природных битумов / М.Я. Боровский [и др.]. – М. : Геос, 2000. – 170 с.
10. Гошевский С.В. Сиротенко П.Т. Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2012. – № 1. – С. 9–32.
11. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Обнаружение и картирование скоплений газа в сланцевых породах мобильными геофизическими методами // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 39-й сессии Международного научного семинара имени Д.Г. Успенского, Воронеж, 30 января – 2 февраля 2012 г. – Воронеж, 2012. – С. 162–165.
12. Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Трофимов В.А. Эрозионные врезы Татарстана: нефте- и угленосность, методы изучения // Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона: докл. засед. «Круглого стола» 10–11 ноября 1998 г. – Казань : Мастер Лайн, 2000. – С. 102–110.
13. Прогнозирование угленосных толщ Татарстана по геофизическим данным / Р.З. Мухаметшин [и др.] // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. Второго междунар. симпозиума 23–27 июня 1997 г., С.-Петербург. – СПб. : ВНИГРИ, 1997. – С. 125–126.
14. Небрат А.Г., Сочельников В.В. Электроразведка методом становления поля для неполяризующихся сред // Геофизика. – 1998. – № 6. – С. 27–30.
15. Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. – Казань : Изд-во ФЭН АН РТ, 2007. – 247 с.
16. Сохранение энергетической независимости субъектов федерации: своевременный поиск альтернативных источников углеводородного сырья (на примере Республики Татарстан) / Н.Я. Шабалин [и др.] // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. научн.-практич. конфер. VI междунар. специализир. выставки «Нефть, газ–99» 8–9 сентября 1999 г., г. Казань. – Казань : Экоцентр, 1999. – Т. II. – С. 148–155.
17. Швыдкин Э.К. Техногенные и естественные электрические поля в проблемах освоения ресурсов природных битумов (контроль за разработкой, разведка, экология): автореф. дисс. докт. геол.-мин. наук : 04.00.12. – М. : ВНИИГеосистем, 1996. – 30 с.

## References:

1. Borovsky M.Y. Geophysical study of unconventional sources of hydrocarbon raw materials // Theory and practice of geological interpretation of geophysical fields: Proceedings of the 42-nd session of the International seminar named after D.G. Uspensky, Perm, 26–30 January 2015. – Perm : Mining Institute Ural RAS, Perm State National Research University, 2015. – P. 23–26.
2. Borovsky M.Y. Geophysical technology of forecasting, prospecting and exploration of natural bitumen deposits: Abstract Diss. ... Cand. Geol.-Min. of Sciences: 25.00.10. – Kazan : KSU, 2001. – 23 p.
3. Borovsky M.Y. Landfill gas: environmental and geophysical aspects // Proceedings of the IX Inter-regional Scientific Conference «Industrial Ecology and Safety». – Journal of E&PB. – 2014. – № 1–2. – P. 9–12.
4. Borovsky M.Y. Ecological and geophysical aspects of hydrocarbon development of shale formations // Theory and practice of geological interpretation of gravitational, magnetic and electrical fields: Proceedings of the 41st session of the International seminar named after D.G. Uspensky, 27–31 January 2014. – Yekaterinburg : IGFUro RAS, 2014. – P. 52–53.
5. Borovsky M.Y. On the application of geophysical exploration for hydrocarbons of shale formations // Proceedings of the XIV International Symposium. «Energy Resource Efficiency and Energy Saving in the Republic of Tatarstan», Kazan, March 18–20, 2014. – Kazan : TaGraph Publisher, 2014. – P. 132–135.



6. Borovsky M.Y., Babayants P.S., Trusov A.A. Aerogeophysical studies on hydrocarbons of shale formations // Oil. Gas. Novation. – 2014. – № 6. – P. 16–19.
7. Possibilities of exploratory geophysics in search and exploration of hydrocarbons of shale formations in the Republic of Tatarstan / M.Y. Borovsky [et al.] // Hard-to-recover and unconventional hydrocarbon reserves: experience and forecasts: materials of the International scientific-practical conference. – Kazan : Publishing house of FEN of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2014. – P. 173–176.
8. Borovsky M.Y., Mukhametshin R.Z., Bogatov V.I. Exploration geophysics in studying coal-bearing strata of Tatarstan // Geological study of terrestrial bowels of the Republic of Tatarstan. – Kazan : Publishing house of Kazan University, 2002. – P. 138–139.
9. Geophysical Methods of Preparation and Control of Exploitation Processes of Natural Bitumen / M.Y. Borovsky [et al.]. – M. : Geos, 2000. – 170 p.
10. Goshevsky S.V., Sirotenko P.T. Development of New Geophysical Technologies for Exploration and Development of Shale Gas // Zbirnik naukovykh prakty UkrDGRI. – 2012. – № 1. – P. 9–32.
11. Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Detection and mapping of gas accumulations in shale formations by mobile geophysical methods // Theory and practice of geological interpretation of geophysical fields: Proceedings of the 39th session of the International Scientific Seminar named after D.G. Uspensky, Voronezh, 30 January – 2 February 2012. – Voronezh, 2012. – P. 162–165.
12. Mukhametshin R.Z., Borovsky M.Y., Trofimov V.A. Erosion trenches of Tatarstan: oil- and coal-bearing, methods of study // Problems of hydrocarbon reserves in republics and regions of the Volga-Kama region: report of the session. «Round Table» 10–11 November 1998. – Kazan : Master Line, 2000. – P. 102–110.
13. Prediction of coal-bearing strata of Tatarstan by geophysical data / R.Z. Mukhametshin [etc.] // Untraditional sources of hydrocarbon raw materials and the problems of its development: Proceedings of the Second International Symposium, June 23–27, 1997, S.-Petersburg. – SP. : VNIGRI, 1997. – P. 125–126.
14. Nebrat A.G., Sochelnikov V.V. Electric Field Formation Method for non-polarizing media // Geophysics. – 1998. – № 6. – P. 27–30.
15. Khisamov R.S., Borovsky M.Y., Gatiyatullin N.S. Geophysical Methods of Search and Exploration of Natural Bitumen Deposits in the Republic of Tatarstan. – Kazan : Publishing house of the FEB RAS, 2007. – 247 p.
16. Keeping of energy independence of the Federation subjects: timely search of alternative sources of hydrocarbon raw materials (by the example of the Republic of Tatarstan) / N.Y. Shabalin [et al.] // High-viscosity oils, natural bitumens and residual oils of developed deposits: proc. of scientific-practical conference. VI International Specialized Exhibition «Oil, Gas-99» September 8–9, 1999, Kazan. – Kazan : EcoCenter, 1999. – Vol. II. – P. 148–155.
17. Shvydkin E.K. Technogenic and natural electric fields in the problems of development of natural bitumen resources (control of development, exploration, and ecology): Abstract Diss. ... Doctor. Geol. Min. of Sciences: 04.00.12. – M. : VNIIGeosystem, 1996. – 30 p.



УДК 550.834.04

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ИЗЛУЧАТЕЛЯ В МЕЛКОМ МОРЕ

### EXPERIMENTAL STUDY ACOUSTIC FIELD OF THE PNEUMATIC RADIATOR IN THE SHALLOW SEA

**Величко Григорий Олегович**

аспирант кафедры геофизических методов  
поиска и разведки,  
Кубанский государственный университет  
grishavel@mail.ru

**Гуленко Владимир Иванович**

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры геофизических методов  
поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
v\_gul@mail.ru

**Захарченко Евгения Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующая кафедрой геофизических методов  
поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
evgenia-zax@yandex.ru

**Аннотация.** Возбуждаемое в условиях мелкого моря акустическое поле имеет сложную интерференционную структуру, обусловленную распространением акустических волн различного типа. Кроме того, в силу сейсмогеологических свойств мелководных акваторий, отличительной особенностью сейсмоакустических наблюдений на мелководье является относительно невысокое соотношение «сигнал – шум». Изучение структуры волновых полей пневматических источников представляет интерес с целью повышения геологической эффективности морской сейсморазведки. В работе рассмотрены результаты регистрации акустических сигналов, возбуждаемых одиночными пневматическими источниками на акватории Карского моря в условиях мелководья.

**Ключевые слова:** акустические волны, мелководные акватории, источник акустического сигнала, сейсмоакустические наблюдения, пневматические источники, амплитудно-частотные характеристики, нормированные сигналы при разном удалении источника.

**Velichko Grigory Olegovich**

postgraduate student of the Department  
of Geophysical Methods of Prospecting  
and Exploration,  
Kuban State University  
grishavel@mail.ru

**Gulenko Vladimir Ivanovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Professor of the Department of Geophysical  
Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
v\_gul@mail.ru

**Zakharchenko Evgeniya Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Head of the Department of Geophysical  
Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
evgenia-zax@yandex.ru

**Annotation.** The acoustic field excited in shallow sea conditions has a complex interference structure due to the propagation of acoustic waves of various types. In addition, due to the seismogeological properties of shallow waters, a distinctive feature of seismic-acoustic observations in shallow water is a relatively low signal-to-noise ratio. The study of the structure of the wave fields of pneumatic sources is of interest in order to improve the geological efficiency of marine seismic exploration. The paper considers the results of recording acoustic signals excited by single pneumatic sources in the water area of the Kara Sea in shallow water.

**Keywords:** u acoustic waves, shallow water areas, acoustic signal source, seismic-acoustic observations, pneumatic sources, amplitude-frequency characteristics, normalized signals at different source distances.

**В**озбуждаемое в условиях мелкого моря акустическое поле имеет сложную интерференционную структуру, обусловленную распространением акустических волн различного типа. Кроме того, в силу сейсмогеологических свойств мелководных акваторий, отличительной особенностью сейсмоакустических наблюдений на мелководье является относительно невысокое соотношение «сигнал – шум» [1]. Изучение структуры волновых полей пневматических источников представляет интерес с целью повышения геологической эффективности морской сейсморазведки, где традиционно актуальной проблемой являются кратные отражения волн [2]. Сведения о характеристиках акустических полей предполагают решение задачи по разделению, так называемых, «волн – помех» и отражённых волн.

В настоящей работе рассмотрены результаты регистрации акустических сигналов, возбуждаемых одиночными пневматическими источниками (ПИ) на акватории Карского моря в условиях мелководья. Приводится сопоставление параметров волнового поля в зависимости от объёма рабочих камер ПИ ( $V_{1-3}$ ) и расстояния ( $\Delta r$ ) между приёмником и источником сигналов. Расчёт частотных характеристик производился в программной среде MathCAD 14.



Для регистрации данных в формате SEG Y использовалась кабельная телеметрическая система ARAM ARIES II с гидрофонами типа MP-25-250 (собственная частота 10 Гц, чувствительность 11,2 В/бар). Запись сигналов продолжалась в течение 3 с в полосе частот 3–656 Гц с предварительным усилением 12 дБ и дискретизацией 0,5 мс (6000 отсчётов).

В качестве источника акустического сигнала поочерёдно использовались пневматические излучатели «Volt» 1900LL с разными объёмами рабочих камер ( $V_1, V_2, V_3 = 40, 90, 110$  куб. дюймов, соответственно). В ходе работ одиночный пневматический источник буксировался на расстоянии 25 м от кормы судна-источника с заглублением от поверхности воды ( $h_1$ ) на 2 м (при  $V_2 = 90$  куб. дюймов, глубина  $h_2 = 4$  м). Воздух на него подавался при помощи компрессора под давлением 136 атм.

Согласно выбранной методике гидрофон занимал статичное положение на морском дне на глубине 12,5 м, тогда как пневматический источник линейно удалялся, инициируя подрывы каждые 50 м. При этом величина  $\Delta r$  варьировалась в диапазоне 100–2000 м. Перепады глубины в пунктах взрыва (ПВ) были незначительными (0–2 м), а волнение моря при проведении экспериментов минимальным. По данным мариметра «Valerport» скорость звука в воде была 1470 м/с, а температура воды плюс 6°С.

На рисунке 1 приведена общая схема методики эксперимента.

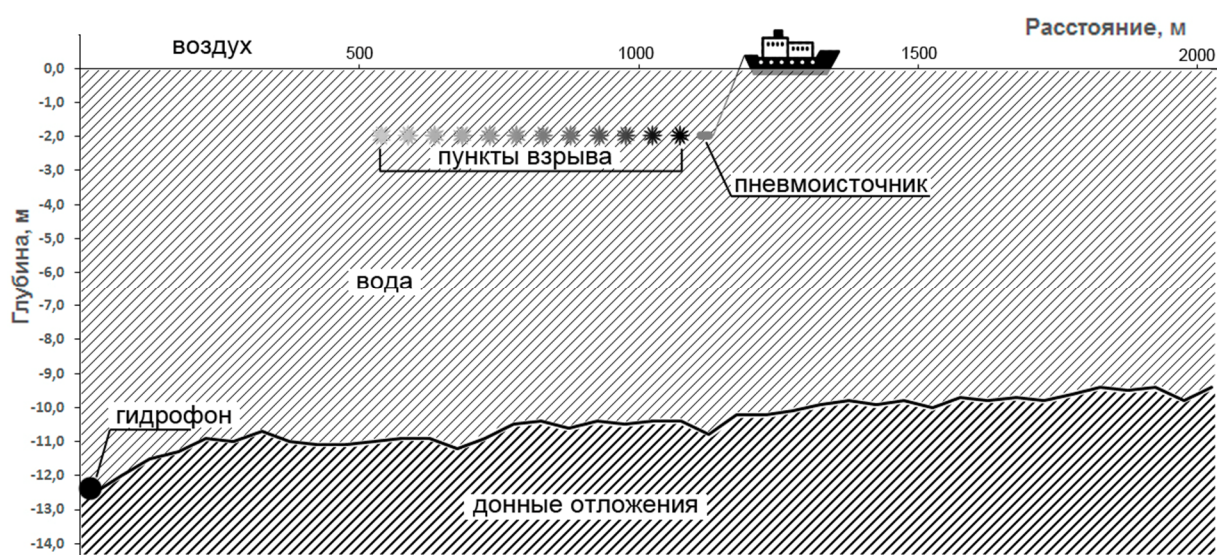


Рисунок 1 – Общая схема методики экспериментальных работ на мелководной акватории

В представленной модели среды, мы видим, что дистанция, на которую распространялись звуковые волны, во много раз превышала глубину моря. Слой морской воды снизу был ограничен, близким к горизонтальному, слоем дна, где скорость распространения упругих колебаний, как правило, выше. Граница вода-воздух является свободной отражающей поверхностью, т.е. практически идеальным отражателем [3]. Таким образом, можно утверждать, что процесс распространения акустических волн был связан с волноводными явлениями, а мелководная акватория являлась волноводом.

На рисунке 2 приведены примеры зарегистрированных волновых сигналов.

Для обработки в системе MathCAD 14 исходные данные были переведены в текстовый формат, где каждому отсчёту соответствовало значение амплитуды в вольтах. Применялась выборка отсчётов  $i00 = 0 \dots 1023$ . Для корректного сопоставления данные были нормированы.

Низкочастотные импульсные акустические сигналы при распространении на дальние расстояния в волноводах малой глубины подвержены дисперсионным искажениям [4]. По форме сигналов (рис. 2) заметно, что с увеличением  $\Delta r$  влияние дисперсии усиливается.

На рисунке 3 приведены амплитудные спектры нормированных сигналов разных вариантов эксперимента.

Как видно из представленных рисунков, вне зависимости от объёма ПИ при увеличении расстояния между источником и приёмником наблюдаемое акустическое поле обладает более высокочастотными характеристиками. Кроме того, при  $\Delta r \geq 1000$  м минимальный уровень амплитуд регистрируемых сигналов наблюдается в полосе частот  $\sim 60 - 110$  Гц.

Спектры полученные при использовании ПИ с объёмом  $V_2 = 90$  куб. дюймов несколько отличаются от остальных по амплитуде. Особенно выделяется высокий уровень амплитуд в диапазоне частот 210–350 Гц при удалении  $\Delta r = 1000$  м. Следует предположить, что данное различие обусловлено нестандартным заглублением пневматического источника ( $h_2 = 4$  м, тогда как  $h_1 = 2$  м).



Нормированный сигнал гидрофона МР-25-250

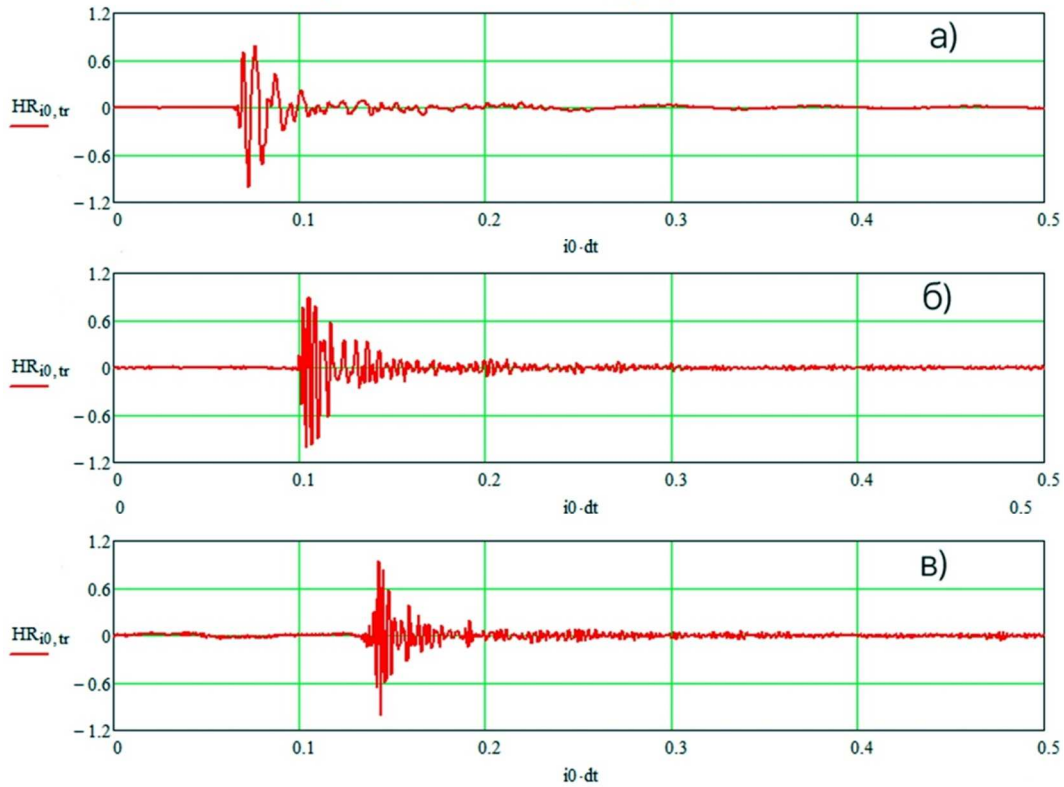


Рисунок 2 – Записи нормированных сигналов при разном удалении источника ( $V_2 = 90$  куб. дюймов):  
 а)  $\Delta r = 100$  м; б)  $\Delta r = 1000$  м; в)  $\Delta r = 2000$  м

Амплитудные спектры сигналов гидрофона МР-25-250

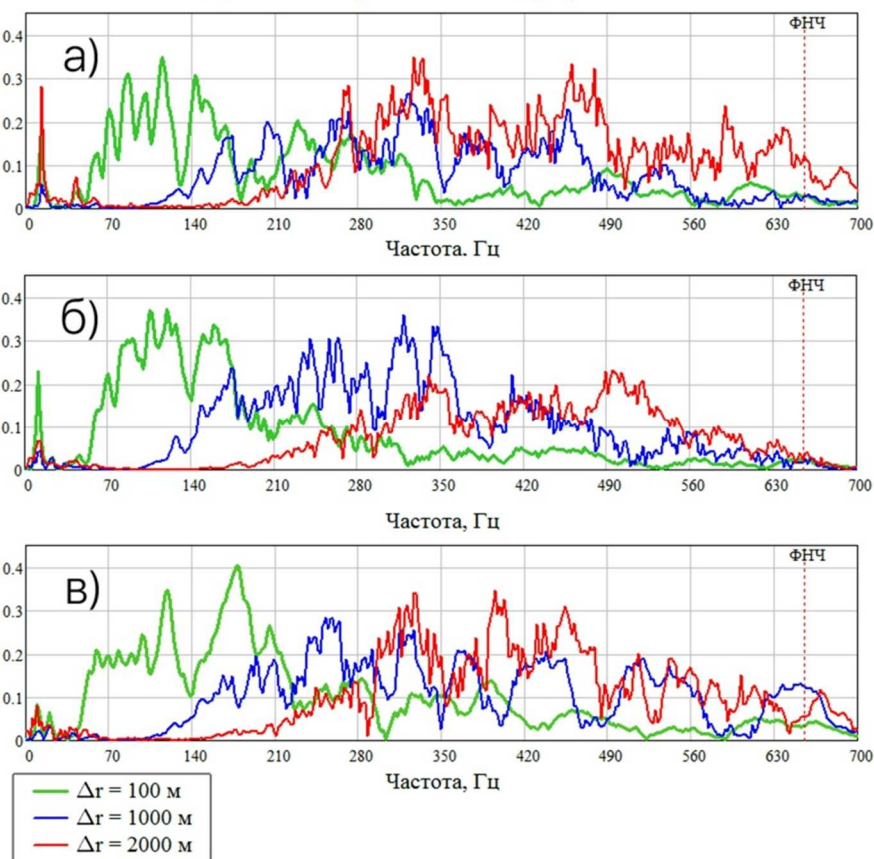


Рисунок 3 – Амплитудно-частотные характеристики нормированных сигналов при разных параметрах ПИ:  
 а)  $V_1 = 40$  куб. дюйм; б)  $V_2 = 90$  куб. дюйм; в)  $V_3 = 110$  куб. дюйм



Сравнивая спектры, полученные при идентичных параметрах заглубления  $h_1$  и расстояния  $\Delta r$ , но при отличающихся объемах пневматических источников ( $V_1$  и  $V_3$ ), стоит отметить схожее распределение частотных характеристик. Различие заключается в уровне амплитуд сигнала, что является логичным следствием увеличения объема источника акустического сигнала более, чем в 2,5 раза.

Подводя итог вышесказанному отметим, что для амплитудно-частотных характеристик акустического поля, возбуждаемого в мелком море, наиболее существенными методическими параметрами являются: расстояние между источником и приёмником сигнала и заглубление пневматического источника. Амплитудно-частотное распределение носит неоднородный характер и в полосе средних частот отмечается относительно низкий уровень амплитуд.

#### Литература:

1. Шалаева Н.В., Старовойтов А.В. Основы сейсмоакустики на мелководных акваториях : Учебное пособие. – М. : МГУ. 2010. – 256 с.
2. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технология морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне : Монография. – Краснодар : КубГУ, 2007. – 111 с.
3. Исакович М.А. Общая акустика. – М. : Изд-во «Наука», 1973. – 496 с.
4. Особенности дисперсионных искажений импульсных сигналов в акустических волноводах с поглощением / А.В. Вавилин [и др.]. – М. : ИОФ РАН «Акустический журнал», 1987. – Т. 23. – №5. – С. 830–833.

#### References:

1. Shalaeva N.V., Starovoitov A.V. Fundamentals of seismoacoustics in shallow water areas: Tutorial. – M. : Moscow State University, 2010. – 256 p.
2. Gulenko V.I., Shumskiy B.V. Marine seismic survey technology in shallow water and in transit zone : Monograph. – Krasnodar : KubGU, 2007. – 111 p.
3. Isakovich M.A. General acoustics. – M. : Nauka Publisher, 1973. – 496 p.
4. Peculiarities of dispersion distortions of pulse signals in the acoustic waveguides with absorption / A.V. Vavilin [et al.]. – M. : IOF RAS, «Acoustic Journal», 1987. – V. 23. – №5. – P. 830–833.



УДК 622.276

## ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ДОЛГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE DOLGINSKOE OIL FIELD

**Витязев Ярослав Дмитриевич**

студент  
направления подготовки нефтегазовое дело,  
Ухтинский государственный технический университет  
barcelona9820@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, профессор  
кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений и  
подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** Перспектива развития Долгинского нефтяного месторождения в Печорском море состоит в том, что освоение углеводородного потенциала арктического шельфа является принципиально новым и перспективным этапом развития топливно-энергетического комплекса России в XXI веке. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика, а именно: тектоническое строение, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и залежей, свойства нефти и морской воды, разнообразие бентосных сообществ. Также приводится информация по текущему состоянию разработки, которая включает в себя текущую стадию разработки, этапы разработки Долгинского участка, сведения о том, кому принадлежит лицензия по разработке, на сколько она выдана и почему разработка месторождения перенесена.

**Ключевые слова:** геолого-промысловая характеристика месторождения; тектоническое строение; характеристика залежей и пластов; разнообразие бентосных сообществ; анализ состояния разработки месторождения; текущая стадия разработки; сведения о лицензионном соглашении и причинах переноса разработки.

**Vityazev Yaroslav Dmitrievich**

Student,  
Training Direction Oil and Gas Engineering,  
Ukhta State Technical University  
barcelona9820@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Development and  
Operation of Oil And Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The prospect for the development of the Dolginskoye oil field in the Pechora Sea is that the development of the hydrocarbon potential of the Arctic shelf is a fundamentally new and promising stage in the development of the fuel and energy complex of Russia in the XXI century. The article discusses the geological and commercial characteristics, namely: tectonic structure, geological and physical characteristics of productive strata and deposits, properties of oil and sea water, a variety of benthic communities. It also provides information on the current state of development, which includes the current stage of development, the stages of development of the Dolginsky area, information about who owns the development license, how long it was issued and why the development of the field was postponed.

**Keywords:** geological and field characteristics of the field; tectonic structure; characteristics of deposits and layers; variety of benthic communities; analysis of the state of field development; current stage of development; information about the license agreement and the reasons for the transfer of development.

#### Общие сведения о месторождении

Долгинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Печорского моря, в Архангельской области, Ненецкий Автономный округ, в 120 км к югу от архипелага Новая Земля и в 110 км к северу от материка, глубина моря в этом районе составляет 35–55 м, а площадь участка составляет 1173 квадратных километра.

Открыто в 1999 году при испытании нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложений в скважине, пробуренной в присводовой части Южно-Долгинской структуры.

На рисунке 1 показано расположение месторождения на географической карте.

Месторождение сложной, вытянутой с юго-востока на северо-запад формы длиной до 80 км и шириной от 3 до 10 км. Залежь формируется из нескольких пластов, отличающихся по петрофизическим свойствам и свойствам нефти, что усложнит в дальнейшем выбор методов добычи. По предварительной оценке 86 % геологических запасов составляет карбонатный комплекс и 14 % терригенный.





Рисунок 1 – Расположение месторождения на карте

**Тектоническое строение месторождения**

В тектоническом отношении оно находится в северной части Тимано-Печорской эпибайкальской плиты, в пределах Мореюской депрессии Варандей-Адзвининской структурной зоны и приурочено к крупной асимметричной складке северо-западного простирания, южное крыло которой осложнено главным Долгинским разрывным нарушением взбросо-сдвиговой природы. Шельф Печорского моря представляет собой обширный бассейн палеозойско-мезозойской седиментации, сформировавшийся на гетерогенном архейско-протерозойском основании.

На месторождении установлена промышленная нефтеносность нижнепермско-каменугольных отложений, по материалам геофизических исследований скважин предполагается нефтеносность верхнепермских терригенных отложений, также не исключена перспективность триасового и девонско-силурийского комплексов, нефтеносность которых установлена в Варандей-Адзвининской структурной зоне. Распределение коллекторов в продуктивной толще отложений можно наблюдать на примере скважины Северо-Долгинская 1 (рис. 2). В восточной части площади предполагается распространение преимущественно органогенных известняков с высокими коллекторскими свойствами. Мощность ассельсакмарских отложений на Долгинской структуре составляет 66 м. В раннепермское время накопление происходило в пределах карбонатного шельфа в условиях нормального морского бассейна, в котором условия осадконакопления менялись от прибрежных, мелководноморских до относительно глубоководных. На приподнятых участках мелководного шельфа формировались биогермные постройки.

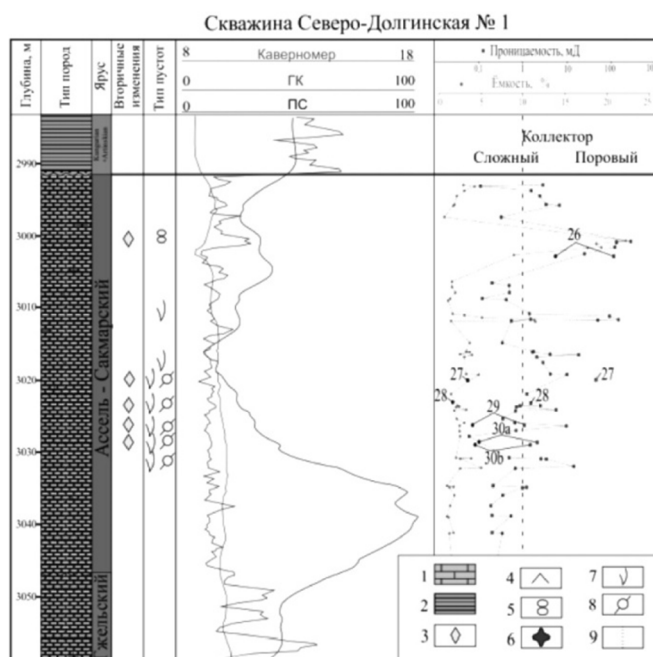


Рисунок 2 – Распределение коллекторов в продуктивной толще: 1 – аргиллиты; 2 – известняки; 3 – перекристаллизация; 4 – ангидритизация; 5 – поры в матрице; 6 – каверны в пористой матрице; 7 – трещины; 8 – каверны в плотной матрице; 9 – граничные значения ФЕС





### Характеристика залежей и пластов

Верхнепермские отложения толщиной 280–350 м залегают на отложениях кунгурского яруса. В их составе выделены породы уфимского, татарского ярусов, в южной части месторождения отложения татарского яруса уже отсутствуют. На Долгинской структуре верхнепермский комплекс представлен проградационными мелководно-морскими отложениями, вытянутыми с северо-востока на юго-запад.

Отложения уфимского яруса включают переслаивающиеся плохо сортированные песчаные и алевритово-глинистые породы с подчинённым количеством аргиллитов и известняков, интенсивно насыщенных углистым детритом, обломками веток и древесины. Обстановка осадконакопления связана с постепенной сменой открытого мелководного шельфа на прибрежно-морские условия. Песчаные породы представлены песчаниками мелкозернистыми и средне- и мелкозернистыми полевошпатово-аувакково-кварцевыми с карбонатно-глинистым цементом, содержание которого достигает 15–25 %. Присутствуют участки с конформными структурами гравитационного уплотнения и растворения. Алевролиты полевошпатово-кварцевые мелкозернистые с плотной упаковкой зёрен с глинистым плёночным цементом. В цементе часто встречаются трещины раскрытостью до 0,025 мм. Для всех пород уфимского яруса характерен однообразный минеральный состав глинистой фракции.

Условия осадконакопления в позднепермское время определялись, прежде всего, терригенным осадконакоплением, большими массами обломочного материала, транспортируемого в бассейн реками, временными водотоками. На изученной территории, возможно, существовал мелководный бассейн, граничащий с участками заливно-лагунного побережья, где песчаные пласты потенциальных коллекторов формировались в условиях подводного выноса рек.

В перекрывающей толще на границе триаса и верхней перми отмечается региональный стратиграфический размыв. Так, на Приразломной площади, находящейся южнее Долгинского поднятия, верхнепермские отложения уже полностью отсутствуют. На сейсмических разрезах хорошо видно, что горизонт I(P<sub>2</sub>) (кровля верхней перми) служит региональной стратиграфической границей размыва между триасом и верхнепермскими отложениями, залегая на палеозойских отложениях с угловым несогласием, что подтверждается региональными литолого-фациальными исследованиями (рис. 3).

Наклонное залегание пластов создаёт сложности при корреляции скважин, особенно находящихся на большом расстоянии друг от друга. Сходные по литологическому составу и форме кривых ГИС отложения могут иметь разный возраст. На площади условия осадконакопления осложняют прогноз ФЕС в межскважинном пространстве, так как интерполяция свойств корректна только для одно-возрастных отложений. Требуется детальная корреляция, которая не всегда возможна из-за недостаточно плотной сетки скважин.

На картах атрибутов, рассчитанных для горизонта P<sub>2</sub>, можно наблюдать анизотропию свойств – аномалии, вытянутые вдоль береговой линии в северо-восточном направлении, которые свидетельствуют не только о породах разного возраста (разные фазы), но и, предположительно, о различных литолого-фациальных зонах.

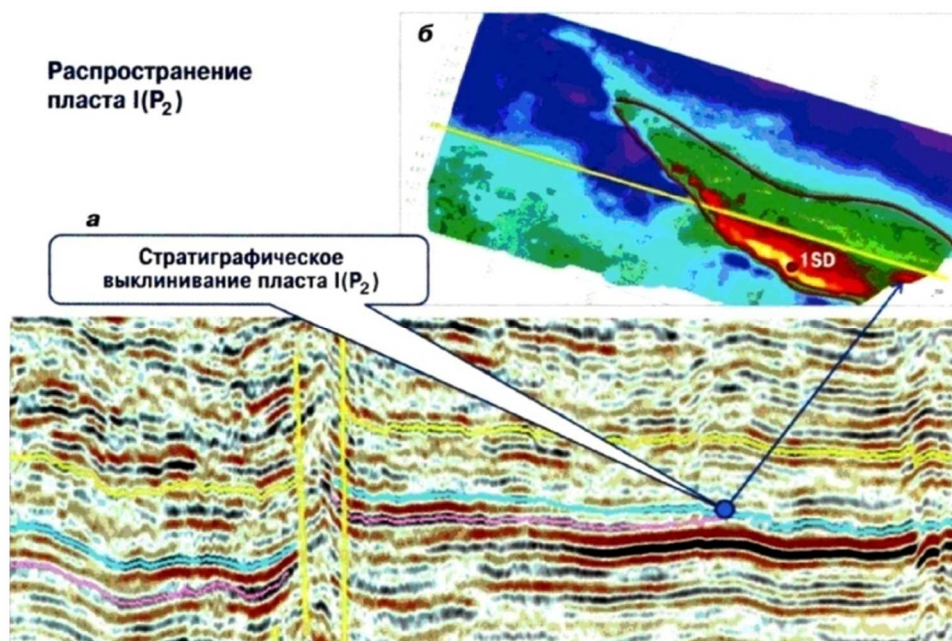
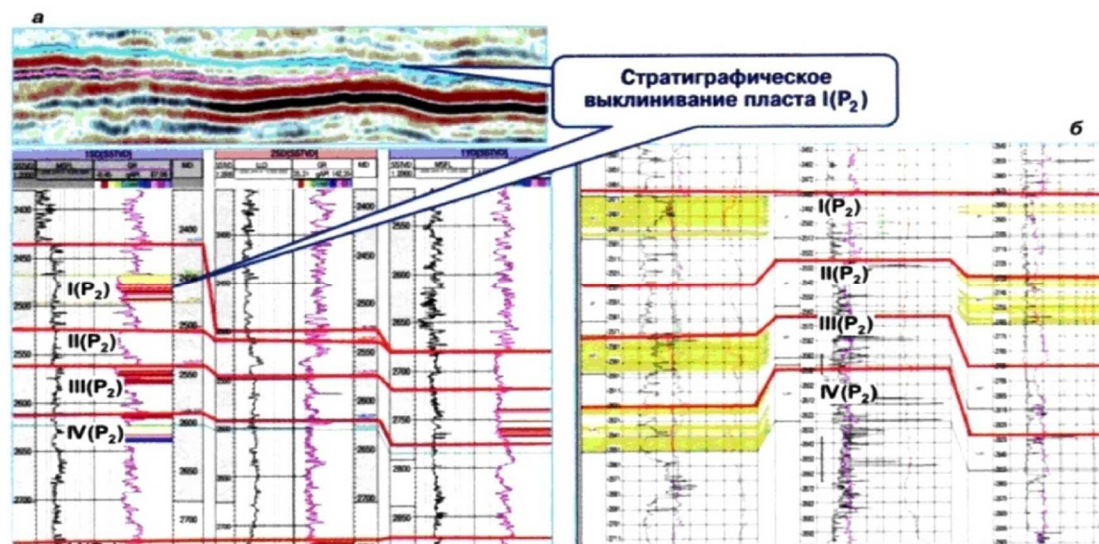


Рисунок 3 – Вертикальный разрез амплитудного куба и карта изохрон по горизонту I(P<sub>2</sub>)



Для залежей верхнепермских пластов характерны литологические границы с западной и восточной сторон. Основное значение имеет литолого-стратиграфический размыв на контакте между верхнепермскими и триасовыми отложениями, который служит восточной границей выклинивания для залежей нефти в верхнепермских пластах. На рисунке 4 показано распространение пластов в верхнепермском комплексе с учётом стратиграфического выклинивания и по ранее принятой геологической модели.



**Рисунок 4** – Схемы корреляции по линии скважин:  
а – распространение пластов в верхнепермском комплексе отложений;  
б – схемы корреляции пород

В отложениях верхней перми эффективные толщины выделены по данным ГИС и кернавого материала, а площади распространения коллекторов – по результатам атрибутного анализа данных сейсморазведки 3Д.

Таким образом, по ранее выполненным оценкам залегание верхнепермского нефтеносного резервуара интерпретировалось как конформное залегание разновозрастных залежей без учёта стратиграфического несогласия, что привело к увеличению площади нефтеносности и, как следствие, завышению запасов.

Проводя сравнение текущей оценки с результатами ранее выполненных работ, можно отметить основные изменения, выявленные по верхнепермским отложениям.

Отложения представляют собой проградационные мелководно-морские отложения, вытянутые с северо-востока на юго-запад, граничат с участками заливно-лагунного побережья, где песчаные пласты потенциальных коллекторов формировались в условиях подводного выноса рек.

Залежи нефти существенно ограничены по площади.

Согласно принятой геологической модели по верхнепермскому комплексу произошло значительное уменьшение запасов.

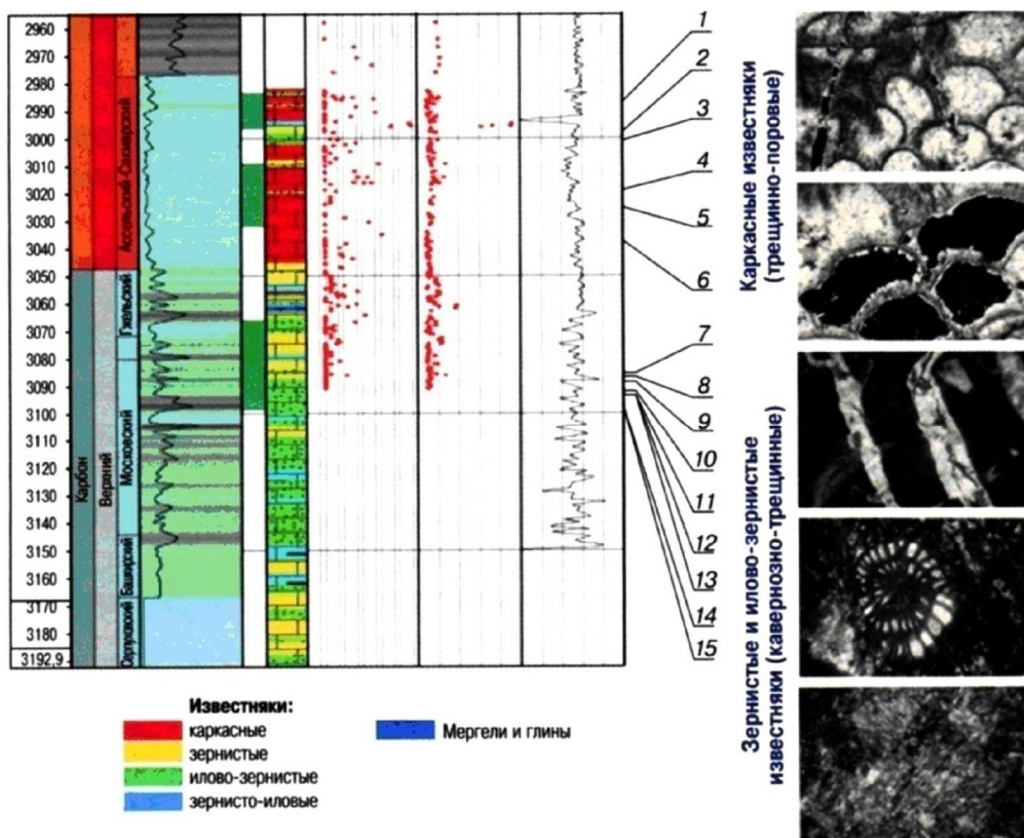
Нижнепермско-каменноугольные отложения имеют очень сложное строение, обусловленное не только морфологией ловушки, но и крайне изменчивым поведением пластов-коллекторов. Особенно контрастна эта изменчивость для ассельско-сакмарского яруса нижнепермской части разреза, к которой приурочены основные запасы углеводородов в залежи.

По литолого-фациальному районированию Долгинское месторождение находится в зоне прибрежного мелководья, которая испытывает периодические затопления и обмеления, вызывающие смену фаций карбонатных отложений. В целом устанавливается фациальный ряд от мелководной банки к банкам на относительно углублённой части мелководного шельфа и водорослевым биогермам.

Седиментологическое документирование керна и петрографический анализ шлифов в нижнепермско-каменноугольном комплексе позволил выделить по карбонатным пластам пять основных фаций: каркасные известняки, иловые известняки, илово-зернистые известняки, зернисто-иловые известняки, мергели и глины, которые представлены на рисунке 5.

По данным каротажа и керна в разрезе продуктивных отложений Долгинского месторождения уверенно выделяются и коррелируются семь секвенций, каждая из которых состоит из закономерно сменяющихся в разрезе структурно-генетических типов известняков и доломитов, маркирующих общее направление развития морского бассейна, что изображено на рисунке 6.





**Рисунок 5** – Строение верхнекаменноугольно-раннепермских карбонатов:

1 – известняк зернисто-иловый трещиноватый; 2 – трещиноватость с прерывистым заполнением кальцитом в каркасных известняках; 3 – ситчатый известняк высокопористый; 4 – известняк каркасный палеоплизиновый; 5 – фрагмент мшанок фенестелид; 6 – известняк зернисто-иловый с чёрным битумом; 7 – известковый песчаник разнозернистый; 8 – известняк зернисто-иловый глинистый; 9 – карбонатно-кремнисто-сульфидно-глинистая порода; 10 – известняк биогермны, нефтенасыщенный; 11 – известняк биоморфно-детритовый; 12 – известняк детритовый крупнозернистый; 13 – известняк водоросле-криноидный, пористый; 14 – известняк зернисто-иловый, литоблокастический брекчевидный; 15 – известняк зернисто-иловый, литоблокастический, пятнисто доломитизированный

Согласно анализа закономерно сменяющихся в разрезе выделенных структурно-генетических типов карбонатных отложений общий интервал может подразделяться на два больших комплекса, относящихся к высокому и низкому уровням моря.

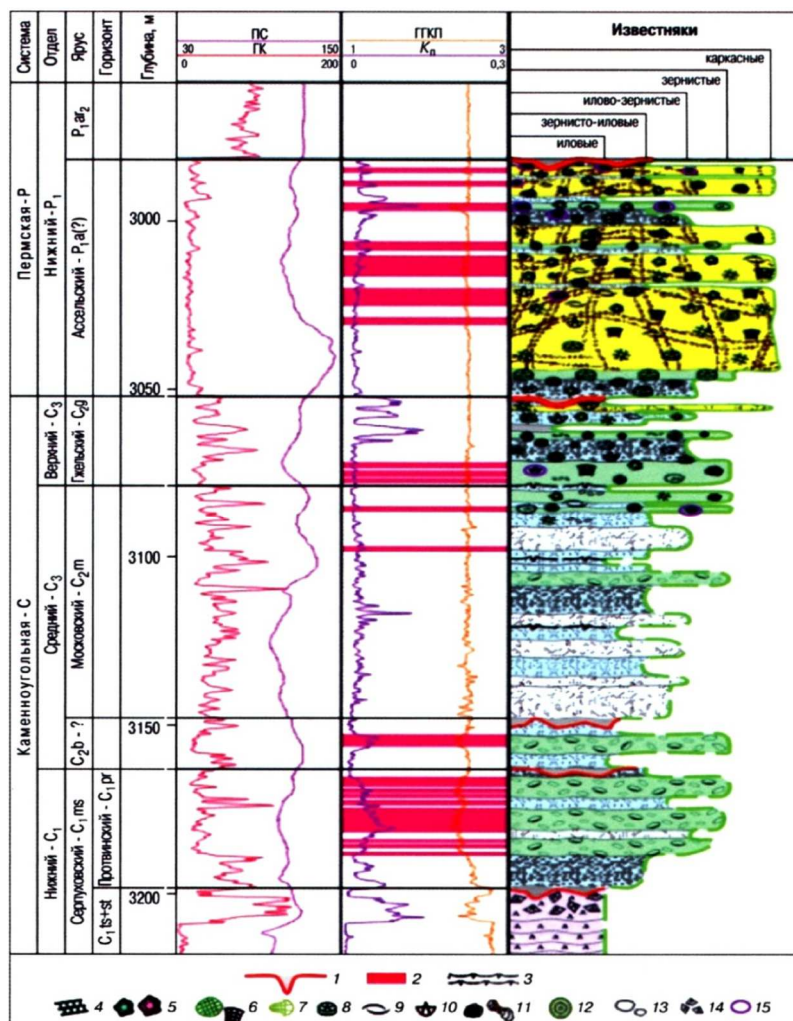
Каркасные известняки (биогермные, трещинно-поровые), выделяемые в отложениях ассельско-сакмарского яруса нижней перми, формировались в условиях мелководного шельфа, являются самыми высокоёмкими коллекторами, формирующими однородные пористые коллекторы.

Зернистые и илово-зернистые известняки (кавернозно-трещинные) каменноугольного возраста, формировались в условиях низкого уровня моря, характеризуются хорошей выдержанностью по площади с маломощными прослоями литоблокастовых, оолитовых известняков.

При оценке карбонатных пластов основное деление на подсчётные объекты произошло по литолого-фациальным особенностям района на основе модели секвенс-стратиграфического расчленения каменноугольно-нижнепермских отложений. Были созданы новая концептуальная и петрофизическая модели для карбонатных пластов месторождения (рис. 7).

Отложения пласта I(P<sub>1</sub>) представлены каркасными известняками трещинно-порового типа (биостромы и биогермы), которые характеризуются улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Формируют однородные пористые коллекторы, распространены по площади неравномерно. Отложения пласта II(C<sub>3</sub>) представлены лито-биокластовыми и оолитовыми известняками, содержат несколько прослоев коллекторов с достаточно высокими ФЕС; несмотря на небольшие толщины, не только хорошо выдержаны по исследуемой площади, но и прослеживаются регионально.

Отложения пластов IV(C<sub>2</sub> + C<sub>1</sub>) + III(C<sub>2</sub>) сложены зернистыми и илово-зернистыми известняками кавернозно-трещинного типа. Пласт III(C<sub>2</sub>) выделяется в основном только в верхней части среднекаменноугольного пласта и представлен маломощными проницаемыми прослоями, характеризуется невыдержанными коллекторскими свойствами по площади.



**Рисунок 6** – Модель стратиграфического расчленения каменноугольных-нижнепермских отложений:

- 1 – границы циклитов; 2 – эффективные толщины; 3 – глинистые диастемы; 4 – фрагменты водорослей;
- 5 – клубки и корки обрастания; 6 – скелеты водорослей, сифоней; 7 – трилобиты; 8 – криноидеи; 9 – остракоды;
- 10 – брахиоподы; 11 – фораминиферы; 12 – оолиты; 13 – литокласты; 14 – растворения ангидритов;
- 15 – окатанные зёрна

Пласт IV(C<sub>2</sub> + C<sub>1</sub>) сложен зернистыми известняками, практически без иловой примеси, обладающими высоким емкостным потенциалом. На совместное выделение разновозрастных пластов в один объект подсчёта IV(C<sub>2</sub> + C<sub>1</sub>) повлияла низкая степень изученности месторождения. Пласты вскрыты только в разрезе одной скважины на юге месторождения, по литолого-фациальным условиям осадконакопления распространяются по всей площади, разделены довольно небольшой по толщине перемычкой непроницаемых разностей, что позволяет предполагать наличие в них единой залежи. По объекту ожидается увеличение фильтрационных свойств пласта за счёт вторичных процессов.

Изображение пластов представлено на рисунке 8. Пример нефтеносного керна из скважины можно наблюдать на рисунке 9.

Важным моментов является то, что повсеместно наблюдается сезонный слой скачка температуры: максимальный перепад в слое скачка отмечен у южного побережья Печорского моря и достигает 7–8 °С, а модули вертикального градиента превышают 2 °С / м.

Галоклин совпадает в пространстве с термоклинном, а максимальный модуль вертикального градиента солёности достигает 1,5–2,0 ‰ / м. Термоклин и галоклин одновременно являются и границей раздела между прибрежными и морскими водами. Они имеют тенденцию к заглублению в сторону берега. Ниже слоя скачка залегают холодные и относительно солёные воды с температурой 0,5–1,0 °С и солёностью более 33,0 ‰. Приток холодных вод осуществляется из Карского моря. Плотность поверхностных вод изменяется в пределах месторождения в широких пределах: от 1,0185 г / см<sup>3</sup> на юго-востоке до 1,0246 г / см<sup>3</sup> – на северо-западе. В юго-западной части участка плотность вод поверхностного слоя несколько повышена и варьирует в диапазоне 1,0224–1,0237 г / см<sup>3</sup>.



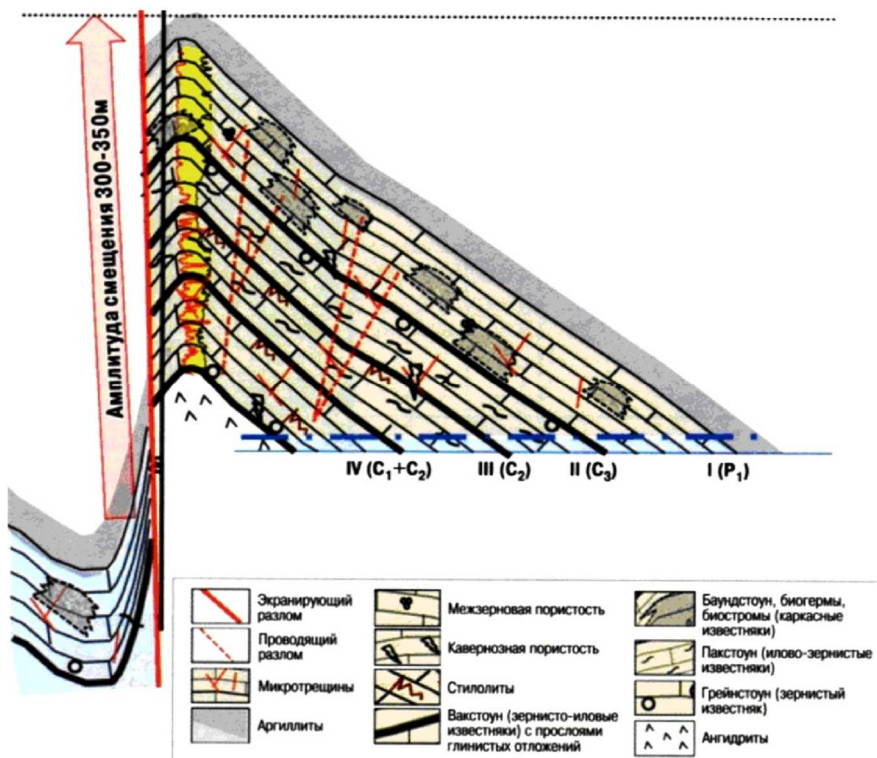


Рисунок 7 – Концептуальная модель карбонатной части разреза

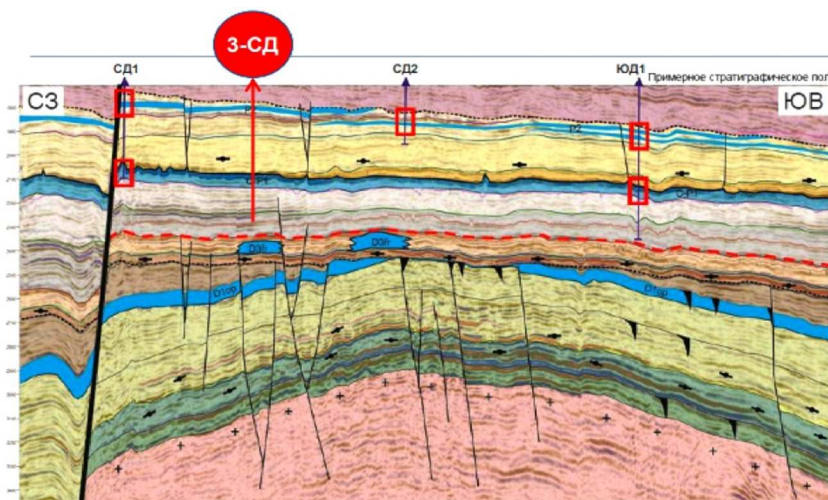


Рисунок 8 – Изображение пластов



Рисунок 9 – Пример нефтеносного керна из скважины



Фоновые значения коэффициента ослабления света в 2,5–3,0 раза превышают значения для чистой океанической воды. С приближением к южному Печорскому побережью прозрачность вод падает, и на расстоянии менее 50 км от берега коэффициент ослабления становится выше  $1,0 \text{ м}^{-1}$ . Прозрачность уменьшается с глубиной, а абсолютный минимум зарегистрирован у дна, где коэффициент ослабления равен  $14,21 \text{ м}^{-1}$ . Характерной особенностью прибрежной зоны является то, что прозрачность вод в придонных слоях меньше прозрачности поверхностных вод. Граница раздела этих структур совпадает с пикноклином.

Таким образом, на лицензионном участке Долгинского нефтяного месторождения существует местный фронтальный раздел между прогретыми (в летний период), малосолёными и менее прозрачными прибрежными водами, и холодными, солёными и более прозрачными водами мористых участков площади. Фронтальным разделом является пикноклин, имеющий тенденцию к заглоблению в сторону берега.

Что касается гранулометрического состава поверхностных донных осадков, то представлены они, главным образом, мелкозернистыми песками со значительной примесью алеврита. Чистые пелитовые осадки практически отсутствуют, примесь пелитового материала в песках иногда достигает 15 %.

В мелкозернистых песках нередко встречается галька в количестве до 0,5 %.

Средний состав мелкозернистых песков (без учёта галечного материала), развитых в центральной и южной частях лицензионного участка: пески – 77,4 %; алевриты – 10,6 %; пелиты – 12,0 % алевриты (в среднем 64 % алевритовых частиц), присутствующие в северной части участка, содержат, в среднем, 20,1 % песка и 15,9 % пелитового материала.

Очень близкий гранулометрический состав имеют мелкозернистые пески. Приведённые данные по гранулометрическому составу донных осадков Долгинского участка свидетельствуют о хорошей сортировке осадочного материала при стабильном гидродинамическом режиме. Общее содержание нефтепродуктов в поверхностных донных осадках участка низкое.

Ниже приведены физико-механические свойства пылеватых и мелких песков на Долгинском лицензионном участке:

- влажность 20–34 %;
- плотность влажного грунта  $1,94\text{--}2,07 \text{ г / см}^3$ ;
- плотность сухого грунта  $1,45\text{--}1,71 \text{ г / см}^3$ ;
- плотность частиц грунта  $2,55\text{--}2,79 \text{ г / см}^3$ ;
- коэффициент пористости 0,49–0,92.

Мёрзлые поддонные породы зафиксированы в скважинах, пробуренных на морских глубинах от 21 до 23 м. В них под немёрзлыми песчано-глинистыми отложениями мощностью от 20 до 25 м вскрыты мёрзлые пески с прослойками торфа и супеси, прослеженные до глубины 49 м.

### Разнообразие бентосных сообществ

Нельзя не упомянуть о разнообразии бентосных сообществ. Надёжными показателями антропогенного воздействия на морские экосистемы являются изменения состава и структуры донных сообществ. Приоритет их использования обусловлен тем, что бентос наиболее стабилен во времени, характеризует локальную ситуацию в пространстве и способен представить изменения экосистемы в ретроспективе. На участке зафиксировано 82 вида беспозвоночных. В таблице 1 представлено содержание органического вещества в донных осадках месторождения.

Таблица 1 – Содержание органического вещества в донных осадках

Содержание в осадке, %					Групповой состав ОВ, %		
С <sub>карб</sub>	С <sub>орг</sub>	ОВ	А <sub>хл</sub>	А <sub>сп</sub>	А <sub>хл</sub>	А <sub>сп</sub>	ООВ
–	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	4,8	1,3	93,9
–	0,08	0,15	< 0,01	< 0,01	2,1	0,6	97,3
0,03	0,14	0,25	< 0,01	< 0,01	2,2	1,3	96,5
0,08	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	5,1	4,7	90,2
0,03	0,16	0,29	< 0,01	< 0,01	2,1	0,8	97,1
0,02	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	4,2	1,2	94,6

Примечание: С<sub>карб</sub> – содержание карбонатного углерода (CaCO<sub>3</sub>); С<sub>орг</sub> – содержание органического углерода; ОВ – содержание органического вещества; А<sub>хл</sub> – битумоид хлороформенный, экстрагируемый хлороформом; А<sub>сп</sub> – битумоид спиртобензольный; ООВ – остальные органические вещества.



Оценка морфолитодинамических условий накопления загрязняющих веществ в районе лицензионного участка основана на системноморфологическом подходе. Осадки и переносимые вместе с ними загрязняющие вещества могут поступать на Печороморскую равнину различными путями, например, с течениями, проникающими сюда с запада, или с речным стоком, а также с продуктами разрушения берегов, сложенных легко размываемыми породами. Ещё одним местным источником сноса является гряда острова Долгого. Меньшее значение, по-видимому, имеют ледовый разнос и воздушные потоки.

Морское дно в районе лицензионного участка подвержено действию волн, а также приливов и отливов. Активная гидродинамика способствует перераспределению поступающего сюда осадочного материала с последующим выносом тонких фракций и ассоциирующихся с ними загрязняющих веществ в более глубоководные районы. Существенную роль в перемещении осадочного материала играют юго-восточные ветви Мурманского течения, приходящие сюда со стороны полуострова Канин и Поморского пролива и распространяющиеся далее на восток в сторону Карских Ворот. Морские воды отличаются резко выраженной стратификацией, причём ветер перемешивает только верхние слои до глубины 10–12 м. Поскольку температура, солёность и динамика вод меняются от сезона к сезону, то площадь разноса осадочного материала будет в значительной степени определяться временем года. Детальные данные о специфике придонных течений в этом районе отсутствуют, однако несомненно, что придонные течения определяются рельефом дна.

В пределах лицензионного участка дно моря плоское выровненное, не имеет значительных осложнений. Глубины дна меняются от 15 м на юге до 25 м на севере, дно имеет слабый уклон в северо-северо-восточном направлении. К западу и востоку от рассматриваемой площади рельеф дна имеет аналогичный характер, но непосредственно к северу от неё, начиная с глубин около 25 м, уклоны дна увеличиваются. Современные донные осадки, представленные, как отмечалось выше, песками, по-видимому, являются выносами реки Печоры.

В соответствии с общим наклоном дна движение нисходящего литодинамического потока должно осуществляться в сторону пролива Карские Ворота, чему, по-видимому, способствует и сеть подводных долин, однако ввиду малых уклонов дна роль этой составляющей переноса, скорее всего, является второстепенной. Поскольку поверхностное течение здесь ориентировано в том же направлении, что и нисходящий литодинамический поток, эффект этих двух агентов может суммироваться.

### Текущая стадия разработки месторождения

В настоящее время месторождение находится на стадии активной сейсмозащитки и имеет в наличии 4 разведочные скважины (3 Северо-Долгинские и 1 Южно-Долгинскую), история разведочных работ которых представлена на рисунке 10.

Скважины распределены равномерно по всей площади участка, что можно наблюдать на рисунке 11.



Рисунок 10 – История разведочных работ месторождения

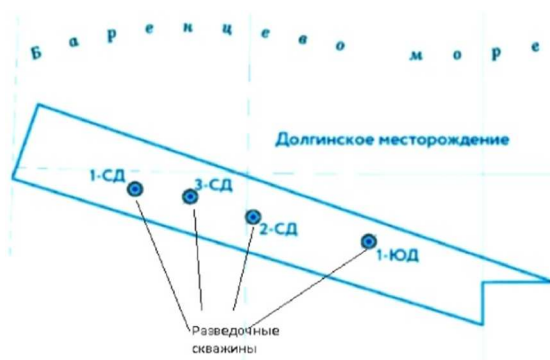


Рисунок 11 – Схема расположения разведочных скважин в пределах Долгинского участка



В таблице 2 указываются характеристики скважин.

Оператор Долгинского месторождения «Газпромнефть-Сахалин» (дочернее общество «Газпром нефти»), завершил испытания пробуренной летом 2014 года скважины на Долгинском месторождении в Печорском море. Выполненные геофизические и гидродинамические исследования позволят уточнить структуру месторождения и разработать программу его дальнейшего изучения. Впервые в регионе за короткий безледовый период на скважине был выполнен такой значительный объём работ.

Бурение разведочной скважины глубиной 3,5 тыс. метров на северной части Долгинского месторождения завершилось в конце августа 2014 года. В процессе строительства скважины был проведён комплекс геофизических исследований, отборы керна и шлама, вертикальное сейсмическое профилирование (разновидность сейсмики, когда датчик располагается непосредственно в скважине), а также испытание четырёх различных пластов месторождения и другие работы.

**Таблица 2** – Характеристика скважин

Название скважины	Год бурения	Глубина моря	Результаты
1 СД (разведочная)	1998	41 м	пробурена на основании 2Д сейсмических данных
1 ЮД (разведочная)	1999	30 м	пробурена на основании 2Д сейсмических данных; получен приток из карбонатных отложений; дебит нефти составил 168 м <sup>3</sup> / сут.
2 СД (разведочная)	2008	42 м	пробурена на основании 2Д и 3Д сейсмических данных
3 СД (разведочная)	2014	41 м	глубина скважины составила 3520 м; получен приток газа; продолжаются исследования

Выполненная программа позволила собрать новую информацию о геологическом строении Долгинского месторождения, уточнить фильтрационно-емкостные и промысловые характеристики залежей, а также другие важные параметры. В настоящее время завершается подготовка окончательных отчётов по результатам бурения и испытания скважины, проводятся комплексные аналитические исследования полученных образцов и данных.

В начале ноября, после проведения всех запланированных работ, скважина была ликвидирована: всё оборудование демонтировано, а устье скважины загерметизировано и полностью изолировано от контакта с внешней средой. Бурение и испытание проводились при помощи самоподъёмной буровой установки «GSP Saturn» (рис. 12), прибывшей на Долгинское месторождение в середине июня.



**Рисунок 12** – Самоподъёмная буровая установка «GSP Saturn»

По последним данным, соотношение геологических/извлекаемых запасов нефти категории С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> составляет 786,1 / 235,8 млн тонн.

На рисунке 13 показана конструкция четвёртой разведочной скважины 3 СД.

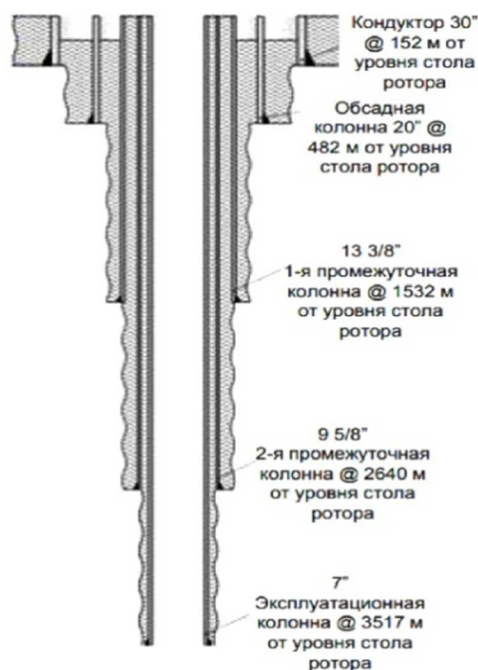
Условия бурения скважины:

- вертикальная поисковая скважина глубиной 3500 м. 72 дня от забурки до начала испытаний скважины;
- глубина моря 40,5 м; альтитуда 30,5 м; стол ротора – дно моря – 71 м;
- 5-ти колонная конструкция скважины. На уровне ниже дна моря придонная подвеска типа «Mudline», предусматривающая экстренный уход с точки бурения на случай появления ледяных полей;
- безопасное бурение с помощью РУС;
- высокоингибированный буровой раствор на водной основе (органический ингибитор, полимерный буровой раствор с хлоридом калия);





- все обсадные колонны цементируются до морского дна с использованием растворов цемента класса «G» и LiteCrete;
- проблема с устойчивостью стенок скважины в нижней части 12¼ участка ствола скважины (трещиноватые отложения нижнего «Триаса»).



**Рисунок 13** – Конструкция четвёртой разведочной скважины 3 СД

Сведения о лицензионном соглашении и причинах переноса разработки

Оператором разработки месторождения является ПАО «Газпром», лицензия была выдана в 2005 году на двадцатилетний срок и в 2013 году была передана ООО «Газпромнефть-Сахалин». В соответствии с лицензионным соглашением компания должна была приступить к разработке в 2019 году, однако по последним данным добыча переносится на 2031 год.

Одной из причин является получение притока газа на последней пробуренной разведочной скважине 3 СД, что в корне меняет представление о геологическом строении месторождения. Это может свидетельствовать о том, что на месторождении, вероятно, существует газовая шапка в наиболее приподнятой северной части. Чтобы разобраться в этом вопросе, компания активно приступила к использованию данных о 3Д сейсмике, которая выполнялась последние годы на месторождении.

Также немаловажным фактором является резкое падение цен на нефть и, вследствие этого, недостаточная эффективность разработки таких объектов даже с учётом налоговых льгот. Подкрепляя это тем, что углеводородные запасы на месторождении относятся к трудноизвлекаемым и наличие санкций с Запада, компания прогнозирует отсрочку разработки на 2031 год.

#### Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
2. Вавулинский А.Н., Иконникова Л.Н. Выбор концепции освоения Долгинского нефтяного месторождения. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 770 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Золотухин А.В. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 144 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
7. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.



9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
13. Ефремин И.М., Холмянский М.А., Зеленковский П.С. Геоэкологическая характеристика южной части Баренцева моря (Долгинская площадь) // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2009. – № 3. – С. 49–57.
14. Сабукевич В.С., Быкова О.Г. Перспективы освоения месторождения Долгинское // Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса» (27-28 сентября 2018 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство Санкт-Петербургского горного университета, 2018. – С. 1238–1244.
15. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
16. Хурматова Г.И., Зудин И.В., Шабалин Н.В. Технология подводного обследования устьев разведочных ликвидированных скважин на примере Долгинского нефтяного месторождения // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2019. – Т. 11. – № 2. – С. 284–295.

### References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Vavulinsky A.N., Ikonnikova L.N. Choice of concept of development of Dolginskoye oil field. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. – 770 p.
3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
4. Zolotukhin A.V. Fundamentals of shelf oil and gas fields development and construction of marine structures in the Arctic. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. – 144 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : infra-engineering, 2020. – 244 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
7. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
13. Efremkin I.M., Kholmiansky M.A., Zelenkovsky P.S. Geoecological characteristics of the southern part of the Barents Sea (Dolginsky area) // Bulletin of St. Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. – 2009. – № 3. – P. 49–57.
14. Sabukevich V.S., Bykova O.G. Prospects of development of Dolginskoye deposit // Collection of scientific papers of the II All-Russian scientific conference «Modern educational technologies in training specialists for the mineral complex» (27–28 September 2018, St. Petersburg). – SPb. : Publishing house of St. Petersburg Mining University, 2018. – P. 1238–1244.
15. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with inter-acting objects // NEFTEGAZ Territory. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
16. Khurmatova G.I., Zudin I.V., Shabalin N.V. Technology of underwater inspection of the mouths of exploratory abandoned wells by example of Dolginskoye oil field // Bulletin of the State University of the Sea and River Fleet named after Admiral S.O. Makarov. – 2019. – Vol. 11. – № 2. – P. 284–295.



УДК 550.8.011

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ И ТЕМАТИЧЕСКИХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В НАЧАЛЕ 1990-х И 2000-х гг. В ПРЕДЕЛАХ ЧР

### THE MAIN RESULTS OF PROSPECTING AND EXPLORATION AND THEMATIC WORKS FOR OIL AND GAS IN THE EARLY 1990-S AND 2000-S WITHIN THE CZECH REPUBLIC

**Даукаев Арун Абалханович**

доктор геолого-минералогических наук,  
зав.отделом проблем ТЭК ФГБУН КНИИ  
им. Х.И. Ибрагимова РАН

**Daukaev Arun Abalkhanovich**

Doctor of Geological and  
Mineralogical Sciences,  
Head of the Department of Problems  
of the Fuel and Energy Complex  
FGBUN KNII named after H.I. Ibragimov RAS

**Аннотация.** Статья посвящена основным результатам геолого-разведочных и тематических работ на нефть и газ в начале 1990-х и 2000-х гг. в пределах ЧР и перспективам нефтегазоносности мезозойских отложений Терско-Каспийского прогиба. Кратко описаны результаты интерпретации ранее отработанных региональных сейсмопрофилей и поисково-разведочного бурения. Даны конкретные рекомендации по проведению геологоразведочных работ на нефть и газ.

**Annotation.** The article is devoted to the main results of geological exploration and thematic works for oil and gas in the early 1990-s and 2000-s. within the CR and the prospects for the oil and gas potential of the Mesozoic sediments of the Terek-Caspian trough. The results of interpretation of previously worked out regional seismic profiles and exploration drilling are briefly described. Specific recommendations were given for carrying out geological exploration for oil and gas.

**Ключевые слова:** сейсморазведочные работы, поисковое и разведочное бурение, Терско-Каспийский прогиб, локальные структуры.

**Keywords:** seismic exploration, prospecting and exploratory drilling, Tersko-Caspian trough, local structures.

**В**ведение. С начала второй половины. XX в. в Восточном Предкавказье, и в частности Грозненском нефтяном районе, остро стал вопрос подготовки новых запасов УВ за счет освоения глубоко залегающих горизонтов мезозоя. В связи с этим, на рассматриваемой территории широко разворачивается геолого-разведочные работы (ГРП), прежде всего, геофизические исследования. С 1947 года начали проводить сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ), с начала в модификации однократного непрерывного профилирования (ОНП), а позже общей глубинной точки (ОГТ). В результате исследований была впервые построена схематическая структурная карта по кровле верхнемеловых отложений [6, 7]. Полученные материалы сейсморазведки показали, что в равнинной части территории в меловых отложениях могут быть развиты сложно-построенные малоамплитудные структуры, существенно отличающиеся по морфологии от складок Передовых хребтов [3]. Одновременно проводились разведочные работы. Результаты бурения опорных, поисковых и разведочных скважин позволили изучить основные черты геологического строения территории, положительно оценить нефтегазоносность, и способствовали дальнейшему развитию ГРП на нефть и газ. Основные объемы были сосредоточены в Терско-Сунженской складчатой зоне. В результате работ здесь вплоть до начала 1990-х г. было выявлено и подготовлены к поисковому бурению десятки новых нефтегазоперспективных структур и открыто более 25 залежей нефти и газа в меловых отложениях в пределах старых и новых площадях. Основные результаты ГРП на нефть и газ, проведенных на территории ЧР и сопредельных районов до конца 1980-х г. широко освещались в многочисленных фондовых и опубликованных работах. Региональные и поисково-разведочные работы на нефть и газ, несмотря на сложную социально-экономическую и политическую обстановку продолжались и в начале 1990 г. Результаты последних остались практически без внимания в связи с начавшимися военными компаниями на территории ЧР. Именно, на основных результатах ГРП за 1991–1994 г. акцентируется внимание в данной статье. Одновременно здесь проводились региональные, поисковые и разведочные работы.

Региональные работы. *Сейсморазведочные работы.* Эти работы проводились только в 1991 г., когда был отработан региональный сейсмический профиль XXIII, связующий между субмеридиональными профилями V и VI. По ранее отработанным региональным профилям была проведена интерпретация сейсмических материалов [5]. Ниже приводятся геологические результаты интерпретации по отдельным профилям.

*Профиль XII.* Располагалась на северном борту Терско-Каспийского прогиба (ТКП), ориентированный в субширотном направлении. В западной части профиля выделены сейсмофациальные ком-



плексы, стратиграфически приуроченные к нижнемеловым, верхнеюрским, пермотриасовым отложениям. В последних отмечен ряд аномалий волнового поля, отождествляемые с небольшими локальными геологическими объектами. АВП, отождествляемые с песчаными образованиями зафиксированы также в сейсмофациальных комплексах, приуроченных к нижнемеловым, майкопским и среднемиоценовым отложениям.

*Профиль XIV.* Располагалась в западной части ТКП. В восточной части профиля в пермотриасовом комплексе установлены 2 АВП, отождествляемые с рифогенными образованиями. В западном направлении отмечено сокращение временной мощности юрского и караганского сейсмофациальных комплексов, отождествляемое с литологическим выклиниванием пластов.

*Профиль XVIII.* Располагается в субмеридиональном направлении, охватывая западную часть ТКП. В северной части профиля (северный борт ТКП) установлены: в пермотриасовом комплексе АВП, отождествляемое с рифогенным объектом, а в юрском комплексе – прекращение прослеживания отражений, связываемое с выклиниванием пластов или с фациальным замещением горных пород.

*Параметрическое бурение.* Буровые работы проводились на Северо-Ножай-Юртовской площади, в пределах которой в 1991 г. была заложена параметрическая скважина № 1 с проектной глубиной 5300 м [1]. Основными задачами, поставленными перед данной скважины являлись: получение геолого-геофизических данных для стратиграфической привязки геофизических разрезов, а также данных о физических свойствах горных пород, необходимых для интерпретации материалов сейсморазведки и промыслово-геофизических исследований; изучение коллекторских свойств пород с выделением пластов-коллекторов и пород-флюидоупоров; вскрытие и опробование верхнемеловой толщи разреза и др. Буровые работы были прерваны с забоем в нижнемайкопских отложениях на глубине более 4500 м. не достигнув проектной глубины. Соответственно, возложенные на скважину задачи остались нерешенными.

Поисково-разведочные работы. *Детальные сейсморазведочные работы.* В начале 1990-х гг. сейсмическими партиями ПО «Грознефтегеофизика» был выполнен значительный объем сейсмических исследований МОВ ОГТ. Участки работ были расположены как в равнинной (Алханчуртская синклиналь, северный борт ТКП и Петропавловская впадина), так и горной и предгорной частях (зона сочленения Терской и Сунженской антиклинальных зон с Дагестанским клином). Участки работ, расположенные в горной части характеризовались сложными поверхностными и глубинными сейсмогеологическими условиями и поэтому выявленные здесь геологические объекты характеризовались недостаточной кондиционностью. Основными задачами данных работ являлись поиски новых локальных антиклинальных структур, детализации строения ранее выявленных геологических объектов и открытых месторождений. В результате этих работ были выявлены и подготовлены под поисковое бурение на нефть и газ ряд новых антиклинальных структур в верхнемеловых отложениях – Ищерская, Притеречная, Суворовская, Джугуртинская и др. Одновременно, в пределах ранее подготовленных локальных структур проводилось поисковое бурение. На одной площади (Ильинская) была установлена залежь нефти небольших размеров, а целый ряд структур (Джалкинская, Северо-Ханкальская, Южно-Гойткортовская, Магистральная, Южно-Хаянкортовская и др.) был выведен из поискового бурения с отрицательными результатами [1]. Одной из причин получения отрицательных результатов является вышеупомянутая не кондиционная подготовка структур к поисковому бурению. Интерпретация материалов сейсморазведочных работ с использованием данных бурения позволило также уточнить геологическое строение ранее выявленных локальных поднятий и установленных месторождений нефти. Так, было уточнено строение известных структур: в Алханчуртской синклинали – Турбинной, Межхребтовой, Грозненской; в Андреевской депрессионной зоне – сложно-построенной одноименной складки, состоящей из 4 блоков; в Петропавловской впадине – Ханкальской, Северо-Ханкальской, Джалкинской, Северо-Джалкинской, Родниковой, Петропавловской и Ильинской; в Притеречной и Терской антиклинальных зонах – Северо-Минеральной, Северо-Брагунской, Правобережной и Червленной.

В 2005–2006 гг. ООО «Геофизинфо» (г. Краснодар) проводил обобщения и комплексная переинтерпретация материалов сейсморазведочных работ прошлых лет, в результате которых было детализировано строение ранее установленных локальных поднятий и месторождений – Северо-Эльдаровского, Притеречного, Южно-Хаян-Кортовского, Северо-Ильинского, Суворовского. Так, Минеральная и Северо-Минеральная структуры по новым структурным построениям разделены разрывными нарушениями на ряд поднятий и блок-антиклиналей. По результатам переинтерпретации сейсмических материалов отмечен факт расположения всех продуктивных скважин в пределах Северо-Минеральной площади ближе разрывному нарушению, осложняющему южное крыло складки (Лохматова Г.Г. и др.). Существенно уточнено месторасположение Суворовской и Кошкельдинской структур. По новым данным продуктивная скважина № 15 Кошкельдинская, располагается на Суворовской структуре. В связи с этим повышается поисковый интерес к последней. В пределах этой структуры рекомендуется заложение поисковой скважины в сводовой части. К северу и северо-востоку от Андреевской складки выявлены несколько новых структурных объектов, имеющих поисковый интерес, с



повышенными гипсометрическими отметками относительно Андреевской структуры. В 2009 г. ООО «Севкавнефтегеофизика» проводились сейсмические исследования методом МОВ ОГТ (3D). По результатам интерпретации сейсмических материалов залежь нефти (продуктивные скважины 1007, 1010) приурочена к структурно-тектонической ловушке, ограниченной с севера линией разрывного нарушения субширотного направления, амплитудой до 120 м, а непродуктивные скважины располагаются в северном взброшенном блоке. В пределах Петропавловской впадины структурный план в зоне расположения Ханкальской и Северо-Джалкинской структур претерпел значительные изменения. По новым данным значительный поисковый интерес представляют ранее выявленные Северо-Ханкальская и Северо-Октябрьская структуры. Последняя располагается между двумя месторождениями и характеризуется значительными размерами. Северо-Ханкальская складка серией разрывных нарушений разделена на отдельные блоки. Ранее пробуренная поисковая скважина № 2 Северо-Ханкальская по новым структурным построениям попадает в крыльевую часть складки. В Бенойской зоне дислокаций также уточнено строение ранее установленных – Белореченской, Ножай-Юртовской, Северо-Ножай-Юртовской и др. структур и выявлены 5 новых перспективных объектов [4].

**Заключение.** Таким образом, в меловом комплексе отложений, к настоящему времени, установлены углеводородные залежи, связанные в основном со сложно-экранированными (структурно-дизъюнктивными) ловушками, характеризующимися трещинно-кавернозным типом коллектора. Перспективы открытия новых скоплений нефти и газа в верхнемеловых отложениях также, в основном, связаны, именно с ловушками подобного типа [2]. В частности об этом свидетельствуют вышеописанные результаты сейсморазведочных работ и комплексной переинтерпретации геолого-геофизических материалов. Проведение поисково-разведочного бурения и дополнительных детализационных сейсморазведочных работ, в достаточных объемах, в пределах ранее установленных локальных структур (в том числе в пределах структур, выведенных из бурения с отрицательными результатами) и месторождений, а также вновь выявленных объектов с учетом результатов комплексных исследований верхнемеловых отложений (описанных выше), позволит существенно увеличить ресурсную базу нефтегазовой отрасли ЧР.

#### Литература:

1. Волгин Н.Н., Даукаев А.А. Анализ результатов ГРП, разработка рекомендаций для постановки поискового и разведочного бурения и сейсморазведочных работ на 1996–1997 гг. // Информационный отчет о НИР. – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1996. – 43 с.
2. Даукаев А.А. Современное состояние сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли ЧР и главные направления дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ // Сб. научных трудов КНИИ РАН. – Нальчик : Эль-Фа, 2007. – № 1. – С. 146–151.
3. Даукаев А.А. Классификация локальных структур в связи с размещением залежей УВ в разрезе мезокайнозоя Восточного Предкавказья // Грозненский естественнонаучный бюллетень. – 2016. – № 3 (3). – С. 50–54.
4. История и перспективы развития геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ на Северном Кавказе (XIX–XXI вв.): Монография. – М. : Изд-во «Спутник», 2018. – 224 с.
5. Киселев А.И., Даукаев А.А., Зуйкова О.Н. Разработка планов геолого-разведочных работ на сложных ловушках Восточного Предкавказья // Отчет о НИР. – Грозный : СевКавНИПИнефть, 1994. – 83 с.
6. Минерально-сырьевая база нефтяной отрасли ЧР: состояние и перспективы развития / И.А. Керимов [и др.] // Грозненский естественнонаучный бюллетень, 2016. – № 1. – С. 13–24.
7. Керимова И.А., Аксенова Е.М. Минерально-сырьевые ресурсы Чеченской Республики. Монография. – Грозный : «Грозненский рабочий», 2015. – 522 с.

#### References:

1. Volgin N.N., Daukaev A.A. Analysis of exploration results, development of recommendations for prospecting and exploratory drilling and seismic works in 1996–1997. – Grozny : SevKavNIPIneft, 1996. – 43 p.
2. Daukaev A.A. Modern state of the raw material base of oil and gas extractive industry of the Chechen Republic and the main directions of further exploration for oil and gas // Collection of scientific papers of the KSRI RAS. – Nalchik : El-Fa, 2007. – № 1. – P. 146–151.
3. Daukaev A.A. Classification of local structures in connection with the location of HC deposits in the Mesozoic section of the Eastern Precaucasus // Grozny Natural Science Bulletin. – 2016. – № 3 (3). – P. 50–54.
4. History and prospects of oil and gas exploration and research in the North Caucasus (XIX–XXI centuries): Monograph. – M. : Sputnik Publishing House, 2018. – 224 p.
5. Kiselev A.I., Daukaev A.A., Zuykova O.N. Development of geological exploration plans for complex traps of the Eastern Precaucasus // Research Report. – Grozny : SevKavNIPIneft, 1994. – 83 p.
6. Mineral and raw materials base of the oil industry of the Chechen Republic: state and prospects for development / I.A. Kerimov [et al.] // Grozny Natural Science Bulletin, 2016. – № 1. – P. 13–24.
7. Kerimova I.A., Aksenova E.M. Mineral resources of the Chechen Republic. Monograph. – Grozny : Groznensky Rabochiy, 2015. – 522 p.



УДК 550.349.4

## ИНЖЕНЕРНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПЛОЩАДКЕ ИЗЫСКАНИЙ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ г. КРАСНОДАРА

### ENGINEERING GEOPHYSICAL RESEARCH AT THE SURVEY SITE IN THE NORTHERN PART CITY OF KRASNODAR

**Захарченко Евгения Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующая кафедрой геофизических  
методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
evgenia-zax@yandex.ru

**Рудомаха Николай Николаевич**

директор ООО «Гео-Центр»  
rudomakha@mail.ru

**Захарченко Юлия Ивановна**

старший преподаватель  
кафедры геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
ofis-2010@yandex.ru

**Андрейко Наталья Геннадьевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры теплоэнергетики и теплотехники,  
Кубанский государственный технологический университет  
89882481491@mail.ru

**Аннотация.** В статье анализируются инженерно-геофизические изыскания в градостроительной сфере, проводимые в северной части Краснодара. Долговечность и безопасность строящихся зданий зависит от результатов и качества геолого-геофизических исследований. В результате проведенных инженерно-геофизических исследований по расчетным значениям показателей физических свойств грунтов для каждого из профилей выявлены геофизические слои и просадочные грунты.

**Ключевые слова:** инженерно-геофизические исследования, корреляционный метод преломленных волн, градостроительные условия, инженерно – геологические элементы, прочностные и деформационные свойства грунтов.

**Zakharchenko Evgenia Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Head of the Department of Geophysical  
Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
evgenia-zax@yandex.ru

**Rudomakha Nikolay Nikolayevich**

Director of Geo-Center LLC.  
rudomakha@mail.ru

**Zakharchenko Julia Ivanovna**

Senior Lecturer,  
Department of Geophysical Methods of  
Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
ofis-2010@yandex.ru

**Andreiko Natalya Gennadyevna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the Department of  
Heat Power Engineering and  
Thermal Engineering,  
Kuban State Technological University  
89882481491@mail.ru

**Annotation.** The paper analyzes engineering and geophysical surveys in urban development, conducted in the Northern part of Krasnodar. The durability and safety of buildings under construction depends on the results and quality of geological and geophysical research. As a result of the conducted engineering and geophysical research on the calculated values of indicators of physical properties of soils for each of the profiles, the geophysical layers and subsidence soils are identified.

**Keywords:** engineering and geophysical research, correlation method of refracted waves, urban development conditions, engineering and geological elements, strength and deformation properties of soils.

**В** настоящее время инженерные изыскания являются важнейшей составляющей строительной отрасли. Именно от результатов и качества проведенных геолого-геофизических исследований зависит стоимость строительных работ, а также долговечность и безопасность возводимых строений. Особенно это остро ощущается при строительстве в условиях городской застройки. Если раньше некоторые территории считались ограниченно пригодными для возведения новых сооружений, то сегодня, в силу нехватки площадей, они активно разрабатываются. Создание более сложных инженерных конструкций требует наличия актуальной, точной и проверенной информации, а также подробного прогноза относительно развития некоторых природных процессов в будущем.

Участок изысканий расположен в северной части г. Краснодара. На основании выполненных полевых и лабораторных исследований грунтов на площадке изысканий выделено 18 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Для каждого инженерно-геологического элемента были определены





следующие параметры: интервал залегания ИГЭ, мощность выделенного слоя, основные прочностные и деформационные свойства грунтов, коэффициент фильтрации, а также категория грунтов по сейсмическим свойствам.

Техногенный насыпной грунт (слой 1) в качестве основания фундаментов не рекомендуется, так как неоднороден по мощности и простиранию; поэтому для грунтов данного слоя приводятся значения только физических характеристик.

Почвенно-растительный слой (слой 2), подлежит рекультивации.

Грунты ИГЭ – 1 площадки изысканий относятся к классу техногенных дисперсных грунтов, к группе связных, подгруппе природных перемещенных образований насыпных, по типу – к минеральным, по виду – к глинистым грунтам.

Грунты ИГЭ – 2–9 и 13–16 относятся к классу природных дисперсных, группе связных, подгруппе осадочных, по типу – к минеральным, по виду – к глинистым грунтам.

Грунты ИГЭ – 10 и ИГЭ – 18 относятся к классу природных дисперсных, группе несвязных, подгруппе осадочных, по типу – к минеральным, по виду – к пескам.

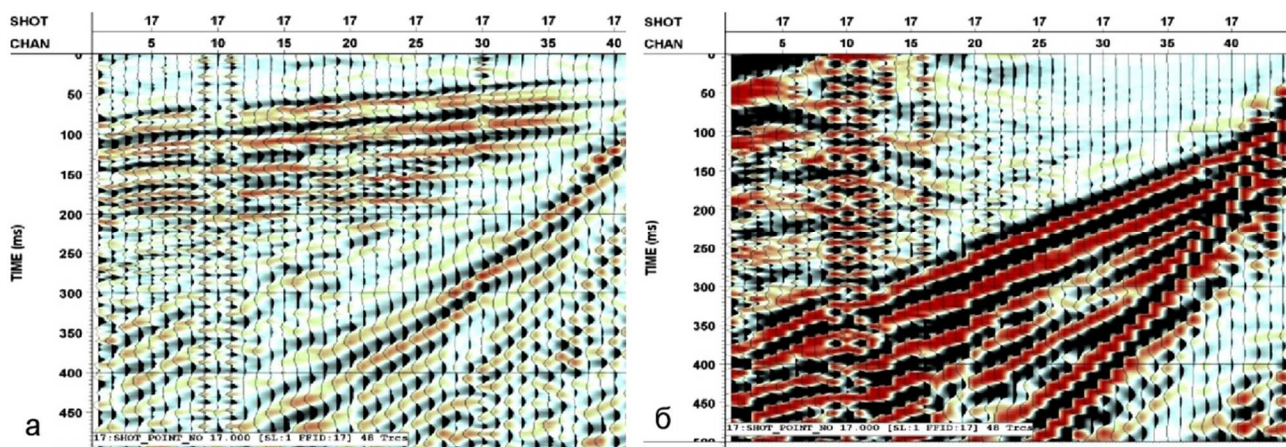
На площадке строительства выполнены геофизические исследования методом сейсморазведки (корреляционный метод преломленных волн – КМПВ). КМПВ выполнялся с использованием преломленных и преломленно-рефрагированных волн двух типов (продольных и поперечных). Сейсморазведочные работы проводились для расчленения верхней части разреза по скоростным характеристикам [2].

При проведении сейсморазведочных работ КМПВ применялась телеметрическая сейсморазведочная система «ТЕЛСС-3», предназначенная для проведения малоглубинных сейсмических исследований. Для регистрации сейсмических сигналов использовались 48-канальная сейсморазведочная коса с сейсмоприемниками типа GS-20DX. Возбуждение упругих колебаний производилось тампером весом 4 кг.

Работы выполнялись с регистрацией продольных и поперечных волн с накоплением. Основные параметры системы наблюдений: система наблюдений – смешанная; количество пунктов приема – 48; количество пунктов возбуждения – 17; шаг между приемниками – 2,0 м; шаг между пунктами возбуждения – 6 м. Основные параметры регистрации: длина записи – 1024 мс; частота дискретизации – 1 мс; формат записи – SEG-Y.

Для улучшения соотношения сигнал/помеха применялось накапливание сейсмических импульсов; сейсмоприемники были полностью заглублены в грунт. Дальнейшая борьба с помехами осуществлялась на этапе программной обработки полученных данных.

Зарегистрированные сейсмограммы продольных и поперечных волн по профилю ПР01 приведены на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Зарегистрированные сейсмограммы по профилю ПР01 для:  
а) продольных волн; б) поперечных волн

Сейсморазведочные данные обрабатывались по методу КМПВ [1]. Обработка проводилась с использованием преломленных и преломленно-рефрагированных волн с помощью программного обеспечения «RadExPro Plus 3.5» и «Годограф». На рисунке 2 приведены годографы продольных и поперечных волн для профиля ПР01.

Скоростные сейсмические разрезы, полученные в результате обработки по методике КМПВ, представлены на рисунке 3.

В виду значительных ограничений по размещению расстановки, по методу преломленно-рефрагированных волн информационная глубинность составила не более 20 м [3]. Скоростная информация интервала глубин 20–30 м получена на основании анализа волнового поля, по отраженным волнам и преломленно-рефрагированным волнам, не вышедшим в первые вступления. Для данного анализа использовались отраженные волны записей поперечных и продольных волн.

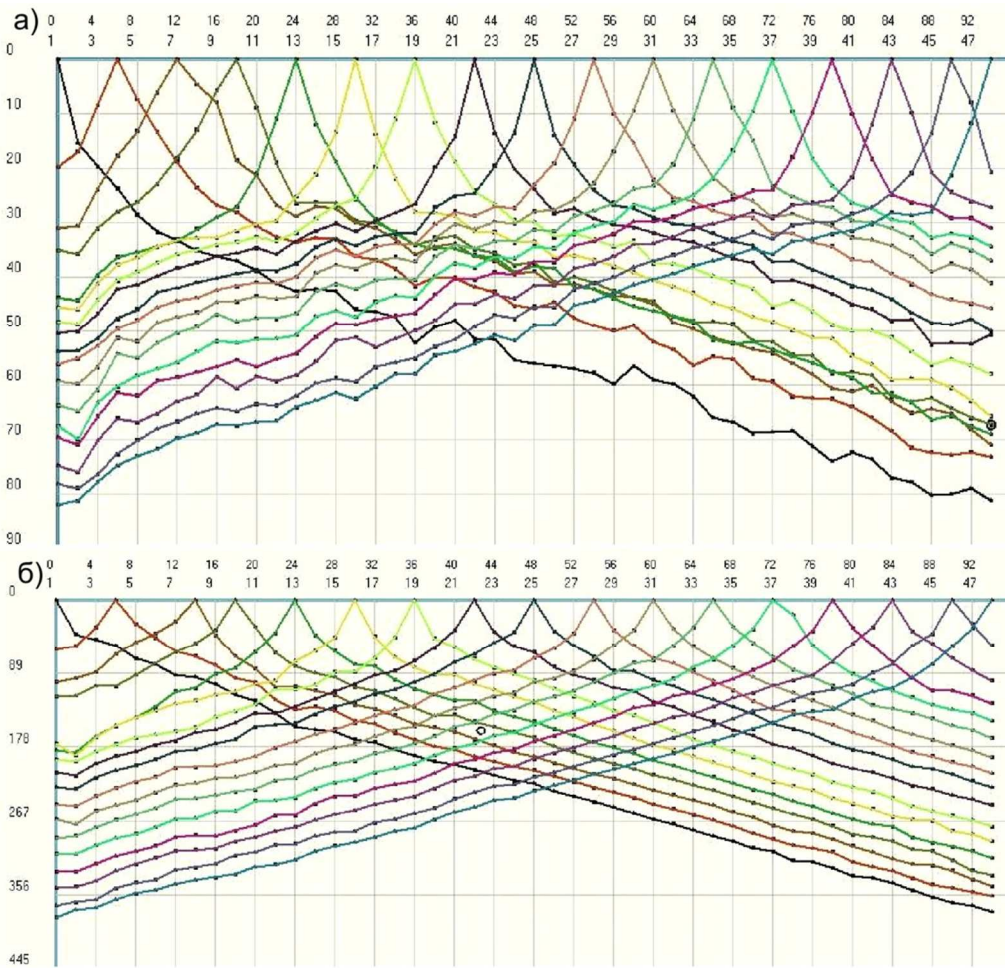


Рисунок 2 – Система годографов а) продольных и б) поперечных волн для профиля ПР01

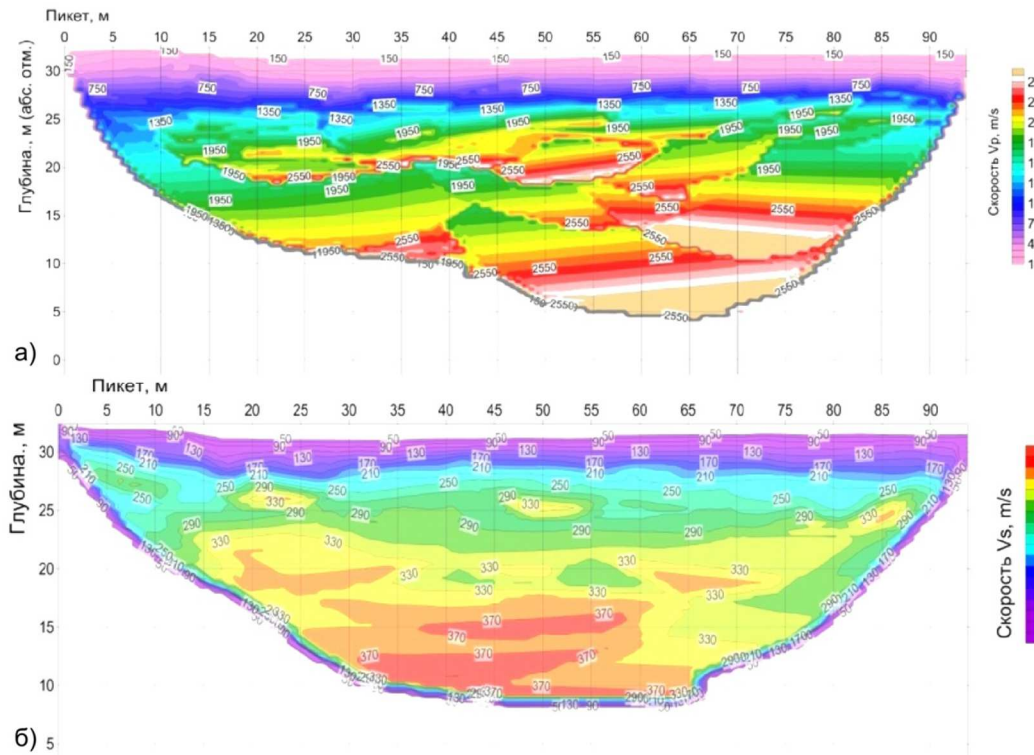


Рисунок 3 – Скоростной разрез а) продольных и б) поперечных волн по профилю ПР01





В результате использования метода сейсморазведки КПМВ решаются следующие задачи:

- расчленение геологического разреза по литологическому составу;
- определение скоростей продольных  $V_p$  и поперечных  $V_s$  волн, позволяющих судить о физико-механических свойствах грунтов.

В результате проведенных геофизических исследований [4] рассчитаны следующие показатели свойств грунтов: средняя плотность слоя естественной влажности, средние скорости продольных и поперечных по слоям, акустическая жесткость грунта, динамический модуль поперечного сжатия (коэффициент Пуассона), модуль сдвига динамический, динамический модуль продольного растяжения (модуль Юнга) [5].

По рассчитанным значениям показателей физических свойств грунтов по каждому из профилей выделены 7 геофизических слоев [4]. Также на площадке предполагаемого строительства распространены просадочные грунты, которые вскрыты с глубины 1,0–4,7 м до 1,6–7,5 м, мощность этого слоя изменяется от 0,9 до 4,9 м [5].

Инженерные геолого-геофизические исследования района будущей застройки имеют одно из важнейших значений в планировании дальнейшего строительства. Проведенные исследования необходимы для определения надежности участка, выбранного под строительство. Выбор типа фундамента и дальнейшее проектирование строительства обязательно необходимо проводить на основании физико-химических, прочностных и деформационных свойств грунтов и гидрогеологическом режиме территории строительства зданий и сооружений.

### Литература:

1. Павленко О.В. Характеристики поглощения сейсмических волн в коре и верхней мантии северо-западной части Кавказа // Физика Земли. – 2008. – № 6. – С. 52–60.
2. Руководство по проведению инженерных изысканий ускоренными методами. – М. : ПНИИИС, 1972.
3. Pavlenko O.V., Irikura K. Estimation of nonlinear time-dependent soil behavior in strong ground motion based on vertical array data // Pure Appl. Geophys, 2003. – № 160. – P. 2365–2379.
4. Инженерные геофизические исследования на территории г. Краснодара / Е.И.Захарченко [и др.] // Сборник докладов международной научно-практической конференции «Наука. Новое поколение. Успех». – Краснодар : ФГБОУ ВО «Кубан. гос. технол. ун-т», 2020. – С. 56–60.
5. Захарченко Е.И., Рудомакха Н.Н., Захарченко Ю.И. Инженерно-геофизические исследования в условиях городской застройки (на примере территории северной части г. Краснодара) // Сборник докладов международной научно-практической конференции «Туристско-рекреационный комплекс в системе регионального развития». – Краснодар : ФГБОУ ВО «Кубан. гос. ун-т», 2020. – С. 63–67.

### References:

1. Pavlenko O.V. Characteristics of seismic wave absorption in the crust and upper mantle of the northwest Caucasus // Earth Physics. – 2008. – № 6. – P. 52–60.
2. Guidelines for engineering surveys by accelerated methods. – M. : PNIIS, 1972.
3. Pavlenko O.V., Irikura K. Estimation of nonlinear time-dependent soil behavior in strong ground motion based on vertical array data // Pure Appl. Geophys, 2003. – № 160. – P. 2365–2379.
4. Engineering Geophysical Researches in the Territory of Krasnodar / E.I. Zakharchenko [et al.] // Collection of Reports of the International Scientific-Practical Conference «Science. New generation. Success». – Krasnodar : FGBOU VO «Kuban State Technological University», 2020. – P. 56–60.
5. Zakharchenko E.I., Rudomakha N.N., Zakharchenko Y.I. Engineering-geophysical studies in urban development (by example of the northern part of Krasnodar) // Collection of Reports of the International Scientific-Practical Conference «Tourist and Recreational Complex in the System of Regional Development». – Krasnodar : Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education «Kuban State University», 2020. – P. 63–67.



УДК 553.81

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗОН ГАЗОВОЙ ЭМИССИИ В АНАЭРОБНОМ БАССЕЙНЕ ЧЕРНОГО МОРЯ

### GEOCHEMICAL CONDITIONS OF GAS EMISSION ZONES IN THE ANAEROBIC BASIN OF THE BLACK SEA ABSTRACT

**Зуб Ольга Николаевна**

старший преподаватель  
кафедры региональной и морской геологии  
Кубанский государственный университет  
geokub@bk.ru

**Zub Olga Nikolaevna**

Senior Lecturer of the Department of  
Regional and Marine Geology,  
Kuban State University  
geokub@bk.ru

**Аннотация.** Развитие черноморского бассейна непрерывно сопровождалось раздроблением земной коры, изменением структуры, накоплением различных толщин осадков, а также геохимическими процессами и явлениями. Актуальность представленной темы заключается в том, что бассейн Черного моря характеризуется повышенной сейсмической активностью, грязевым вулканизмом и иными неблагоприятными изменениями земной коры. Исходя из этого, на сегодняшний день актуализируется задача мониторинга объектов Черноморского бассейна посредством исследования геохимических условий зон газовой эмиссии. Таким образом основной целью данной работы является изучение геохимических условий зон газовой эмиссии в анаэробном бассейне Черного моря. Работа производится посредством применения статистических данных и информации, а также эмпирических и теоретических методов исследования.

**Annotation.** The development of the Black Sea basin was continuously accompanied by fragmentation of the earth's crust, structural changes, accumulation of various thicknesses of sediments, as well as geochemical processes and phenomena. The relevance of the topic presented lies in the fact that the Black Sea basin is characterized by increased seismic activity, mud volcanism and other unfavorable changes in the earth's crust. Based on this, today the task of monitoring the objects of the Black Sea basin is being actualized by studying the geochemical conditions of gas emission zones. Thus, the main goal of this work is to study the geochemical conditions of gas emission zones in the anaerobic basin of the Black Sea. Work is done through the use of statistical data and information, as well as empirical and theoretical research methods.

**Ключевые слова:** Черное море, геохимические условия, структура, газовая эмиссия, земная кора, анаэробный бассейн.

**Keywords:** Black Sea, geochemical conditions, structure, gas emission, crust, anaerobic basin.

**В** виду повышенной активности геодинамических процессов, происходящих в Черноморском регионе, на сегодняшний день возникает вопрос, связанный с изучением природы этих процессов, а также их эволюции в глобальной и региональной активности. В настоящее время касательно данной темы существует множество научных исследований, а также установлены неоднозначные закономерности. Но при этом конкретные и доказанные выводы отсутствуют, а многие эволюционные вопросы по-прежнему остаются дискуссионными [1].

Ссылаясь на уже имеющиеся в современном мире результаты анализа, касающегося особенностей проявлений газовой эмиссии, химического и изотопного состава углеродных газов, а также геотермических и геодинамических условий, можно выдвинуть следующее предположение: метан в Черноморском бассейне – это продукт смешивания в динамических пропорциях метана различного происхождения, имеющего отличающиеся изотопные составы углерода [2].

Параллельно с этим в земной коре накапливается углерод биогенного происхождения. Исходя из этого становится понятно, что для генерации углеводорода требуются соответствующие геодинамические условия, приводящие к погружению и нагреванию земной коры. Рециклинг земной коры способен объяснить и некоторые иные особенности дегазации Земли, к примеру, обогащение глубинных газовых потоков посредством легких изотопов углерода.

Изучая материалы, касающиеся изотопно-химической характеристики углеродных газов Черноморского бассейна, можно выделить проблему, касающуюся образования метана в морских осадках. Данная проблема, параллельно с образованием и углеводородов в целом, является достаточно спорной среди современных исследователей. Необходимо отметить, что в течение последних двух-трех десятков лет неоднозначность данной проблемы смогла уменьшиться посредством накопления новейших геологических, геофизических, а также геохимических данных и интеграции инновационных исследовательских технологий, к примеру, повсеместного использования изотопно-геохимических методов.

Изотопный состав углерода и водорода с учетом данных по изотопии гелия позволяет диагностировать возможные и наиболее вероятные источники углерода метана в различных типах природных газов, а также дифференцировать глубинные углеводородные флюидогазовые потоки по условиям их происхождения и миграции. Установленная по результатам современных изотопно-геохимических ис-



следований значительная дифференциация изотопного состава компонентов природных углеродных газов свидетельствует о большом разнообразии их источников, условий образования и миграции, соответствующим определенным термобарическим характеристикам и тектоногеодинамическим типам земной коры (рифтогенным, субдукционным, коллизионным, аккреционным и т.п.) [3].

Таким образом, на основе существующих исследований особенностей дегазации Черноморского бассейна на фоне основных закономерностей его развития, можно сделать вывод о том, что в данных геохимических процессах участвуют как минимум три источника метана, а именно микробиологический, термокатагенный и глубинный. Необходимо отметить, что глубинный источник метана играет ключевую роль в процессах дегазации. Именно он создает общий уровень эмиссии углеродных газов в пределах активного региона, соответствующий определенным геодинамическим условиям.

#### **Литература:**

1. Валяев Б.М., Дремин И.С. Дегазация Земли и природа процессов нефтегазонакопления (изотопно-геохимические и геодинамические аспекты) // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2015.
2. Егоров В.Н., Артемов Ю.Г., Гулин С.Б. Метановые сипы в Черном море. Средаобразующая и экологическая роль. – Севастополь : Экози-гидрофизика, 2011.
3. Результаты геотермических исследований в северной части Черного моря / Р.И. Кутас [и др.]. – Геофиз. Журн, 2007.

#### **References:**

1. Valyaev B.M., Dremine I.S. Degassing of the Earth and the nature of oil and gas accumulation processes (isotopic-geochemical and geodynamic aspects) // Geology and Mineral Resources of the World Ocean. – 2015.
2. Egorov V.N., Artemov Yu.G., Gulina S.B. Methane sips in the Black Sea. The moderating and ecological role. – Sevastopol : Ecosi-hydrophysics, 2011.
3. Results of geothermal studies in the northern part of the Black Sea / R.I. Kutas [et al.]. – Geo-Phys. Journal, 2007.



УДК 551.49.550 (575.2)

## ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОВРЕМЕННЫХ ТЕРМОМИНЕРАЛЬНЫХ ВОД И СЕЙСМИЧНОСТЬ КЫРГЫЗСТАНА

### MAIN PARAMETERS OF MODERN THERMOMINERAL WATERS AND SEISMICITY OF KYRGYZSTAN

**Кендирбаева Дж. Ж.**

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, заведующая лабораторией  
Института сейсмологии Национальной Академии наук  
Кыргызской Республики  
jumaevna48@gmail.cov

**Kendirbaeva J.J.**

Doctor of Geological and  
Mineralogical Sciences, Professor,  
Head of the Institute of Seismology  
National Academy of Sciences  
Kyrgyz Republic  
jumaevna48@gmail.cov

**Аннотация.** Анализировано распределение гелия и углекислого газа в термоминеральных водах (ТМВ) Кыргызстана, а тренд и устойчивость их режима изучены с помощью статистики, а также по системе R-STERS для прогноза сейсмических событий. В них показана индифферентность концентрационных уровней гелия к типам водопунктов и стратиграфо-литологическим различиям, а также к глубинам циркуляции, но фиксируются схожие и близкие вариации при отсутствии повторяющихся аналогий от одного сейсмического события к другому.

**Annotation.** The distribution of helium and carbon dioxide in thermal mineral waters (TMW) of Kyrgyzstan was analyzed, and the trend and stability of their regime were studied using statistical data, as well as using the R-STERS system to predict seismic events. They are indifferent to the levels of helium content to the types of water bodies and stratigraphic-lithological differences, as well as to the depth of circulation, but similar and close variations are recorded in the absence of repeated analogies from one seismic event to another.

**Ключевые слова:** термоминеральные воды, прогноз землетрясений, временные вариации, закономерные помехи и случайные сигналы, тренд и устойчивость режима.

**Keywords:** thermal mineral waters, earthquake forecast, time variations, regular interference and random signals, trend and stability of the regime.

**Введение.** Кыргызстан является горным регионом, который сформировался к верхнему палеозою, преобразован кайнозойским орогенезом до современного облика, а в геологическом разрезе участвуют породы, разнообразные по составу, возрасту и генезису (осадочные, интрузивные, эффузивные и метаморфические). Здесь хребты и впадины отделяются тектоническими разрывами, к которым нередко приурочены эпицентры сильных землетрясений, а также выходы термальных вод.

Термоминеральные воды (ТМВ) как в пространстве, так и во времени, благодаря непрерывному движению во всех направлениях, отражают состояние современной дегазации Земли и, как следствие, направленность развития сейсмической обстановки. В отдельных их выходах экзотические для верхней части разреза газы содержатся в количествах, не поддающихся объяснению константами распада элементов. При этом они динамичны и чувствительны к состояниям среды, благодаря чему их подвижность позволяет не только дальше, но и дольше наблюдать процессы возмущения, но эти свойства непрерывно испытывают влияние большого количества природных факторов.

Для прогноза сильных землетрясений на протяжении около полувека проводятся наблюдения за режимом ТМВ. Пункты наблюдений расположены, главным образом, в северной части республики, а выбор каждого из них, по данным [1], обоснован особенностями разрывно-блоковой морфологии структур. К настоящему времени накоплено достаточное количество временных рядов, в которых некоторые параметры считаются индикаторами подготовки сильных землетрясений: фиксируют схожие или близкие вариации при отсутствии регулярно повторяющихся аналогий от одного сейсмического события к другому [2]. Поэтому, как показано [3], информативные признаки, к которым отнесены свободные и растворенные газы имеют по характеру проявления неизгладимые черты.

Методика исследований. Детально анализировано распределение гелия и углекислого газа в ТМВ, а тренд и устойчивость их режима изучены с помощью статистики, а также по системе R-STERS, рассчитанной для краткосрочного прогноза сейсмических событий. Она разработана для выявления эффектов от сильных землетрясений (с магнитудой более 5–6), допуская, что на графиках возможна фиксация изменения уровня вод при магнитудах толчков которых менее 3–4.

Данная методика предложена российскими учеными и сводится к построению временных графиков уровня подземных вод, атмосферного давления и температуры воды [4]. По их мнению, их



сущность, несмотря на то, что исходные данные являются гидрогеологическими, позволяют контролировать характер эволюции короткоживущих структур. Значения относительных деформаций, отражающих направленность (растяжение-сжатие) и интенсивность напряженно-деформационных процессов (в условных единицах с различным шагом) рассчитывают по формуле:

$$e = b / (b + (H_p - H_t)),$$

где  $e$  – значение относительной деформации (параметр напряженности);  $b$  – база (поправочный коэффициент), равная 10;  $H_p$  – значение УГВ в скважине на начало функционирования всех скважин в м;  $H_t$  – текущее значение УГВ в скважине.

Полученные результаты и их обсуждение. Основой интерпретации приняты теория пульсирующей земли и теория отражения, а также многофакторность формирования геохимического облика, особенно, с сейсмическими событиями. При этом особое внимание в ретроспективе и в режиме реального времени обращено на разрядку сейсмичности выше  $K \geq 12$  и на эпицентрального расстояние [5].

В нашем случае [6], прежде всего, интересным является индифферентность концентрационных уровней гелия к видам водопунктов (источники, скважины) и стратиграфо-литологической принадлежности вмещающей среды, а также к глубинам циркуляции ТМВ (табл. 1). Например, его максимальные концентрации обнаружены в источниках Алтын-Арашан и в скважинах Аксу, выходящих из интрузий в восточной части Тескейского гидрогеологического массива, а также в карбоновых образованиях [6].

Таблица 1

№№	Наименование ТМВ	T °C	He об / %	Химический состав, мг-экв. %
Иссык-Кульская впадина				
1	Аксу – скважина	53	0,8	Cl 59 SO <sub>4</sub> 38 (Na + K) 95 Ca4
2	Алтын-Арашан – источник	50,5	0,85	HCO <sub>3</sub> 68 SO <sub>4</sub> 18 (Na + K) 89 Ca10
3	Чон-Кызыл-Суу – источник	43	0,18	Cl 59 SO <sub>4</sub> 38 (Na + K) 85 Ca14
4	Джууку – источник и скважина	32–43	0,09–0,1	SO <sub>4</sub> 58 Cl 40 (Na + K) 88 Ca10
5	Бар-Булак – скважина	45–46	0,5	Cl 61 SO <sub>4</sub> 38 (Na + K) 65 Ca 32
Чуйская впадина				
6	Аламедин – скважина	48	0,08	Cl 59 SO <sub>4</sub> 38 (Na + K) 85 Ca14
7	Иссык-Ата – скважина	43–44	0,03–0,04	Cl 59 SO <sub>4</sub> 38 (Na + K) 85 Ca14

Содержание гелия в ТМВ Иссык-Кульской и Чуйской впадинах на площади Барбулак Иссык-Кульского бассейна, а в аналогичных условиях Чуйской впадины колеблется лишь в пределах первых сотен мг / л (Аламедин, Иссык-Ата).

Характерной чертой различий содержаний гелия в подземных водах является, по всей видимости, не стабильность других компонентов. Как видно из рисунка 1, в геохимическом отношении для гелия благоприятными служит сочетание сульфатов и натрия с гидрокарбонатами, но с величинами окислительно-восстановительного потенциала находится в обратной связи. При этом гелиеносными являются ТМВ независимо от геохимических свойств вмещающей среды, циркулирующие в зонах сочленения разломов, развивающихся разнонаправленно.

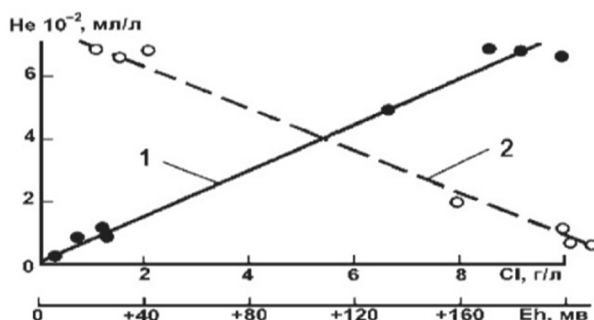


Рисунок 1 – Зависимость содержания гелия от хлора (1) и Eh (2)



Кроме того, во время реализации и после свершения сильных землетрясений в газовых струях появляются другие газы. Например, растворенный углекислый газ, отсутствующий в периоды сейсмического затишья в скважине 20 ТМВ «Джеты-Огуз», часто предваряет подземные толчки с  $K \geq 12$ . Поэтому пространственно-временные закономерности формирования и распространения гелия в геологических структурах и подземных водах представляют большой научно-практический интерес.

Выяснилось, что можно полагать возможности раскрытия механизмов формирования геохимических аномалий, проявляющихся в зонах затишья и афтершоковой области. В качестве примера приведено Кызыл-Артское землетрясение (26.06.2016) с  $K_r = 15,1$  главный толчок которого с 26.06 по 10.10.2016 сопровождался 2855 афтершоками (рис. 2).

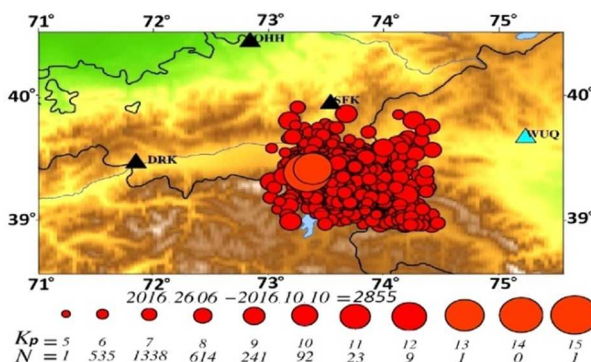


Рисунок 2 – Эпицентр Кызыл-Артского землетрясения с  $K_r = 15,1$  и его афтершоки с 26.06.2016 по 10.10.2016 г.

Выделены в пространственно-временном выражении закономерный и случайный типы перестройки в режиме ТМВ – первый идентифицирован с экзогенными, причем как климатическими и сезонными факторами, так и в формате 11-летнего цикла солнечной активности, а второй, контрастный по амплитудам и кратковременный по формам, совпадает с периодами до, во время и после сейсмичности более  $K \geq 1$  (рис. 3).

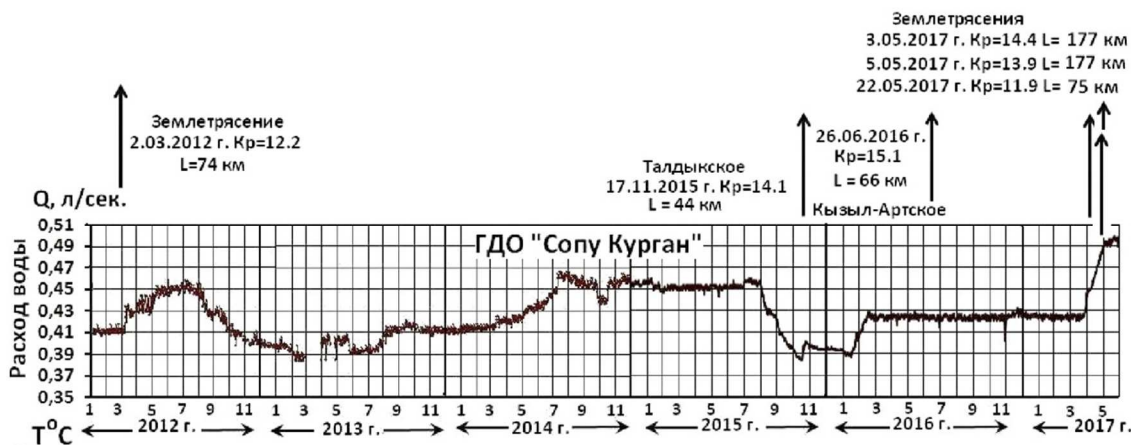


Рисунок 3 – Вариации расхода воды «Сопу-Курган» за 2012–2017гг

В пространственно-временном выражении улавливается единство «ансамблевых» признаков, связанных с сейсмической активизацией [5]. Так, вариации являются ответной реакцией гидрогеологического разреза на сейсмические события, с которого ведется мониторинговое слежение, тогда как формы проявления, главным образом, обязаны особенностям строения конкретных структур: по амплитуде размазанные колебания проявляются внутри тектонического блока, а остроконечные и узкие пики – в межблоковых зонах глубинных разломов.

**Выводы.** Подземные, особенно термоминеральные воды, оставаясь «несжимаемой субстанцией», своевременно отражают всевозможные напряжения, приходящие из недр Земли, а характер и амплитуды колебаний определяется пределами чувствительности «рабочего звена» в конкретном пункте наблюдений. Разграничение на этой основе среднестатистических границ в геолого-гидрогеологических параметрах может послужить основой объяснения механизма возникновения аномалий, не повторяющихся от одного землетрясения к другому.



### Литература:

1. Иманкулов Б.И., Кендирбаева Дж.Ж., Кожакова Н.Т. Разломная гидрогеологическая система Кыргызского Тянь-Шаня как отражение влияния эндогенных и экзогенных факторов // Известия Академии наук Республики Казахстан. Серия общественных и гуманитарных наук. – 2006. – № 2. – С. 44–47.
2. Иманкулов Б.И., Кендирбаева Дж.Ж. Об исследовании подземных вод в межгорных впадинах Кыргызского Тянь-Шаня в свете общей теории систем // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. – Екатеринбург, 2017. – С. 197–200.
3. Кендирбаева Дж.Ж., Гребенникова В.В. О взаимосвязи геотермических условий и геохимической обстановки Кыргызского Тянь-Шаня // Сб. : Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. – Екатеринбург, 2013. – С. 145–147.
4. Оценка геодинамической обстановки и сейсмической опасности по энергетическим параметрам и векторам напряжений гидрогеодеформационного поля / Г.В. Куликов [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 7. – С. 19–24.
5. Кендирбаева Дж.Ж. Типизация пространственно-временной морфологии гидрогеохимических и гидродинамических траекторий Кыргызстана при сейсмической активизации // Сб. : Структура, вещественный состав, свойства, современная геодинамика и сейсмичность. – Воронеж, 2020. – С. 160–165.
6. Кендирбаева Дж.Ж. Гидротермальные системы Кыргызского Тянь-Шаня – как отражение теории пульсирующей Земли // В сб. материалов Всероссийской конференции с международным участием «Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа». – Петропавловск-Камчатский, 2019. – С. 171–175.
7. Кендирбаева Дж.Ж. Фрактальность подземных вод Кыргызстана для прогноза землетрясений // Булатовские чтения. – Краснодар, 2020. – С. 110–116.

### References:

1. Imankulov B.I., Kendirbaeva J.J., Kozhakova N.T. Fault hydrogeological system of the Kyrgyz Tien-Shan as a reflection of endogenous and exogenous factors influence // Proceedings of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Social and Humanitarian Sciences. – 2006. – № 2. – P. 44–47.
2. Imankulov B.I., Kendirbaeva J.J. On research of underground waters in intermountain depressions of the Kyrgyz Tien-Shan in the light of the general systems theory // Deep structure, geodynamics, thermal field of the Earth, interpretation of geophysical fields. – Yekaterinburg, 2017. – P. 197–200.
3. Kendirbaeva J.J., Grebennikova V.V. On the relationship between geothermal conditions and geochemical environment of the Kyrgyz Tien Shan // Coll. Deep structure, geodynamics, thermal field of the Earth, interpretation of geophysical fields. – Yekaterinburg, 2013. – P. 145–147.
4. Assessment of geodynamic situation and seismic hazard by energy parameters and stress vectors of hydrogeodeformation field / G.V. Kulikov [et al.] // Exploration and protection of mineral resources. – 2010. – № 7. – P. 19–24.
5. Kendirbayeva J.J. Typification of spatial and temporal morphology of hydrogeochemical and hydrodynamic trajectories of Kyrgyzstan under seismic activation//Sb. : Structure, Material Composition, Properties, Modern Geodynamics and Seismicity. – Voronezh, 2020. – P. 160–165.
6. Kendirbaeva J.J. Hydrothermal systems of the Kyrgyz Tien Shan – as a reflection of the pulsating Earth theory // In the Proceedings of the All-Russian Conference with international participation «Geothermal volcanology, hydrogeology, oil and gas geology». – Petropavlovsk-Kamchatsky, 2019. – P. 171–175.
7. Kendirbaeva J.J. Fractality of groundwater in Kyrgyzstan for earthquake prediction // Bulatov readings. – Krasnodar, 2020. – P. 110–116.





УДК 553.98

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕНОСНОГО ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЧАГАНАК

### GEOLOGICAL STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS OF THE PETROLEUM SUBSALT COMPLEX OF THE KARACHAGANAK FIELD

**Машкова Елена Анатольевна**

Уфимский Государственный нефтяной  
технический университет  
leviafanfoc@gmail.com

**Муратов Артур Талгатович**

Уфимский Государственный нефтяной  
технический университет  
leviafanfoc@gmail.com

**Mashkova Elena Anatolyevna**

Ufa State Petroleum Technical University  
leviafanfoc@gmail.com

**Muratov Artur Talgatovich**

Ufa State Petroleum Technical University  
leviafanfoc@gmail.com

**Аннотация.** Данная статья представляет собой теоретическое исследование особенностей геологического строения Карачаганкского нефтегазоконденстаного месторождения. В статье кратко изложено геологическое строение месторождения: стратиграфия, тектоника, литология.

**Annotation.** This article is a theoretical study of the features of the geological structure of the Karachagank oil and gas condensate field. The article briefly outlines the geological structure of the field: stratigraphy, tectonics, lithology.

**Ключевые слова:** Карачаганак, месторождение, надсолевой, подсолевой комплекс, диапир, коллектор, нефть, газоконденсат.

**Keywords:** Karachaganak, field, post-salt, subsalt complex, diapir, reservoir, oil, gas condensate.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция располагается на территории России и Казахстана. Она приурочена к одноименной краевой мегасинеклизе, осложняющей юго-восточную часть древней Русской плиты. Площадь более 500 тыс. км<sup>2</sup> [4].

Характерной особенностью Прикаспия является разделение продуктивных толщ осадочного чехла мощными соляными отложениями на два больших комплекса: надсолевой и подсолевой [3]. Основные продуктивные горизонты надсолевого комплекса крупных месторождений (Кульсары, Магат, Прорва, Буранкуль, Кенкияк) относятся к юрской и меловой системе [2]. Подсолевой продуктивный комплекс на больших глубинах 4,5–5 км – представлен от среднего девона по пермь (месторождения Астраханское – в России, Карачаганак, Жана-жол и Тенгиз в Казахстане) [2].

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины в области сочленения последней с Волго-Уральской антеклизой, в пределах Карачаганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления.

Карачаганакской структуре соответствует выступ фундамента, амплитуда которого достигает 700 м; согласно сейсмическим данным, кристаллическое основание перекрыто терригенной толщей девона. Выше по разрезу залегают карбонатные отложения позднедевонско-раннепермского возраста общей толщиной до 2200 м. Карбонатные отложения перекрываются карбонатно-сульфатной толщей переменной мощности от 7 до 300 м, экраном является каменная соль [3].

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к уникальному крупному рифовому массиву субширотного простирания девонско-нижнепермского возраста высотой более 1,5 км [6].

Карачаганакское поднятие представлено рифовой постройкой высотой до 1700 м с размерами 16 × 29 км. Существенным элементом ее морфологии является кольцевой фаменско-раннекаменноугольный рифовый массив высотой до 800 м, основанием которому служила структура тектонической природы по кровле терригенных отложений девона, амплитудой до 300 м. Плоская вершина массива в восточной части надстроена раннепермским атоллоподобным рифом высотой 700–800 м и размерами 10 × 10 км.

Современная амплитуда поднятия в сводовой части по кровле подсолевых отложений достигает 1600 м. Над сводом мощность соленосных отложений уменьшается до 60 метров. Продуктивная толща подсолевого комплекса вскрыта большим числом скважин на глубинах от 3750 до 5500 м.





Нефтегазоконденсатная залежь приурочена к палеозойским отложениям. Скважинами в пределах месторождения вскрыты карбонатные отложения верхнего девона, нижнего карбона и нижней перми. Нижнепермские отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают разновозрастные карбонатные породы нижнекаменноугольного и среднекаменноугольного возрастов.

Максимальная вскрытая толща карбона составляет более 660 метров. В основании ассельского яруса на границе нижнепермских и каменноугольных толщ прослеживается выдержанный прослой темно-серых, местами черных глинистых известняков [3].

Структура основного коллектора представлена изолированной карбонатной платформой, приходящейся на интервал от верхнего девона до нижней перми, покрывка образована нижнепермскими кунгурскими эвапоритами. Породы коллектора представлены известняками и доломитами [1]. Характерны сильная изменчивость пустотного пространства карбонатного массива, повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности. Преобладающее развитие имеют известняки пористые, плотные, массивные, неравномерно кавернозные и трещиноватые, в различной степени доломитизированные, реже доломиты [3]. Сложное геологическое строение залежи углеводородов и уникальные пластовые условия, выраженные в многокомпонентности флюида, аномально высоком пластовом давлении и т.д. требуют особых подходов к организации мероприятий, направленных на интенсификацию нефтеотдачи [9, 10].

Таким образом, накопление карбонатных пород в пределах Карачаганакского месторождения соответствует трем крупным этапам рифообразования: фаменско-раннетурнейскому, визейско-серпуховскому и раннепермскому. Различия в темпах и объемах седиментации в выделенных фациальных зонах обусловило формирование крупного, морфологически резко выраженного карбонатного тела [6].

На месторождении Карачаганак очень сложно выделить покровный этаж, так как во многих участках месторождения, из-за того, что в основании покровного этажа отсутствует выдержанный водупор, показала четкая гидродинамическая связь неоген-четвертичных водоносных горизонтов с юрско-меловыми и триасовыми. Благодаря этому, в вскрытом интервале разреза выделяют подсолевой и надсолевой гидрогеологические этажи, которые разделены большой по мощности толщей флюидоупора, которая представлена соленосными, сульфатно-карбонатными и галогенно-терригенными отложениями кунгурского, уфимского и казанского ярусов.

Наличие в разрезе осадочного чехла Карачаганакского месторождения мощной соленосной толщи кунгурского возраста, разделяющей его на подсолевой и надсолевой комплексы, определило особенности гидрогеологического развития Карачаганакского месторождения. Повсеместное распространение надсолевых флюидосодержащих комплексов было нарушено многочисленными соляными куполами. В пределах рассматриваемого месторождения развиты три купола: Карачаганакский на севере, Кончебайский на юге и Сухореченский на востоке. Между этими куполами образовался «мульдообразный» суббассейн, изолированный от других подобных суббассейнов соляными телами. Таким образом, изучение особенностей геологического строения Карачаганакского месторождения представляет собой материал для изучения Прикаспийской нефтегазоносной провинции в целом и его можно использовать при преподавании профильных геологических дисциплин [11].

Анализ особенностей геологического строения и пластовых условий, а именно аномально высокое пластовое давление, достигающее 58 МПа подтверждают ранее сделанные выводы [6] о том, что одной из причин возникновения соляных диапиров является погружение соленосных толщ в область высоких температур и давлений при условии закрытой системы и фазовое преобразование солей направлено на противодействие этим факторам.

### Литература:

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М. : Недра, 1977.
2. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. – М. : Недра, 1982.
3. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М. : РГГРУ, 1999. – 285 с.
4. Геология нефти и газа / Э.А. Бакиров [и др.]. – М. : Недра, 1990. – 240 с.
5. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР / Н.В. Безносков [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 336 с.
6. Кононов Ю.С. Геология и нефтегазоносность Карачаганакского месторождения. – Саратов : изд-во Саратовского гос. ун-та, 1988. – 172 с.
7. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для вузов. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 511 с.
8. Кузнецов В.Г. Литология. Основы общей (теоретической) литологии: учеб. пособие для вузов. – М. : Научный мир, 2011. – 360 с.
9. Валеева А.А., Машкова Е.А. Интенсификация притоков нефти на месторождениях среднеобской нефтегазоносной области // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле 2016. Сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. – 2016. – С. 137–142.



10. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи пластов (обзор) / Е.А. Машкова [и др.] // В сборнике: Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Акад. наук респ. Башкортостан, НИИ нефтеотдача. – Уфа, 2003. – С. 138–145.

11. Машкова Е.А. Подготовка студентов технического вуза к профессиональной деятельности на основе комплекса квазипроизводственных задач // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. Башкирский государственный педагогический университет им. М. Акмуллы. – Уфа, 2011.

#### References:

1. Bagrintseva K.I. Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas. – M. : Nedra, 1977.
2. Bagrintseva K.I. Fracturing of sedimentary rocks. – M.: Nedra, 1982.
3. Bagrintseva K.I. Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. – M. : Russian State Hydrometeorological University, 1999. – 285 p.
4. Geology of oil and gas / E.A. Bakirov [et al]. – M. : Nedra, 1990. – 240 p.
5. Reference book on stratigraphy of oil and gas provinces of the USSR / N.V. Beznosov [et al]. – M. : Nedra, 1987. – 336 p.
6. Kononov Y.S. Geology and oil and gas content of the Karachaganak field. – Saratov : published by Saratov State University, 1988. – 172 p.
7. Kuznetsov V.G. Lithology. Sedimentary rocks and their study: a textbook for universities. – M. : OOO Nedra – Business Center, 2007. – 511 p.
8. Kuznetsov V.G. Lithology. Fundamentals of General (Theoretical) Lithology: a textbook for universities. – M. : Scientific World, 2011. – 360 p.
9. Valeyeva A.A., Mashkova E.A. Intensification of oil inflows in the fields of the Middle Ob non-oil and gas bearing region // In the collection: Modern technologies in oil and gas 2016. Proceedings of the international scientific and technical conference dedicated to the 60th anniversary of the branch. – 2016. – P. 137–142.
10. Microbiological methods of enhanced oil recovery (review) / E.A. Mashkova [et al.] // In the collection: Methods of enhanced oil recovery of hard-to-recover reserves. Problems and solutions. Academy of Sciences of the republic of Bashkortostan. Bashkortostan, Research Institute of Oil Recovery. – Ufa, 2003. – P. 138–145.
11. Mashkova E.A. Preparation of technical university students for professional activity on the basis of a set of quasi-production tasks // Abstract of thesis for the degree of Candidate of Pedagogical Sciences. Bashkir State Pedagogical University M. Akmuulla. – Ufa, 2011.



УДК 551.243.4+553.98

## НОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ДОПЛИТНЫХ КОМПЛЕКСАХ ЗАПАДА СКИФСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

### NEW OBJECTS OF GEOLOGICAL EXPLORATION FOR OIL AND GAS IN THE ADDITIONAL COMPLEXES OF THE WEST OF THE SCYTHIAN PLATFORM

**Попков Василий Иванович**

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, академик РАЕН,  
кафедра региональной и морской геологии,  
Кубанский государственный университет  
geoskubsu@mail.ru

**Попков Иван Васильевич**

кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент кафедры региональной и морской геологии,  
Кубанский государственный университет  
iv-popkov@mail.ru

**Дементьева Ирина Евгеньевна**

старший преподаватель  
кафедры геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
geoskubsu@mail.ru

**Аннотация.** Анализ геолого-геофизических материалов позволяет выделить в основании разреза запада Скифской плиты протяженного погребенного раннекиммерийского краевого прогиба, выполненного мощным комплексом осадочных толщ. Выявленный прогиб может стать новым региональным объектом геологоразведочных работ в регионе.

**Ключевые слова:** краевой прогиб, молассы, надвиги, ловушки нефти и газа, нефтегазоносность.

**Popkov Vasily Ivanovich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Professor of The Department of Regional and Marine Geology, Kuban state University  
geoskubsu@mail.ru

**Popkov Ivan Vasilyevich**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Young Scientist of Regional and Marine Geology, Kuban State University  
iv-popkov@mail.ru

**Dementieva Irina Evgenievna**

Senior Lecturer, Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration, Kuban State University  
geoskubsu@mail.ru

**Annotation.** The analysis of geological and geophysical materials makes it possible to distinguish an extended buried Early Cimmerian marginal trough formed by a powerful complex of sedimentary strata at the base of the section of the west of the Scythian plate. The identified deflection may become a new regional object of geological exploration in the region.

**Keywords:** marginal deflection, molasses, thrusts, oil and gas traps, oil and gas content.

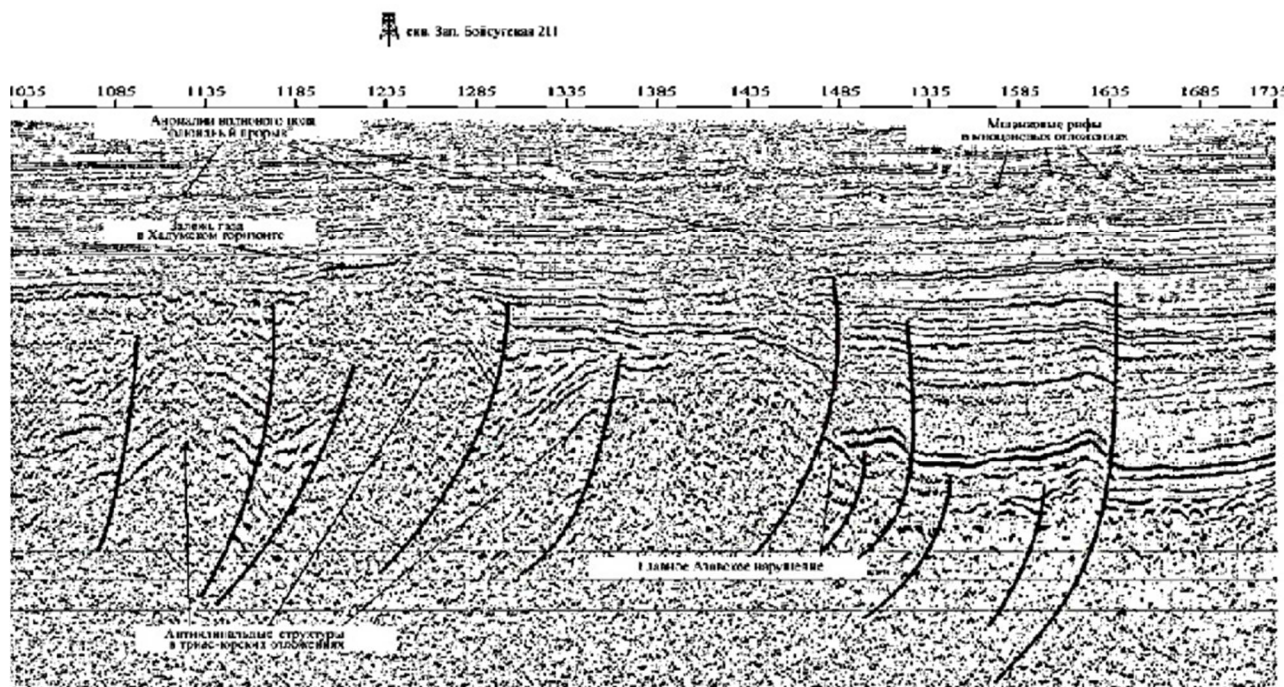
К настоящему времени можно считать доказанным широкое развитие в осадочном чехле платформ независимо от их возраста складчато-надвиговых дислокаций – потенциальных ловушек УВ, образовавшихся в обстановке горизонтального сжатия [1, 2]. Не является в этом отношении исключением и рассматриваемая территория [3].

В осадочном чехле западных районов Скифской плиты выделяется ряд крупных линейных валлообразных поднятий, определяющих ее современный структурный облик. Наиболее значительными из них являются Азовский и Каневско-Березанский валы, осложненные более мелкими антиклиналями, содержащими промышленные скопления нефти и газа. Принято считать, что на глубине им соответствуют пермско-триасовые тафрогены, испытавшие инверсию и складчатость в конце триаса – начале юры [4 и др.].

На сейсмических временных разрезах поверхности дислоцированных толщ пермо-триаса соответствует отражающий горизонт F [5], ниже которого в пределах Азовского вала залегает комплекс пород, характеризующийся резкими наклонными и вертикальными акустическими контактами. На временных разрезах в восточных районах вала (Западно-Бейсугская площадь) удалось получить достаточно качественный сейсмический материал, свидетельствующий о складчато-надвиговой природе дислокаций в его доплитной части разреза (рис. 1). Принадвиговые антиклинальные складки имеют амплитуду от 300 до 900 м при ширине от 4 до 7 км.

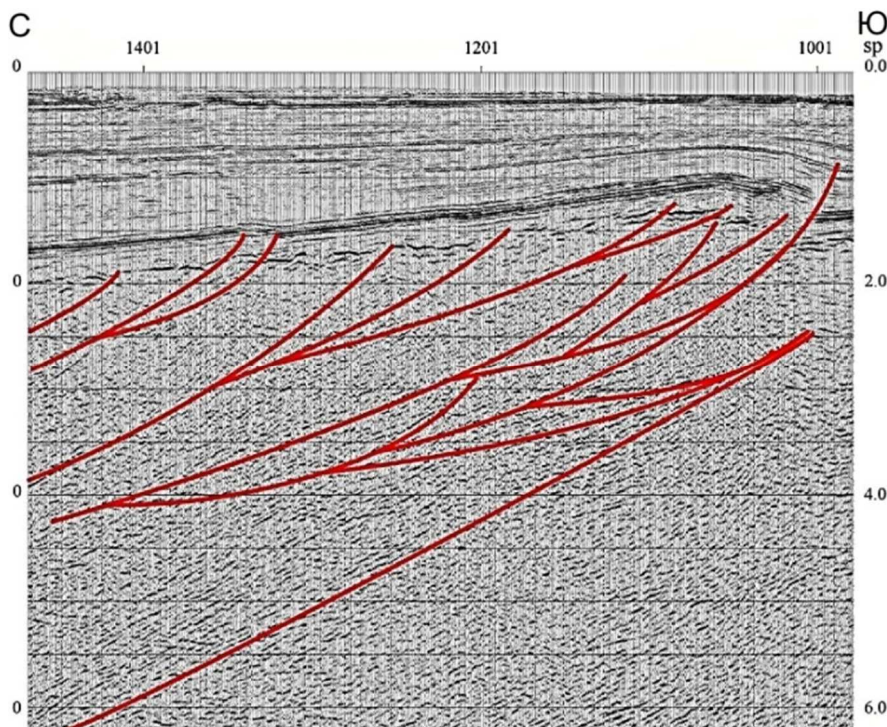
Над фронтальными частями триасовых складчато-надвиговых структур фиксируются столбообразные аномалии волнового поля типа «флюидный прорыв». Эти аномалии пронизывают практически весь интервал осадочного чехла. Вполне вероятно, что это следы вертикальной миграции углеводородных флюидов, поступавших из триасовых и палеозойских толщ в перекрывающие отложения.





**Рисунок 1** – Строение разреза и характер дислокаций Азовского вала в районе Западно-Бейсугской площади (фрагмент сейсмического разреза профиля 38012502). Вертикальный масштаб «растянут» относительно горизонтального примерно в 3,5 раза

Данные сейсморазведки указывают на аллохтонную природу Азовского вала, представляющего собой в доплитном комплексе пакет тектонических пластин, надвинутых одна на другую при общей направленности латеральной транспортировки масс горных пород в северном направлении (рис. 2).



**Рисунок 2** – Сейсмический разрез, иллюстрирующий аллохтонную природу Азовского вала

Соотношение вертикального и горизонтального масштабов 1 : 1

К северу за плоскостью Главного Азовского надвига скачкообразно появляются в разрезе отложения палеоцена – эоцена и мела, отсутствующие в присводовой части вала, а также резко нарастает мощность майкопа. В плане зона основного надвига не однородна, а состоит из отдельных более





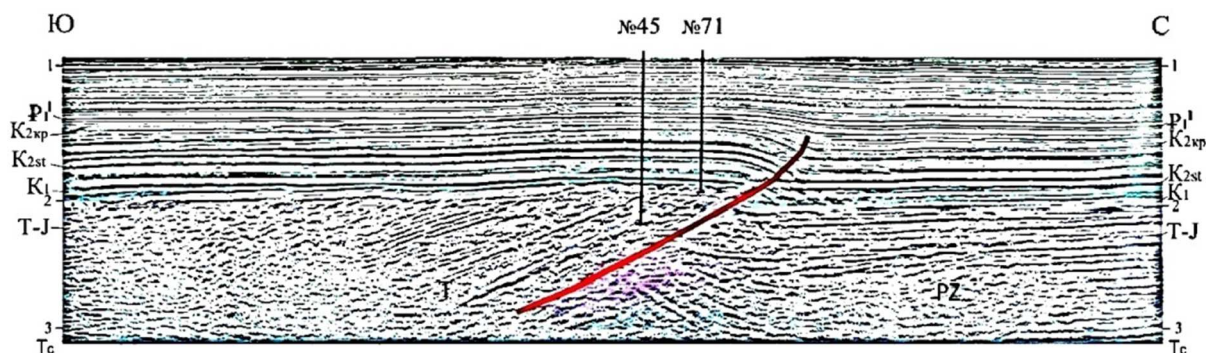
мелких дугообразных надвигов, кулисообразно подставляющих друг друга по простиранию [3]. Амплитуда вертикального смещения максимальна во фронтальной части дуг, уменьшаясь к их краям. К фронтальным частям надвигов приурочены высокоамплитудные линейные асимметричные антиклинали: Морское, Морское-1, Небольшое, Якорное, Обручева, Приразломное и др.

Продолжением Азовского вала к востоку является Каневско-Березанский вал. Эта структура длиной около 300 км и шириной до 50 км на севере через систему погружений (Копанское, Ирклиевское) примыкает к Ростовскому выступу, а на юге Тимашевским разломом отделяется от одноименной моноклинали. Типично платформенный чехол в пределах вала начинается с нижнего мела. Чехол осложнен складками (Березанская, Сердюковская, Челбасская, Каневская, Бейсугская и др.), крылья которых вверх по разрезу выполаживаются.

Каневско-Березанский вал по платформенному чехлу имеет резко асимметричное строение: север-северо-восточное крыло короткое и крутое, оборванное надвигом, юго-юго-западное более пологое и широкое. Для того, чтобы получить представление о реальной, не искаженной геологической ситуации, соотношение вертикального и горизонтального масштабов на сейсмическом разрезе (рис. 3) приведено примерно 1 : 1.

Крайне важной для понимания морфологических особенностей и генезиса Каневско-Березанского вала имеет информация о домеловой части разреза. Как видно на рисунке 3, асимметричной меловой принадвиговой складке в нижележащем комплексе отвечает моноκлиально залегающая (примерно под углом 30°) толща триасовых отложений. Сразу же за фронтом надвига триасовые и появляющиеся в разрезе юрские отложения имеют пологое залегание, согласное с залеганием перекрывающих толщ.

Наличие в платформенном чехле надвигов доказано бурением на Старо-Минской антиκлинали [3]. Скважина № 100, пробуренная на северном крыле складки, под отложениями нижнего мела на глубине 2242 м вскрыла дислоцированные породы среднего триаса и, пройдя по ним более 800 м, вошла в горизонтально залегающие отложения юрско-мелового возраста, размытые в своде поднятия. На глубине 3425 м встречены дислоцированные породы верхнего триаса, в которых при достижении забоя (3966 м) скважина была остановлена.



**Рисунок 3** – Сейсмический разрез по профилю 139 604, иллюстрирующий принадвиговую природу Каневско-Березанского вала (Старомиинская антиκлинали).  
Соотношение вертикального и горизонтального масштабов примерно 1 : 1

Принадвиговую природу имеют и другие линейные и брахиформные складки Каневско-Березанского вала, а также Тимашевской ступени. Многие из надвигов проникают в кайнозойские отложения, что указывает на молодость последних тектонических подвижек.

Пространственно Азовский и Ейско-Березанской платформенные валы совпадают с центральным сегментом Северокрымско-Ейско-Березанской раннекиммерийской складчатой зоны, сложенной мощной призмой осадочных и вулканогенно-осадочных пород позднепалеозойско-триасового возраста, претерпевших складчатость на рубеже триаса и юры [3, 6]. В результате раннекиммерийских коллизионных процессов дислоцированные комплексы пород верхнего палеозоя и триаса были шарьированы на прилегающие с севера и северо-востока районы с образованием складчато-надвиговых дислокаций. Согласно сейсмическим данным, мощность земной коры под Азовским валом возрастает до 45–50 км, при этом утолщение «гранитно-метаморфического» слоя составляет 20–25 км [3], что, возможно, является следствием тектонического скупивания горных пород в пределах раннекиммерийской складчатой зоны.

С началом коллизионных процессов, очевидно, следует связывать и заложение краевого прогиба [7], более хорошо изученным на акватории Азова и в Крыму, получившим название Предскифийского [8]. Северная часть краевого прогиба частично совпадает в плане с платформенным Северо-Азовским прогибом, южная перекрыта аллохтонными пластинами Азовского вала. Масштаб тектонического перекрытия примерно соответствует ширине названного вала и составляет около 25–30 км.

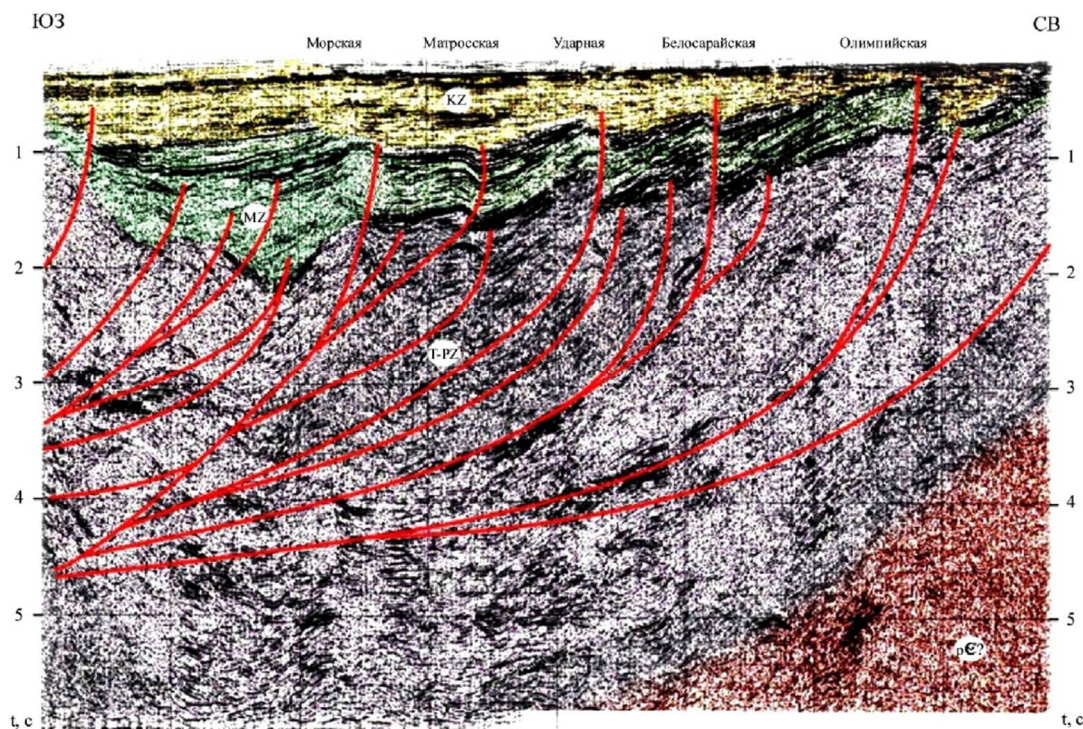


Ниже отложений платформенного чехла здесь выделяется мощный (до 10 км) комплекс относительно слабо дислоцированных палеозойско-триасовых отложений. На завершающей стадии своего развития Предскифийский прогиб испытал на себе воздействие мощного сжатия, направленного с юга, с образованием пологих срывов и тектонических чешуй. Тектонически сорванным, очевидно, оказался орогенный комплекс формаций.

Дислокации Предскифийского прогиба представлены надвигами южного наклона, чешуями и принадвиговыми складками северной vergentности (рис. 4). Между ними практически отсутствуют синклинали в обычном виде: на южное пологое крыло накладывается более южная тектоническая пластина с фронтальной асимметричной антиклиналью по принципу укладки черепицы. Многие из надвигов проникают в перекрывающий платформенный чехол, контролируя строение и развитие мел-палеогеновых антиклиналей [3].

Погребенный краевой прогиб может обрамлять с внешней стороны раннекиммерийский складчато-надвиговой пояс на протяжении более 500 км [7]. Учитывая его тектоническую природу можно предполагать присутствие в основании осадочного разреза платформенных формаций. В нормальном залегании они будут находиться на достаточно больших глубинах, но во фронтальных частях тектонических чешуй, широко развитых в прогибе, они могут быть существенно приближены к дневной поверхности. В составе мощного комплекса орогенных формаций могут быть широко представлены терригенные и карбонатно-терригенные отложения, содержащие в хорошо изученных краевых прогибах крупные скопления нефти и газа. В прогибах подобного рода обычно представлен практически весь известный спектр ловушек УВ.

Таким образом, на основании анализа геолого-геофизических материалов в западной части Скифской плиты выделен краевой прогиб позднепалеозойского возраста. Он имеет ширину 20–60 км и длину более 500 км. Несмотря на большие глубины залегания и значительный катагенез палеозойских пород, Предскифийский краевой прогиб перспективен для поисков месторождений нефти и газа. Кроме того, осадочные комплексы прогиба можно рассматривать как дополнительный, возможно даже основной, источник УВ для вышележащих ловушек в мезозойско-кайнозойских отложениях, что повышает их нефтегазовый потенциал. Большой интерес представляет прикладчатое крыло прогиба, где могут быть сосредоточены значительные запасы нефти и газа в поднадвиговой зоне.



**Рисунок 4** – Фрагмент временного разреза по профилю 59847, иллюстрирующий строение Предскифийского прогиба. В левой части рисунка – фронтальная часть Азовского аллохтона. Вертикальный масштаб «растянут» относительно горизонтального примерно в 3,5 раза

Установление погребенного палеозойского Предскифийского прогиба вносит существенные коррективы в представления о перспективах нефтегазоносности региона, поскольку это позволяет говорить о появлении не только нового направления геологоразведочных работ, но и дает основание более оптимистично оценить перспективы открытия в доплитном комплексе Азовского вала и мезо-



зойско-кайнозойском чехле относительно слабо изученных центральной и северной частях Азовского моря не только газовых, но и нефтяных залежей. Источником УВ могут служить палеозойско-нижнемезозойские отложения, выполняющие Предскифийский прогиб, которые в силу своих формационных особенностей и термобарических условий залегания потенциально нефтегазоматеринских толщ могли генерировать нефть и газ.

Последние при наличии благоприятных условий могли мигрировать в вышележащие отложения и сформировать в них залежи УВ. Более активному протеканию процессов генерации нефти и газа, а также их миграции способствует импульсная разрядка тангенциальных тектонических напряжений, проявляющаяся неоднократно в рассматриваемом регионе [3]. Следы возможной вертикальной миграции флюидов могут являться сейсмические аномалии типа «флюидный прорыв».

**Работа выполнена при поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 р\_а, а также проекта РФФИ 19-05-00165-а.**

#### Литература:

1. Попков В.И. Внутриплитные структуры бокового сжатия // Геотектоника. – 1991. – № 2. – С. 13–27.
2. Попков В.И. Стресс-тектоника литосферных плит // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2005. – № 1. – С. 71–79.
3. Попков В.И. Аллохтонные структуры Азовского моря // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. – 2008. – № 12. – С. 23–29.
4. Летавин А.И. Тафрогенный комплекс молодой платформы юга СССР. – М. : Недра, 1978. – 147 с.
5. Казанцев Р.А., Шайнуров Р.В. Открытие протерозойско-палеозойского прогиба в северной части Азовского моря // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 34–40.
6. Славин В.И., Хаин В.Е. Раннекиммерийские геосинклинальные прогибы севера центральной части Средиземноморского пояса // Вестник Московского университета. Серия 4. – Геология. – 1980. – № 2. – С. 3–14.
7. Попков В.И., Попков И.В. Предскифийский краевой прогиб – новый нефтегазоперспективный объект Скифской плиты // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. – 2011. – № 16. – С. 84–86.
8. Юдин В.В. Предскифийский краевой прогиб // Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь : Таврия-Плюс, 2001. – С. 177–183.

#### References:

1. Popkov V.I. Intraplate structures of lateral compression // Geotectonics. – 1991. – № 2. – P. 13–27.
2. Popkov V.I. Stress-tectonics of lithospheric plates // Ecological Bulletin of the Scientific Centers of the Black Sea Economic Cooperation. – 2005. – № 1. – P. 71–79.
3. Popkov V.I. Allochthonous structures of the Sea of Azov // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. – 2008. – № 12. – P. 23–29.
4. Letavin A.I. Taphrogenic complex of the young platform of the South of the USSR. – M. : Nedra, 1978. – 147 p.
5. Kazantsev R.A., Shainurov R.V. Otkrytie proterozoic-paleozoic trough in the northern part of the Sea of Azov // Razvedka i okhrana nedr. – 2001. – № 8. – P. 34–40.
6. Slavin V.I., Khain V.E. Early Cimmerian geosynclinal deflections of the north of the central part of the Mediterranean belt // Bulletin of the Moscow University. Series 4. – Geology. – 1980. – № 2. – P. 3–14.
7. Popkov V.I., Popkov I.V. Pre-Scythian regional trough – a new oil and gas prospective object of the Scythian plate // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. – 2011. – № 16. – P. 84–86.
8. Yudin V.V. Predskifiyskiy kraevoy prog'ib // Geodynamika i neftegazonosnye sistemy Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona. – Simferopol : Tavria-Plus, 2001. – P. 177–183.





УДК 551.243.4+553.98

## СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ДИСЛОКАЦИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА – КЛЮЧ ДЛЯ ПОНИМАНИЯ СТРОЕНИЯ РЕГИОНА И РЕШЕНИЯ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

### STRUCTURAL ANALYSIS OF THE DISLOCATIONS OF THE NORTH-WEST CAUCASUS IS THE KEY TO UNDERSTANDING THE STRUCTURE OF THE REGION AND SOLUTIONS TO OIL AND GAS PROBLEMS

**Попков Иван Васильевич**

кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент кафедры региональной и морской геологии,  
Кубанский государственный университет  
geoskubsu@mail.ru

**Попков Василий Иванович**

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, академик РАЕН,  
кафедра региональной и морской геологии,  
Кубанский государственный университет  
iv-popkov@mail.ru

**Аннотация.** Изучение морфологии тектонических дислокаций Северо-Западного Кавказа в естественных обнажениях позволяет более объективно подойти к расшифровке его глубинной структуры. Предложены непротиворечивые модели возможных ловушек нефти и газа.

**Ключевые слова:** складки, надвиги, ловушки, нефть и газ.

**Popkov Ivan Vasilyevich**

Candidate of Geological and  
Mineralogical Sciences,  
Young Scientist of Regional and  
Marine Geology,  
Kuban State University  
geoskubsu@mail.ru

**Popkov Vasily Ivanovich**

Doctor of Geological and  
Mineralogical Sciences, Professor,  
Academician of the Russian Academy of  
Sciences,  
Professor of the Department of  
Regional and Marine Geology,  
Kuban State University  
iv-popkov@mail.ru

**Annotation.** The study of the morphology of tectonic dislocations of the Northwestern Caucasus in natural outcrops allows a more objective approach to deciphering its deep structure. Consistent models of possible oil and gas traps are proposed.

**Keywords:** folds, thrusts, traps, oil and gas.

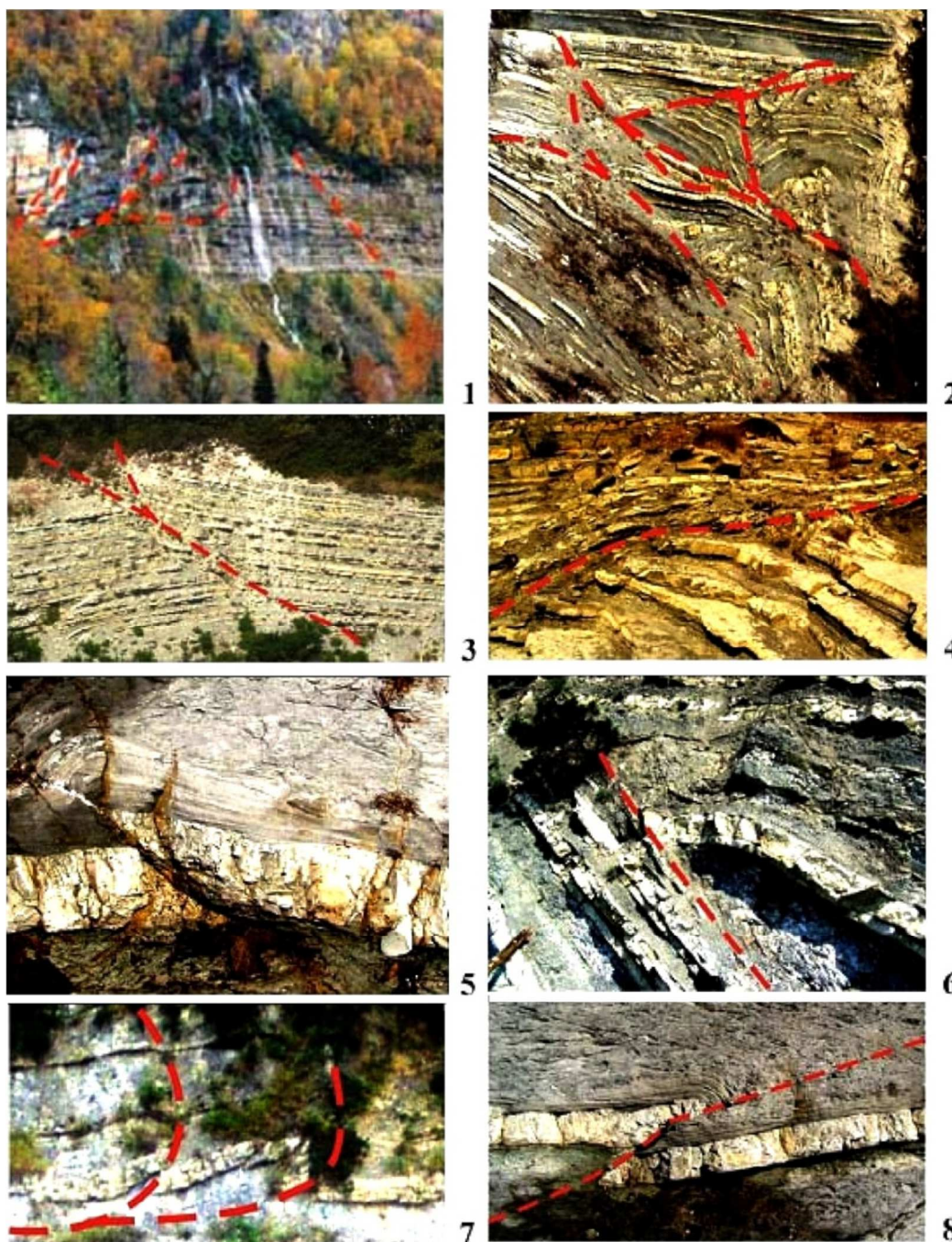
В последние годы достигнуты несомненные успехи в расшифровке региональной структуры Северо-Западного Кавказа, где построения выполнены с учетом современных методик и представлений о строении мобильных зон земной коры [1–6]. Гораздо сложнее обстоят дела в прикладной области – практике нефтепоисковых работ. Используемые при планировании геологоразведочных работ структурные и геодинамические построения основаны на устаревших представлениях о примате вертикальных тектонических движений, или же они не палинспастичны. Соответственно подобные построения не являются полностью адекватными реальной геологической ситуации и, следовательно, не могут служить надежной основой для ведения поисково-разведочных работ.

Основным методом картирования ловушек углеводородов (УВ) является сейсморазведка. Правильность интерпретации сейсморазведочных данных зависит от опыта интерпретатора, принятой теоретической концепции, качества геофизического материала, его обработки и объема глубокого бурения. По одним и тем же геолого-геофизическим данным может быть составлено несколько вариантов моделей строения. Выбрать из них один, наиболее правильный, бывает сложно. Это приводит к противоречивым оценкам перспектив и недостаточно обоснованным критериям поисков полезных ископаемых, что влияет на эффективность работ.

Критерием достоверности выполненных построений является соответствие созданных интерпретатором моделей реальной геологической дислокациям, наблюдаемых в естественных обнажениях и объективно существующих в природе вне зависимости от наших теоретических предпочтений [3, 4]. Важно отметить один из принципов тектоники, согласно которому морфология больших и малых структурных форм – сходная. Поэтому дислокации в обнажениях могут служить эталоном и ключом для правильного понимания крупных структур, интерпретируемых по материалам сейсморазведки или рисуемых по геологическим данным.

В связи с этим в наших исследованиях было уделено большое внимание изучению дислокаций в естественных обнажениях [4–6]. Были выделены и описаны взбросы и надвиги различной морфологии: от относительно простых до «У-образных», чешуйчатых и веерообразных, сложных дуплексов и рамповых структур. Произведена документация сдвигов и интересных деталей их морфологии. На рисунке 1 приведены примеры некоторых складчатых и разрывных дислокаций.





**Рисунок 1** – Примеры складчато-надвиговых дислокаций:

- 1 – чешуйчатый надвиг; 2 – сложно построенная система дуплексов;
- 3 – простой надвиг; 4 – пологий надвиг – часть тектонического покрова;
- 5 – чешуйчатый надвиг и фронтальная антиклиналь; 6 – послонный срыв и принадвиговая складка;
- 7 – листрические надвиги и связанные с ними складчатые дислокации;
- 8 – пологий надвиг и фронтальная антиклиналь

Наглядным примером могут служить складки, связанные с листрическими разрывами (рис. 1.7). Характерной их особенностью является выполаживание плоскости сместителя с глубиной, дугообразная в плане форма разрывов, смещение свода принадвиговой антиклинали в более глубоких стратиграфических горизонтах в соответствии с поведением контролирующего ее надвига. В качестве природного тектонотипа складчато-надвиговых дислокаций может служить наблюдаемый в флишевой толще чешуйчатый надвиг и связанная с ним фронтальная складка (рис. 1.5). Механизм формирования данного типа дислокаций совершенно очевиден.

Вследствие трения при перемещении крыльев по субслоистому срыву, породы могут образовывать бескорневые принадвиговые асимметричные складки (рис. 1.6). На сейсмических разрезах такие срывы не видны, поэтому при их интерпретации появление в слоистой толще подобного рода



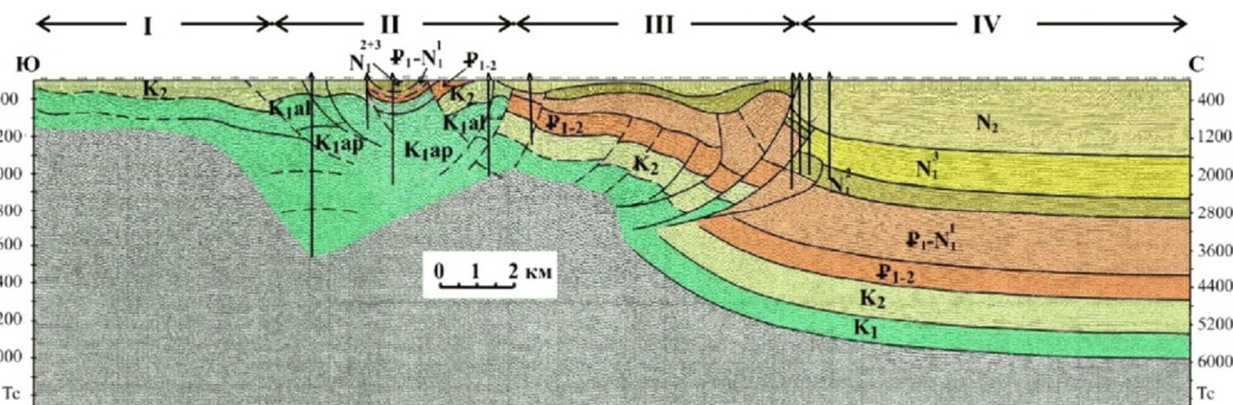


крупных поднятий, не имеющих «корней» и не нарушенных секущими разрывами, приводит часто к необоснованному выделению биогермных построек.

Весьма сложно построенной ловушкой УВ может являться многоярусная система дуплексов (рис. 1.2). Подобные структуры являются типичными для многих складчато-орогенных зон, однако в предшествующих работах по Северо-Западному Кавказу описание таких дислокаций мы не встречали.

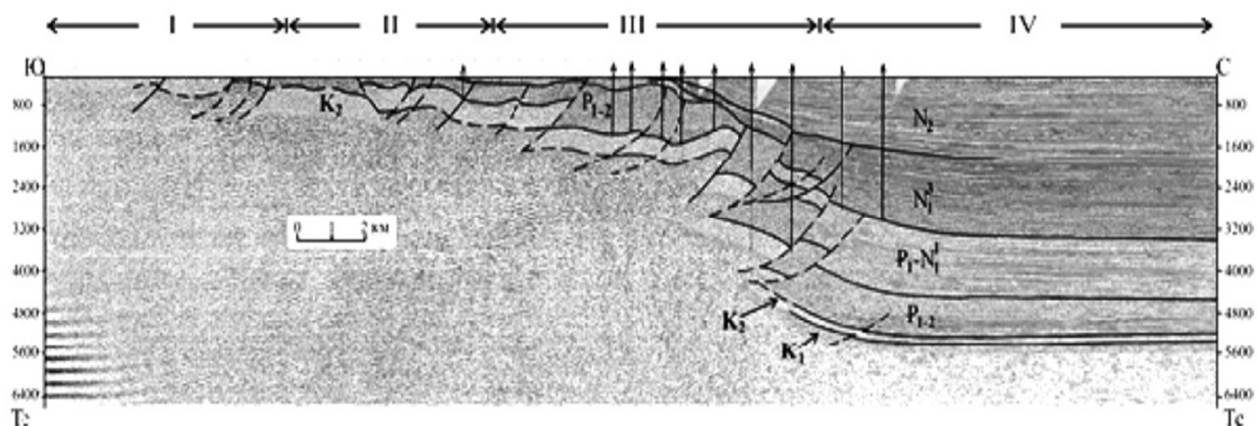
Установленные морфологические особенности дислокаций были использованы при построении серии сбалансированных геологических и геолого-геофизических разрезов Северо-Западного Кавказа [1–3], на которых вертикальный и горизонтальный масштабы приведены в соотношение 1:1, что не искажает реальную морфологию складок и разрывов. Применение методических приемов балансировки предусматривает возможность приведения в первоначальное доскладчатое положение изображенных на разрезе дислоцированных толщ. При таком «распрямлении» разреза не должно появляться как разрывов слоев по латерали с образованием «дыр», так и избыточной длины отдельных частей разреза. Составленные таким образом разрезы не противоречат ни поверхностной геологии, ни общей организации структуры Северо-Западного Кавказа, ни общетеоретической концепции строения складчатых систем. Некоторые из таких разрезов приведены на рисунках 2–4.

Выполненные построения достаточно наглядно освещают строение как отдельных дислокаций, так и структурные особенности крупных тектонических элементов Северо-Западного Кавказа и надвиговый характер его сопряжения со смежными краевыми прогибами. Установлено, что Псебепско-Гойтхский антиклинорий и Собербаш-Гунайский синклинорий рассечены более мелкими надвигами, прослеживающимися на десятки километров. В результате эти крупные структурные элементы оказываются нарезанными на ряд тектонических чешуй, вытянутых в плане в виде полос субширотного простирания и последовательно надвинутых одна на другую в северном направлении. Тыловые части чешуй при этом в той или иной степени перекрыты более южными аллохтонами, в результате чего между ними иногда отсутствуют разделяющие их синклинали. К югу от осевой части Псебепско-Гойтхского антиклинория наблюдается зеркальная картина.

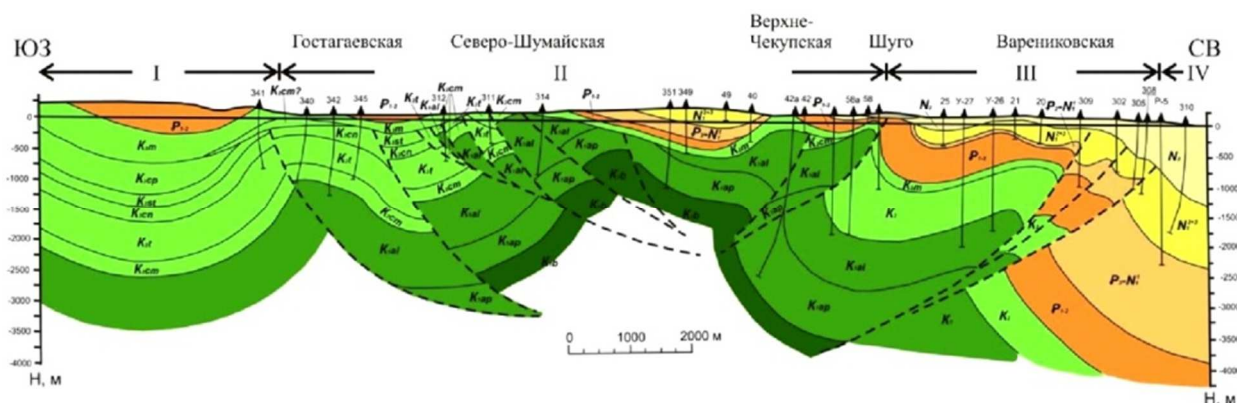


**Рисунок 2** – Сбалансированный сейсмогеологический разрез по профилю 130 520.

На рисунке 2, 3 и 4: I – Новороссийско-Лазаревский синклинорий, II – Псебепско-Гойтхский антиклинорий, III – Собербаш-Гунайский синклинорий, IV – Западно-Кубанский краевой прогиб



**Рисунок 3** – Сбалансированный сейсмогеологический разрез по профилю 130 521



**Рисунок 4** – Сбалансированный геологический разрез, иллюстрирующий чешуйчато-надвиговое строение Северо-Западного Кавказа

Надвиговые дислокации имеют четко выраженное листрическое строение, т.е. они имеют крутые, иногда близвертикальные плоскости сместителей во фронтальной части, быстро выполаживающиеся соответственно с направлением падения плоскости надвигов с переходом в субгоризонтальные срывы. То есть здесь мы наблюдаем достаточно универсальную закономерность в строении такого типа структур, обусловленную механизмом их формирования под воздействием сил бокового сжатия, а именно: трансформацию горизонтальных тектонических движений в вертикальные во фронтальных частях чешуй с образованием характерных складчато-надвиговых дислокаций [1].

Проведенные исследования свидетельствуют, что главным типом ловушек УВ здесь являются антиклинальные складки, приуроченные к фронтальным частям надвигов [5, 6]. Антиклинали асимметричны с более крутыми крыльями, прижатыми к надвигам. Углы наклона слоев на них колеблются в широких пределах, достигая 80–90°, иногда они даже опрокидываются в сторону движения надвига.

Крайне важным является следующий установленный факт: складки, приуроченные к фронту надвига, по мере выполаживания последнего с глубиной закономерно смещаются вместе с ним в сторону падения плоскости сместителя. При этом они могут уменьшаться в амплитуде вплоть до полного расформирования. Смещение в плане сводов поднятий достигает сотен и более метров. Последний факт крайне важен при постановке глубокого бурения. Основываясь только на структурном плане верхних стратиграфических горизонтов при целевых более глубоких объектах, можно не вскрыть их и вывести площадь из бурения как бесперспективную. В тоже время, при недостаточности фактического материала о глубинном строении объекта наличие асимметричного крутого крыла складки может служить указанием на направление падения контролирующего её надвига и планового смещения свода по более древним отложениям.

Антиклинали обычно в той или иной мере нарушены второстепенными разрывами, которые могут усложнять строение залежей УВ. При этом фронтальные складки более раздроблены по сравнению с тыловыми, что может повлиять также на фазовый состав УВ в залежах.

Широким развитием в зонах складчато-надвиговых дислокаций пользуются тектонически экранированные ловушки [6], наиболее часто встречающиеся в опущенных крыльях. Надвиги в этом случае могут служить экранами, препятствуя латеральной миграции УВ и способствуя их аккумуляции.

Особый тип ловушек, которому в настоящее время практически не уделяется внимания, – это ловушки дислокационного эпигенеза. При значительном проявлении тангенциального стресса во фронтальной части крупных надвигов могут образовываться зоны приразломного смятия горных пород. В случае развития карбонатного типа разреза дислокационные процессы приводят к улучшению емкостно-фильтрационных свойств пород за счет трещинообразования и процессов выщелачивания. Такие зоны дробления могут способствовать формированию массивных залежей УВ, морфология резервуара которых будет определяться формой зоны дезинтеграции пород. Приурочены они могут быть как к фронтальной части надвигов, так и к сдвигам.

Несомненно, что широкое развитие в зонах складчато-надвиговых дислокаций имеют комбинированные ловушки, которые могут сочетать в себе элементы перечисленных выше ловушек.

Что касается поднадвиговых зон, то на сегодняшний день они практически не изучены [5–6]. Исследование их геологического строения и нефтегазоносности – задача ближайшего будущего. Одним из первоочередных районов, который может представлять значительный интерес, представляет поднадвиговая часть Ахтырского аллохтона.

Широко распространено мнение о необходимости поисков поднадвиговых структур на опущенных крыльях надвигов. Следует, однако, отметить, что формирование таких дислокаций разными авторами понимается по-разному. Нередко исследователи считают, что поднадвиговые складки пред-



ставляют собой непосредственное продолжение единой антиклинальной структуры, разорванной надвигом. Это мнение основано на ошибочном признании первичности складок и вторичности надвигов. Как было показано ранее [1], поднадвиговые дислокации принадлежат к нижележащей автохтонной структуре и, следовательно, представляют собой самостоятельные пликативные осложнения подстилающих отложений. Здесь могут быть обнаружены практически любые из известных ловушек нефти и газа.

Таким образом, выполненный структурный анализ позволяет предложить наиболее достоверные и непротиворечивые модели ловушек нефти и газа, образовавшихся в складчато-орогенной области Северо-Западного Кавказа в обстановке мощного тангенциального сжатия. Раскрытие региональных закономерностей строения и эволюции исследуемой территории позволяет также наметить новые перспективные районы и объекты поисков скоплений нефти и газа, предложить рациональный комплекс геологоразведочных работ.

### Литература:

1. Попков В.И. Чешуйчато-надвиговое строение Северо-Западного Кавказа // Доклады АН. – 2006. – Т. 411. – № 2. – С. 223–225.
2. Попков И.В. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Северо-Западного Кавказа по данным сейсморазведки // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 46–51.
3. Попков И.В. К вопросу о методике изучения морфологии и условий формирования ловушек УВ в складчато-орогенных зонах и областях развития грязевого вулканизма // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 4 (51). – С. 52–59.
4. Попков В.И., Попков И.В. Изучение малых структурных форм – ключ к пониманию возможных типов ловушек нефти и газа в пределах Северо-Западного Кавказа // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 3–7.
5. Попков В. И., Попков И.В. Возможные типы ловушек УВ в складчато-орогенных зонах (на примере Северо-Западного Кавказа) // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 3 (58). – С. 9–18.
6. Попков В.И., Попков И.В. Структурно-тектонические предпосылки нефтегазоносности и возможные типы ловушек нефти и газа в складчато-орогенных зонах на примере Северо-Западного Кавказа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 2. – URL : [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2017.pdf)

### References:

1. Popkov V.I. Scaly-thrust structure of the North-West Caucasus // Doklady AN. – 2006. – Vol. 411. – № 2. – P. 223–225.
2. Popkov I.V. New ideas about the structure and prospects of oil and gas potential of the North-West Caucasus according to seismic data // Geology, geography, and global energy. – 2012. – № 4 (47). – P. 46–51.
3. Popkov I. V. On the method of studying the morphology and conditions of formation of hydrocarbon traps in folded-orogenic zones and areas of mud volcanism development // Geology, geography, and global energy. – 2013. – № 4 (51). – P. 52–59.
4. Popkov V.I., Popkov I.V. The study of small structural forms – the key to understanding possible types of oil and gas traps within the North-West Caucasus // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. – 2015. – № 21. – P. 3–7.
5. Popkov V.I., Popkov I.V. Possible types of hydrocarbon traps in folded-orogenic zones (on the example of the North-West Caucasus) // Geology, Geography and Global Energy. – 2014. – № 3 (58). – P. 9–18.
6. Popkov V.I., Popkov I.V. Structural-tectonic prerequisites of oil and gas potential and possible types of oil and gas traps in folded-orogenic zones on the example of the North-West Caucasus. Theory and practice. – 2017. – Vol. 12. – № 2. – URL : [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2017.pdf)





УДК 622.276:574

## ОСОБЕННОСТИ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ: ПРОТЯЖЕННЫЕ ЛОВУШКИ И ОБОГАЩЕННОСТЬ РУДНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

### FEATURES OF SHALE FORMATIONS: EXTENDED TRAPS AND ENRICHMENT OF ORE ELEMENTS

**Пуланова Светлана Александровна**

доктор геол.-мин. наук,  
старший научный сотрудник,  
ведущий научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
punanova@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены особенности сланцевых формаций, связанные с их обогащенностью рудными элементами и строением ловушек нетрадиционного типа. Сланцевый характер отложений и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей углеводородов (УВ), приводят к трудностям дешифровки в их строении собственно нефтематеринских (с остаточной нефтью) и продуктивных прослоев тонких протяженных ловушек. Приведены средние содержания микроэлементов (МЭ), в том числе потенциально токсичных элементов (ПТЭ), в сланцах различных сланценосных бассейнах мира; отмечены концентрации ряда элементов, значительно превышающие кларковые содержания для глинистых пород. Поступление ПТЭ в окружающую среду значительно увеличивается в результате теплового воздействия на пласт. Оно имеет место при разработке подобных месторождений горючих ископаемых методом горизонтального бурения и гидроразрыва пласта (ГРП), а также при некоторых процессах переработки УВ сырья. Исходя из этого, необходимо учитывать экологические риски последствия разработки сланцевых формаций в связи с высокими содержаниями в них Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th и других элементов.

**Ключевые слова:** сланцевые формации, углеводороды, микроэлементы, тонкие протяженные ловушки, коллектор.

**Punanova Svetlana Alexandrovna**

Doctor of Geol.-Min. Sciences  
Senior Researcher,  
Leading Researcher,  
Institute of Oil and Gas Problems of the RAS  
+7-499-135-72-21  
punanova@mail.ru

**Annotation.** The report examines the features of shale formations associated with their enrichment in ore elements and the structure of unconventional traps. The shale nature of the deposits and the frequent alternation of denser and less dense rocks – reservoirs and producers of hydrocarbons, lead to difficulties in deciphering in their structure the actual oil source (with residual oil) and productive layers of unconformity subtle traps. The average contents of trace elements, including potentially toxic elements (PTE), in shales of various shale basins of the world are given; the concentrations of a number of elements were noted, significantly exceeding the clark contents for clay rocks. The release of PTE into the environment is significantly increased as a result of thermal impact on the formation. It takes place in the development of such deposits of fossil fuels by the method of horizontal drilling and hydraulic fracturing, as well as in some processes of conversion hydrocarbon raw materials. Based on this, it is necessary to take into account the environmental risks of the consequences of the development of shale formations due to the high contents of Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th and other elements.

**Keywords:** shale formations, hydrocarbons, trace elements, unconformity subtle traps, reservoir.

#### Тонкие протяженные ловушки сланцевых формаций

Многими исследователями основной приоритет развития нефтегазопроисковой геологии отдается строению и морфологии ловушек – аккумуляторам нефти и газа. Так, в работе зарубежных ученых [1, 2] за основу классификации нефтегазоносных бассейнов (НГБ) по характеру и типу УВ систем приняты особенности резервуаров. В каждом НГБ существуют три основные типы нефтяных систем в соответствии с тремя основными типами резервуаров – вмещающими нефтяные УВ, которые характеризуются качеством резервуара и морфологией ловушек в сочетании с соответствующими показателями миграции и накопления УВ. Отложения в НГБ сообразно такой классификации содержат непрерывные, квазинепрерывные и прерывистые скопления. Достаточно подробное описание этой классификации нами приведено в работе [3]. Сланцевые формации представлены нефтематеринской (или исходной) нефтяной системой (source-rock petroleum system SPS) с непрерывными (continuous) резервуарами. Они характеризуются следующим:

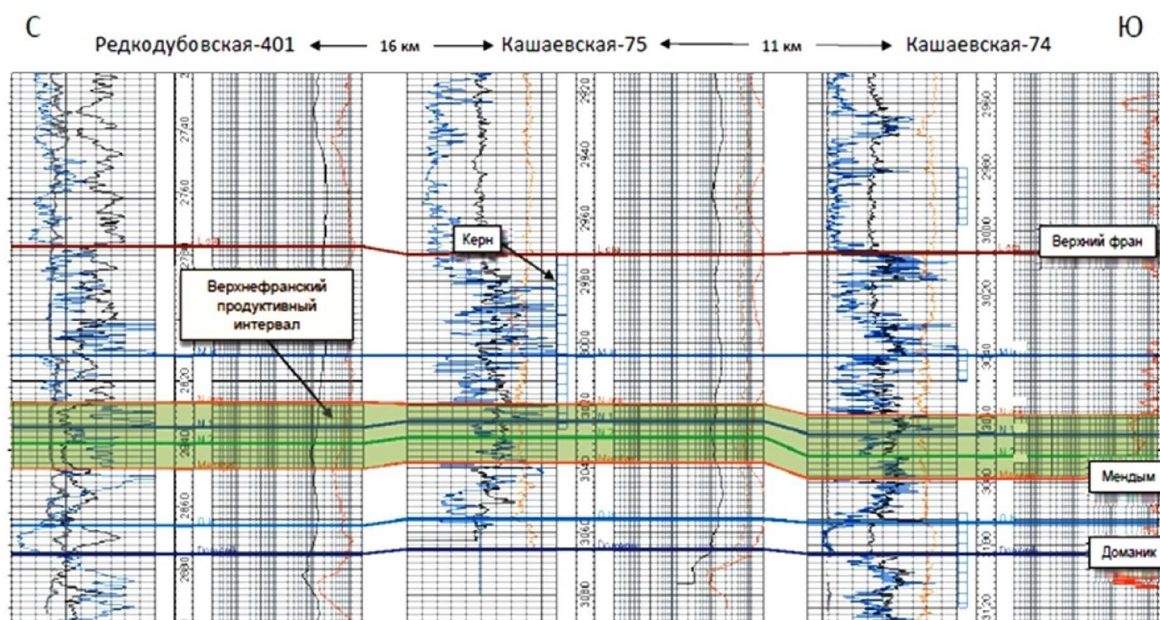
- образование и накопление УВ происходит одновременно в породах-источниках и ловушках;
- миграция не является необходимой; незначительная или на короткие расстояния;
- распределение УВ обширное, непрерывное и не имеет четких границ;
- резервуарами являются исходные породы, коллектора-ловушки не требуются;
- сохранность скоплений считается отличной;
- типичная аккумуляция: сланцевые нефть и газ.



В мировой литературе такие «собиратели» нефти носят название «протяженных» или «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs) или тонких ловушек несоответствия (unconformity subtle traps). Они представляют собой тонкие, длинные, большой протяженности, но малой мощности участки, в которых продуктивность резервуара-залежи не контролируется традиционными структурными или литолого-стратиграфическими ограничениями, а лишь условными «линиями» [4].

Прогноз продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ до сих пор остается сложной задачей. Особенности свит, т.е. их сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки в их строении собственно нефтематеринских (с остаточной нефтью) и продуктивных прослоев. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими и нефтесодержащими. Пласты коллекторы не являются ловушками в обычном понимании, а представлены довольно протяженными участками с хорошими коллекторскими свойствами. В работах [5, 6] четко сформулированы основные характеристики таких «ловушек» в сланцевых толщах на примере доманиковой толщи Волго-Уральского НГБ. Авторы под залежью понимают нефть в пласте или группе пластов, отличающихся от соседних пластов лучшими коллекторскими свойствами и дающих промышленные притоки при освоении.

Пример таких протяженных залежей показан на рисунке 1 [5]. Продемонстрирована латеральная выдержанность слоев и пачек пород доманиковой толщи, которая распространяется по всей территории Кашаевского участка (Муханово-Ероховский прогиб) и выходит за его пределы. Учитывая повсеместную нефтенасыщенность доманиковой толщи и связь повышенной пористости пород с кремнисто-карбонатными слоями, обогащенными ОВ, авторы предполагают, что промышленные притоки нефти при условии применения оптимальной технологии будут получены на всей этой территории из продуктивной части разреза. Авторы исследований сланцевых формаций считают, что геохимические данные свидетельствуют о том, что источником нефти в поровом пространстве пород доманиковой толщи является ОВ, содержащееся в тех же породах. Результаты аналитических работ показывают отличную корреляцию нефтей, полученных при опробовании различных интервалов разреза скважины, с битумоидами, экстрагированными из пород тех же интервалов. Эта корреляция является как при сопоставлении биомаркеров, так и методами резервуарной геохимии с помощью построения звездных диаграмм по данным газовой хроматографии.



**Рисунок 1** – Корреляции верхнефранских отложений доманиковой толщи, показывающая широкое распространение протяженного потенциально продуктивного резервуара [5]

Гигантские протяженные ловушки в сланцевых формациях с большими запасами УВ разрабатываются на американском континенте. Примером могут служить формации – Austin Chalk и Woodbinestone [1]. Формация Woodbinestone – геологическое образование на востоке Техаса, пласты которого относятся к сеноманскому ярусу верхнего мела. Совместно с Austin Chalk и Eagle продуктивны на гигантском нефтяном месторождении Восточного Техаса (также известного как «Черный гигант»), из которого добыто более 5,42 миллиарда баррелей нефти. Формация Woodbinestone нефте-



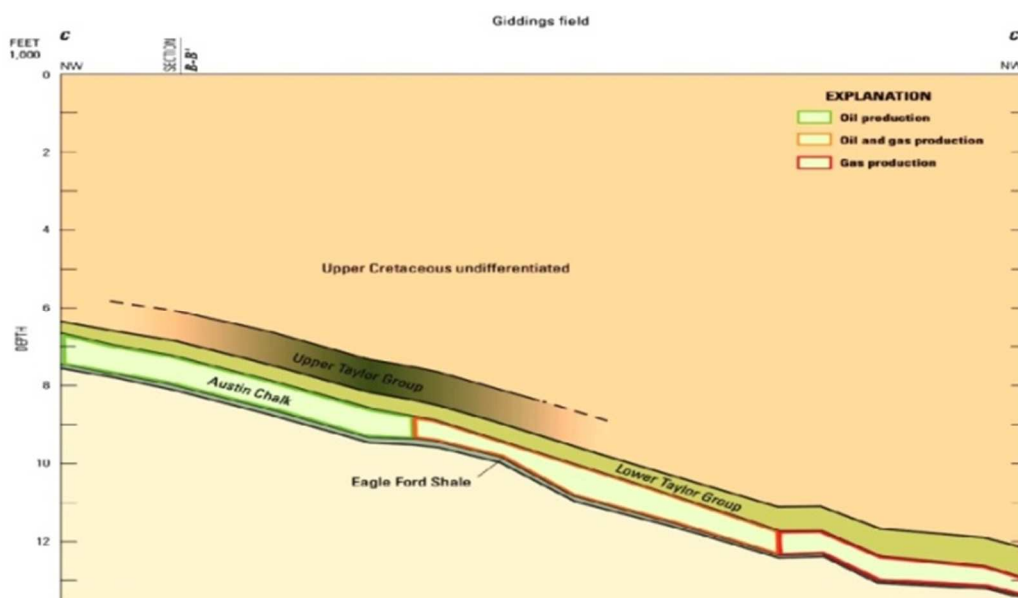


материнских сланцевых отложений на глубине около 1700 км простирается на территориях штатов Техас, Луизианы и Миссисипи на 500 км в длину и 50 км в ширину.

На рисунке 2 показаны «тонкие» ловушки месторождения Giddings, аккумулирующие нефть и газ, и расположение формаций, которые являются как продуктивными коллекторами, так и генераторами нефти (sours rocks). Особенно показательна высокими генерационными возможностями формация Eagle Ford, являющаяся подстилающей пачкой в этом месторождении [7].

### Экологические риски при разработке сланцевых формаций

Многими практиками и учеными отмечались негативные экологические последствия процессов разработки сланцевых формаций и добычи из них нефтяных и газовых УВ. При добыче сланцевой нефти и газа часто используют метод ГРП, закачивая при этом в скважину огромные количества химических реагентов – пропантов. Следствием этого являются предсказуемые экологические катастрофы: рост сейсмоактивности в связи с изменением структуры недр; загрязнение грунтовых вод, что напрямую связано с последующим заражением питьевой воды, поверхностных вод и почвы в местах непосредственной близости от добычи; выброс в атмосферу метана. Однако при разработке и добыче нефтегазовых ресурсов сланцевых формаций кроме всего перечисленного, необходимо учитывать большие содержания ПТЭ – Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th и др., концентрирующихся как в самих сланцах, так и добываемом из них УВ сырье.



**Рисунок 2** – Поперечный разрез месторождения Giddings field, показывающий относительное структурное положение районов добычи нефтяных (Oil production), нефтегазовых (Oil and gas production) и газовых (Gas production) УВ и их стратиграфические привязки: Upper Cretaceous undifferentiated (верхний мел нерасчлененный); Upper Taylor Group, Lower Taylor Group (нижний и верхний Тэйлор-групп), Austin Chalk (Остин Мел), Eagle Ford Shale (Игл Форд) (длина разреза 56,3 км)  
По оси ординат – глубины (Depth) в футах (feet): 12 000 feet соответствует 3 657,6 м [7]

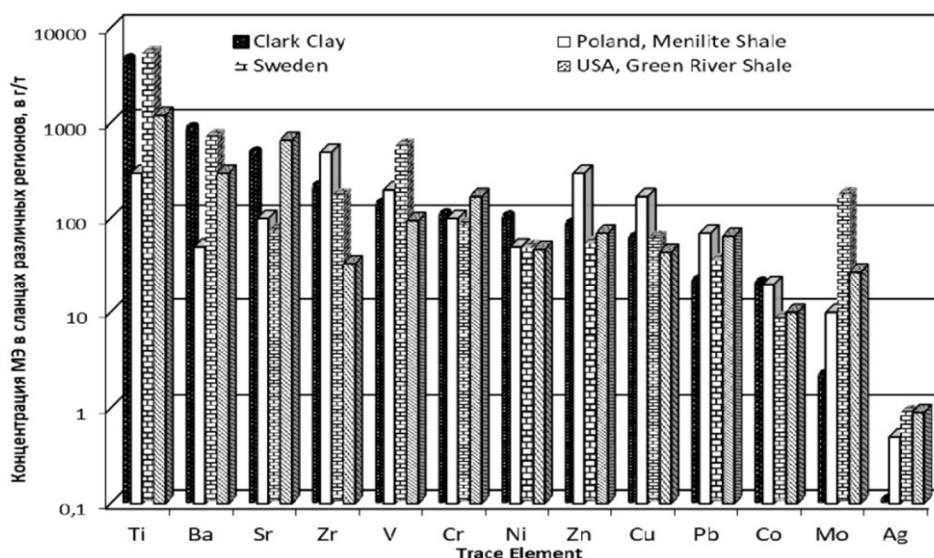
На фоне сравнительно высокой изученности свойств и последствий воздействия УВ на окружающую среду, практически без исследований осталось негативное влияние многих МЭ, в том числе и ПТЭ, присутствующих в УВ сырье. Тепловое воздействие на пласт, увеличение давления, закачка химических реагентов в ходе ГРП при большом количестве перфораций на протяженных горизонтальных участках может привести к высвобождению элементоорганических соединений, возможному образованию газообразных соединений и их выбросу в окружающую среду. Около 15–20 % добываемого УВ сырья уже содержат в своём составе МЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень, и объёмы его добычи с годами возрастают. Наиболее миграционно подвижные и летучие из них Hg, Cd, As и др. В числе прочно химически связанных в комплексные металлоорганические соединения – V, Ni, Co, Cr, Cu, Zn и другие элементы, биологически инертные в природной нефти и битумах, но активно опасные в микродисперсном состоянии после техногенного, особенно высокотемпературного (> 450° C), воздействия на сырьё. Нами собрана большая база данных по содержанию МЭ, в том числе ПТЭ, в сланцах различных регионов: Швеции, Польше, Болгарии, Беларуси, России, США, Казахстане и др. [8–10]. На рисунке 3 показаны концентрации элементов в сланцах различных сланцевых бассейнов мира. Содержания следующих рудных элементов выше, чем кларки глин (по



А.П. Виноградову): в менилитовых сланцах Польши – Zr, Zn, Cu, Pb, Mo, Ag, V; зоценовой формации Грин-Ривер (США) – Sr, Cr, Pb, Mo, Ag; Швеции (Нерке) – V, Pb, Mo, Ag.

Учитывая результаты проведенных исследований, необходимо оценивать экологические риски, возникающие при разработке и добыче УВ в условных «ловушках» сланцевых формаций. Для учета экологической ситуации участков, вводимых в разработку и принятия решений о комплексной технологии переработки сланцев с извлечением газа, нефти и металлов, требуется проведение дополнительных исследований по мониторингу МЭ состава сланцевых формаций для проведения экологической экспертизы с целью воспрепятствованию попаданию токсичных элементов в окружающую среду и в буровое оборудование.

Так называемый сланцевый «бум», или «сланцевая» революция затронет со временем многие страны, т.к. сланцевые формации имеют региональное распространение с высоким содержанием ОВ. По данным ИНЭИ РАН запасы сланцевой нефти в 4 раза больше, чем запасы традиционных нефтяных месторождений.



**Рисунок 3** – Концентрация микроэлементов в сланцах различных регионов (по аналитическим данным Voronin, Panova, 2018; Parviainen, Loukola-Ruskeeniemi, 2019 и др.)

**Финансирование.** Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

**Литература:**

1. Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons. Springer International Publishing. – Switzerland, 2016. – № XIX. – 486 p.
2. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities / Jing-Zhou Zhao [et al.] // Petroleum Science. – 2019. – № 16. – P. 229–251.
3. Пунанова С.А. Прогноз неантиклинальных ловушек и оценка качества скоплений углеводородов в них – приоритетное направление развития нефтегазового комплекса // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 20–24.
4. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious // Search and Discovery. – 2018. – № 60054. – 67 p.
5. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области / Г.Ф. Ульмишек [и др.] // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 57–67.
6. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) / М.Б. Скворцов [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 495–503.
7. Pearson K. Geologic Models and Evaluation of Undiscovered Conventional and Continuous Oil and Gas Resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. // Geological Survey, Reston – Virginia. – 2012.
8. Пунанова С.А., Нукунов Д. К вопросу об экологических последствиях горизонтального бурения сланцев в связи с их обогащенностью микроэлементами // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. – Ч. 1. – С. 239–248.
9. Пунанова С.А., Шпирт М.Я. Экологические последствия разработки сланцевых формаций, содержащих токсичные микроэлементы // Химия твердого топлива. – 2018. – № 6. – С. 55–63.
10. Пунанова С.А. Следы элементного состава сланцевых образований. 29-е Международное совещание по органической геохимии. – Швеция : EAGE-IMOG-2019. Все тезисы. – С. 495–496.

**References:**

1. Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons. Springer International Publishing. – Switzerland, 2016. – № XIX. – 486 p.
2. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities / Jing-Zhou Zhao [et al.] // Petroleum Science. – 2019. – № 16. – P. 229–251.
3. Punanova S.A. Forecast of non-antiklinal traps and assessment of the quality of accumulations of hydrocarbons in them – a priority direction of development of the oil and gas complex // Exposition Oil Gas. – 2020. – № 6. – P. 20–24.
4. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious // Search and Discovery. – 2018. – № 60054. – 67 p.
5. Unconventional oil reservoirs in the Domannikova strata of the Orenburg region / G.F. Ulmishak [et al.] // Geology of oil and gas. – 2017. – № 5. – P. 57–67.
6. The role of geochemical methods in the prediction of oil-bearing capacity and resource potential assessment of black shale strata (on the example of the Bazhenov Formation) / M.B. Skvortsov [et al.] // Geology and Geophysics. – 2017. – Vol. 58. – № 3–4. – P. 495–503.
7. Pearson K. Geologic Models and Evaluation of Undiscovered Conventional and Continuous Oil and Gas Resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. // Geological Survey, Reston – Virginia. – 2012.
8. Punanova S.A., Nukenov D. On the environmental consequences of horizontal drilling of oil shale in connection with their enrichment with trace elements // Georesursy. – 2017. – Vol. 19. – № 3. – Part. 1. – P. 239–248.
9. Punanova S.A., Shpirt M.Y. Environmental consequences of the development of shale formations containing toxic trace elements // Chemistry of Solid Fuels. – 2018. – № 6. – P. 55–63.
10. Punanova S.A. Traces of the elemental composition of shale formations. 29-th International Meeting on Organic Geochemistry. – Sweden : EAGE-IMOG-2019. All abstracts. – P. 495–496.



УДК 552.578

## К ВОПРОСУ О МИКРОЭЛЕМЕНТНОМ СОСТАВЕ НЕФТЕЙ РОМАШКИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СВЯЗИ С ОСОБЕННОСТЯМИ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

### ON THE ISSUE OF TRACE ELEMENT COMPOSITION OF OILS FROM THE ROMASHKINO GROUP OF FIELDS IN CONNECTION WITH THE PECULIARITIES OF THEIR FORMATION

**Пуланова Светлана Александровна**

доктор геол.-мин. наук,  
старший научный сотрудник,  
ведущий научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
punanova@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрен микроэлементный (МЭ) состав нефтей Ромашкинской группы месторождений Волго-Уральского региона. На основе анализа закономерностей распределения МЭ в нефтях и результатов корреляционных зависимостей между МЭ составами нефтей, биоты и земной коры разного уровня (нижней, средней и верхней) оцениваются вклады этих геохимических сред в микроэлементную составляющую нефтяков. Выявленные различия величин коэффициентов корреляции (КК) МЭ состава нефтей этого уникального месторождения с составами контактирующих геологических сред могут свидетельствовать о многофазности заполнения ловушек и подпитке залежей дополнительными порциями флюидов.

**Ключевые слова:** углеводороды, биота, верхняя, средняя и нижняя кора, микроэлементы, коэффициенты корреляции, месторождение Ромашкино.

**Punanova Svetlana Alexandrovna**

Doctor of Geol.-Min. Sciences,  
Senior Researcher,  
Leading Researcher,  
Institute of Oil and  
Gas Problems of the RAS  
punanova@mail.ru

**Annotation.** The trace elements (TE) composition of oils from the Romashkino group of fields in the Volga-Ural region is considered. Based on the analysis of the regularities of the TE distribution in oils and the results of correlations between the TE compositions of oils, biota and the earth's crust of different levels (lower, middle and upper), the contributions of these geochemical media to the TE component of naphthides are estimated. The revealed differences in the values of the correlation coefficients of the TE of the oil composition of this unique field with the compositions of the contacting geological media may indicate the multiphase filling of the traps and the replenishment of the reservoirs with additional portions of fluids.

**Keywords:** hydrocarbons, biota, upper, middle and lower crust, trace elements, correlation coefficients, Romashkino field.

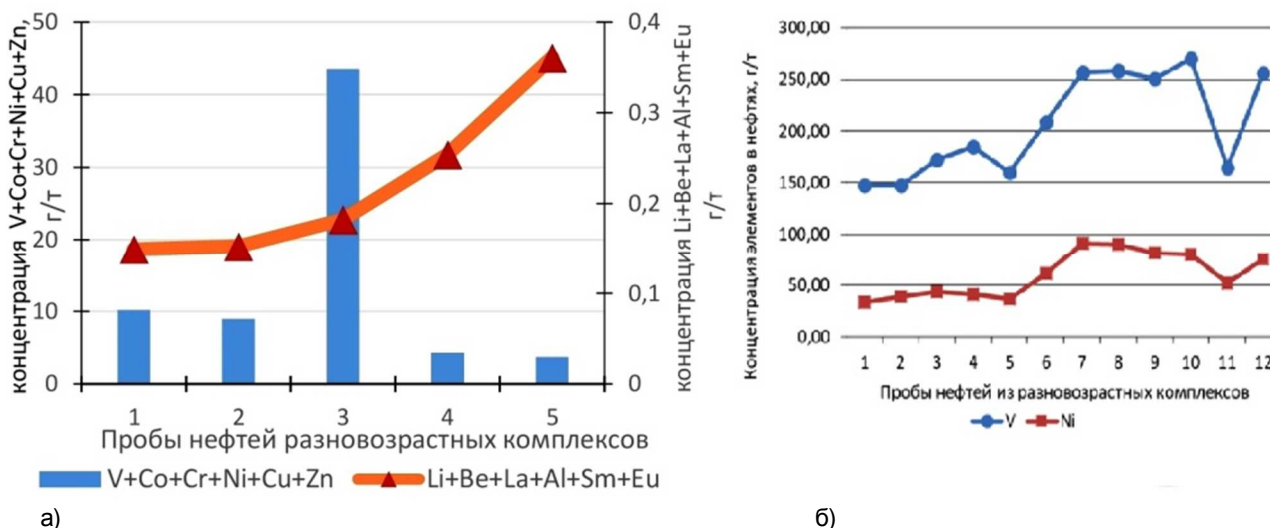
Процесс нефтидогенеза имеет сложный характер, обусловленный комбинированным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов. Влияние геотектонических процессов находит отражение в составе генерированных в недрах нефтяков, и в частности в их МЭ составе, который является важным источником информации о процессах нефтегенерации и формирования залежей. Как показано в [1, 2], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного органического вещества (ОВ) пород, о чем свидетельствует определяющая доля среди МЭ нефтей так называемых биогенных элементов (по В.И. Вернадскому) и высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Некоторые МЭ привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. Часть МЭ нефтей указывает на наличие глубинного источника, по крайней мере, нижней коры.

Рассмотрены аналитические данные по составу битумоидов (растворимые компоненты ОВ пород), нефтей, смолисто-асфальтеновых компонентов нефти и асфальтов Ромашкинской группы месторождений и нефтей других НГБ с целью уточнения основных источников МЭ в нефтяках и возможности оценить особенности формирования залежей этого крупнейшего месторождения. Фактический материал был почерпнут из многочисленных литературных источников (Ковальский, 1970; Тейлор, МакЛеннан, 1988; Готтих, Писоцкий, 2006, 2010; Ясыгина и др., 2006; Федоров и др., 2007, 2010; Готтих и др., 2008, 2009; Винокуров и др., 2010; Sztatmari et al., 2011; Иванов и др., 2013; Маслов и др., 2015; Какюкова и др., 2018 и др.). Всего в расчетах задействованы данные примерно 100 анализов в ряде случаев по более чем 40 МЭ.

При анализе нефтей Ромашкинской группы месторождений отмечается практически для всех проб более высокая корреляционная связь МЭ состава нефтей с химическим составом средней и нижней континентальной коры, нежели с верхней. При этом, вниз по разрезу, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона связь МЭ состава нефтей с составом коры устойчиво возрастает (более детальные результаты с использованием табличных

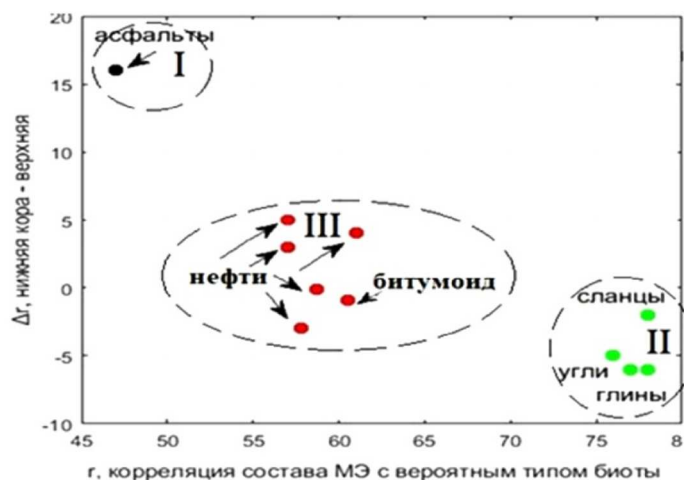


данных приведены в работах автора [3, 4]). Кроме того, для нефтей-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля установлена некоррелированность изменения в различных пробах концентраций биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и условно глубинных (Li, Be, La, Sm, Al, Eu) элементов (рис. 1, а). Однако при сравнении характера распределения содержаний элементов одной предполагаемой генетической группы, биогенной, а именно V и Ni, отмечается очень тесная связь между концентрациями этих элементов в нефтях разновозрастных нефтегазоносных комплексов (рис. 1, б). Выявленные зависимости могут свидетельствовать о независимом поступлении в нефть МЭ из различных источников.



**Рисунок 1** – Модель распределения различных генетических типов МЭ в нефтях Абдрахмановской площади (а) и Ромашкино (б)

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами большой группы исследованных объектов представлены на рисунке 2. По оси ординат отложены разность между КК содержаний элементов в нефтях и в нижней коре, а в нефтях и в верхней коре, а по оси абсцисс – КК между содержанием элементов в нефтях и в биоте. При значительном разбросе КК отчетливо проявляются определенные зависимости связей составов элементов с составами коры и биоты, которые на графике формируют три зоны. I зона отвечает природным битумам. Характерны высокие КК между содержаниями элементов нижней коры и асфальтов при низких КК с составом биоты; II зона – глины, углеродистые сланцы и угли. Для этих образцов выявлены наоборот низкие КК между содержаниями элементов в них и в нижней коре и высокие КК с составом биоты и верхней коры. III – центральная зона, промежуточная, здесь расположены точки, характеризующие КК между составами нефтей различных бассейнов и битумоидов с составом коры и биоты. Нефти месторождений Ромашкинской группы попадают в верхнее поле этой зоны.





Можно предположить, что угли, глины и сланцевые формации наследуют в большей мере специфику состава верхней коры и биоты, являясь частью осадочной формации, тогда как преобразованные флюиды – асфальты, проявляют унаследованность состава МЭ в большей мере от нижней коры, теряя связь с биотой. А значительная часть нефтей, битумоиды, её смолисто-асфальтеновые компоненты имеют промежуточный состав элементов, на который влияет практически в равной мере состав разных уровней земной коры и биоты. Выявленные различия КК элементного состава нафтидов с составом коры и биоты подтверждают полигенность их источника, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и глубинными флюидами (абиогенные элементы).

Если геологическая история формирования залежей достаточно сложна, и их образование происходило в разные геологические эпохи, и источники нефти были разными, то тогда можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций. В таких ситуациях возможен дополнительный подток УВ в уже сформировавшуюся ловушку, которая имеет, как правило, комбинированный осложненный тип.

О сложном строении Ромашкинской группы месторождений дает представление модель геологического строения пашийского горизонта ( $D_{3ps}$ ) Азнакаевской площади [5]. Согласно существенно обновленной модели, вместо слоистого разреза с пликативным характером поверхностей пластов предлагается разрез с совокупностью различных фаций, закономерно распределённых как по площади, так и по разрезу, осложненный межблоковыми разломами субмеридионального и субширотного простираний.

По данным многих исследователей (Р.Х. Муслимова, И.Н. Плотниковой, В.А. Трофимова, Р.С. Хисамова и др.) на площади огромного поля месторождения выделены так называемые «аномальные» скважины, и начаты исследования легких миграционных УВ флюидов в нефтях этих скважин, которые приурочены к залежам, находящихся в начале последнего этапа разработки. В отношении этих участков на основании пяти геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки. Как отмечается [6], на Ромашкинском месторождении в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» – поступление легкой газированной нефти на фоне общего увеличения плотности.

Были предложены различные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений [7 и др.]. Существование наблюдаемого пополнения согласуется как с данными о восполнении запасов месторождения, так и с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь нефтематеринских свит. Ввиду такой недостаточности и, отвергая пополнение месторождения за счет глубинных источников, предполагается миграция УВ в Ромашкино из области Предуральяского прогиба на расстояние в несколько сот километров [8]. О возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ сообщается в работе [9]. По МЭ показателям выявлена связь типов флюидов с зонами разрывных нарушений и сделан вывод о формировании регионально нефтеносных пластов терригенного девона за счет поступления и смешения УВ из разных источников. Интересно отметить, что связь МЭ состава нефтей с МЭ составом битумоидов пород проявилась лишь для элементов биогенной группы: Ni, Pb, V, Zn. Нефти и битумоиды представлены единым ванадиевым типом, величины  $V / Ni$  в нефтях «аномальных» и «нормальных» скважин соответственно составляют 2,5 и 2,2; в битумоидах 3,7.

В работе [10] высказана концепция о двухфазной генерации УВ, заполняющих залежи Ромашкинской группы месторождений. Предполагается, что на «аномальных» скважинах происходит увеличение дебитов и меняется состав нефтей или газоконденсатов в результате молодого этапа нефтегенерации и их подпитки новообразованными нефтями. При этом новый этап нефтегенерации связывается не с глубинным подтоком УВ, а с более молодой фазой генерации флюидов из ОВ осадочных толщ.

Относительно более весомый вклад нижней и средней коры (по сравнению с верхней) в МЭ состав нефтей Ромашкинского месторождения можно трактовать как возможность его дополнительного пополнения.

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений, имеющих сложное тектоническое строение, и выявленные корреляционные зависимости между МЭ составами различных геохимических субстанций и, в частности, с составом земной коры различного уровня, могут подтвердить факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов, либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния. Этот факт является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Нельзя исключать и влияние процессов разрушения изверженных отложений Предуральского горного массива и внедрение высокомиграционных элементов в глубинные растворы. Здесь, в зонах формирования нетрадиционных ловушек, как правило, это неструктурные залежи *сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных*, возможно и образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках, куда возможен подток глубинных флюидов с оригинальным составом МЭ [3, 4]. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Заполняются, и возможно будут заполняться





подобные ловушки нефтью никелевой специализации с характерным для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния набором миграционно подвижных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb и др.).

**Финансирование.** Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

#### Литература:

1. Пуанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. – 2004. – № 8. – С. 893–907.
2. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. Относительная роль процессов нижней и верхней коры в формировании следовых элементных составов масел // Международная геохимия. – 2016. – Т. 54. – № 11. – С. 989–995.
3. Пуанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. – 2019. – № 21 (3). – С. 14–24.
4. Родкин М.В., Пуанова С.А. Статистика концентрации следовых элементов в маслах. Новые данные по нафтидогенезу // Геоинформатика 2018. XVII Международная конференция «Геоинформатика: Теоретические аспекты». Европейская ассоциация геологов и инженеров (EAGE). – Киев, Украина, 2018. – URL : <http://eage.ru/ru/sponsorship/>
5. Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта (D3ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти / З.А. Лощева [и др.] // Георесурсы. – 2017. – № 19 (1). – С. 21–26.
6. Гаврилов, В.П. Нефть и газ – возобновляемые ресурсы [Электронный ресурс] // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2007. – URL : [http://www.gubkin.ru/faculty/geology\\_and\\_geophysics/chairs\\_and\\_departments/geology/VP\\_statya\\_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy](http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy).
7. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2018. – № 20 (3). – Ч. 1. – С. 186–192.
8. Галимов Э.М., Камалева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? // Геохимия. – 2015. – № 2. – С. 103–122.
9. Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана / Г.П. Каюкова [и др.]. – М. : ГЕОС. – 2009. – 492 с.
10. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Восполняемые и невосполняемые запасы как следствие многоэтапного формирования месторождений // Нефтепромысловое дело. – ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 7. – С. 4–10.

#### References:

1. Puanova S.A. On the polygenic nature of the source of trace elements of oils // Geochemistry. – 2004. – № 8. – P. 893–907.
2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Puanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils // Geochemistry International. – 2016. – Vol. 54. – № 11. – P. 989–995.
3. Puanova S.A., Rodkin M.V. Comparison of the contribution of different-depth geological processes to the formation of the trace elemental appearance of caustobiolites // Georesursy. – 2019. – № 21 (3). – P. 14–24.
4. Rodkin M.V., Puanova S.A. Statistics of concentration of trace elements in oils. New data on naphthidogenesis // Geoinformatics 2018. XVII International Conference «Geoinformatics: Theoretical Aspects». European Association of Geologists and Engineers (EAGE). – Kiev, Ukraine, 2018. – URL : <http://eage.ru/ru/sponsorship/>
5. A new look at the geological structure of the Pashinian horizon (D3ps) of the Aznakaevskaya area of the Romashkinskoye oil field / Z.A. Loshcheva [et al.] // Georesursy. – 2017. – № 19 (1). – P. 21–26.
6. Gavrilov, V.P. Oil and gas – renewable resources [Electronic resource] // Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – 2007. – URL : [http://www.gubkin.ru/faculty/geology\\_and\\_geophysics/chairs\\_and\\_departments/geology/VP\\_statya\\_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy](http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy).
7. Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Consideration of the processes of oil reservoir reformation during long-term operation and deep recharge when modeling the development of oil fields // Georesursy. – 2018. – № 20 (3). – Part. 1. – P. 186–192.
8. Galimov E.M., Kamaleyeva A.I. The source of hydrocarbons of the supergiant Romashkino oil field (Tatarstan) – inflow from the crystalline basement or oil-maternal sediments? // Geochemistry. – 2015. – № 2. – P. 103–122.
9. Organic geochemistry of sedimentary bedrock of Tatarstan / G.P. Kayukova [et al.]. – M. : GEOS. – 2009. – 492 p.
10. Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B. Recoverable and unrecoverable reserves as a consequence of multistage formation of fields // Oilfield Business. – VNIIOENG. – 2012. – № 7. – С. 4–10.



УДК 553.982

## ПОРОДЫ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ

## OIL RESERVOIR ROCKS

**Симонян Геворг Саркисович**

кандидат химических наук, доцент,  
доцент кафедры неорганической и аналитической химии,  
Ереванский государственный университет  
sim-gev@mail.ru

**Simonyan Gevorg Sarkisovich**

Ph.D., Associate Professor,  
Associate Professor of the Department of  
inorganic and analytical Chemistry,  
Yerevan State University  
sim-gev@mail.ru

**Аннотация.** Обсуждается, что нефть представляет собой сложную гетерогенную коллоидно-дисперсную систему. Образуется во внутренних частях Земли из глубоких мантийных флюидов и является возобновляемым ресурсом. Показано, что в основном коллекторы бывают терригенные и карбонатные. Менее значимы коллекторы, связанные с вулканогенно-осадочными, кристаллическими и глинистыми породами.

**Annotation.** It is discussed that oil is a complex heterogeneous colloidal-disperse system. Formed in the interior of the Earth from deep mantle fluids and is a renewable resource. It is shown that the main reservoirs are terrigenous and carbonate. Reservoirs associated with volcanic-sedimentary, crystalline and clayey rocks are less significant.

**Ключевые слова:** абиогенная нефть, генезис нефти, порода, коллекторы нефти, ловушки.

**Keywords:** abiogenic oil, oil genesis, steam, oil reservoirs, shops.

**Н**афтиды – это неустойчивые открытые геодинамические системы, которые под влиянием антропогенных, глубинных, поверхностных, космических процессов могут самоорганизовываться в направлении хаоса, мерой которого является энтропия или направление порядка. Нафтиды широко распространены на Земле и встречаются в отдельных местонахождениях в газовом, жидком, полутвердом и твердом состояниях или в виде смеси этих фаз. Наибольшее промышленное значение имеют жидкие нафтиды, называемые нефтью, или буквально сырым маслом (crude oil), в отличие от очищенного. Нефть – сложная гетерогенная коллоидно-дисперсная система. Образуется во внутренних частях Земли из глубоких мантийных флюидов и является возобновляемым ресурсом [1–4].

Коллектором углеводородов называется горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды, такие как нефть, газ и воду [5–8]. Следует отметить, что коллекторами нефти и газа являются как терригенные – алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы, так и хемогенные и биохемогенные – известняки, мел и доломиты, а также смешанные породы. Таким образом, коллекторами служат пласты и выклинивающиеся залежи песков, песчаников, известняков и доломитов.

Для сохранения нефти и газа в коллекторе последний должен быть сверху и снизу изолирован непроницаемыми породами, обычно глинами. Ловушка нефти и газа – часть коллектора, условия залегания которого и взаимоотношения с экранящими породами обеспечивают возможность накопления и длительного сохранения нефти или газа. Элементами ловушки являются коллектор нефти и газа, покрывка и экран. Таким образом, в основном коллекторы бывают терригенные и карбонатные. Менее значимы коллекторы, связанные с вулканогенно-осадочными, глинистыми и кристаллическими породами.

Терригенные коллекторы занимают первое место. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа. Например, в Западно-Сибирском бассейне практически все запасы газа и нефти находятся в терригенных коллекторах. Карбонатные коллекторы занимают второе место. На них приходится доля 42 % запасов нефти и 23 % газа.

Карбонатные породы составляют 15–20 % объема всех осадочных образований, содержат крупнейшие залежи нефти и газа. К карбонатным породам и осадкам относятся образования, сложенные до 50 % и более карбонатными минералами. Наиболее часто встречаются соединения кальцита и доломита. Это известняки и доломиты.

Известняки ( $\text{CaCO}_3$ ) – карбонатные породы, состоящие на 50 % и более из кальцита или арагонита. Известняки со значительным содержанием глин называют мергелями. Известняки, не содержащие примесей, имеют белый цвет.

Доломитами называют породы, сложенные на 50 % и более одноименным минералом  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . Кристаллическая решетка доломита в высокой степени упорядочена и образована замещением атомов Ca в кальците через один на атом Mg. В доломите место  $\text{Mg}^{2+}$  нередко занимает  $\text{Fe}^{2+}$ .

Вулканогенно-осадочными называются отложения, состоящие из продуктов вулканизма или из смеси их с терригенными, хемогенными, биогенными компонентами. Магматические источники вещества поставляют при вулканических извержениях огромные массы материала в жидком, твердом и газообразном состояниях. Этот материал затем перемещается на поверхности земли по общим законам седиментации и приобретает за счет этого черты осадочных отложений. Вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы представлены эффузивными породами (лавами, пемзами) и вулканогенно-осадочными (туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками).



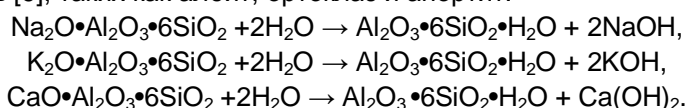
Коллекторские свойства вулканогенных пород связаны часто с вторичным изменением пород, возникновением трещин.

Соляные породы являются чисто хемогенными образованиями, выпадающими в осадок в результате выпаривания и высокой концентрации солей в природных водах. Их называют эвапоритами. Они возникают в морских и континентальных условиях. Основными соляными породами являются сульфаты, хлориды, фосфаты, алюминистые, железистые, марганцевые породы. Главными минералами этих пород являются гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ), мирабилит ( $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ ) и т.д. Из группы сульфатов; хлориды представлены сильвинитом ( $\text{KCl}$ ), галитом ( $\text{NaCl}$ ), карналлитом ( $\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ). Нитраты, бораты и сода встречаются гораздо реже.

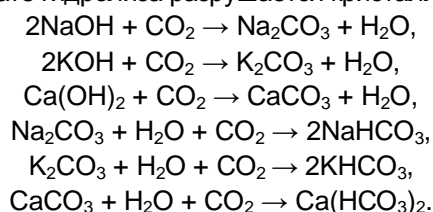
В зоне катагенеза гипс переходит в ангидрит. При гипергенных процессах, напротив, ангидрит гидратируется и переходит в гипс, увеличиваясь в объеме на 60 %, что ведет к образованию текстур смятия. Гипс и ангидрит легко выщелачиваются подземными водами.

Глинистые породы чрезвычайно широко распространены и имеют прямое отношение к процессам нефтегазообразования в земной коре. Предполагается возможное каталитическое действие глин в образовании углеводородов. Не менее важна роль глинистых пород как флюидоупоров («покрышек»), предотвращающих просачивание УВ к поверхности земли. Таким образом глинистые породы способствуют сохранению УВ. В осадочной оболочке Земли глинистым породам принадлежит ведущая роль (более 50 %), а с учетом примеси в других породах, глинистые минералы составляют более 80 % осадочных образований.

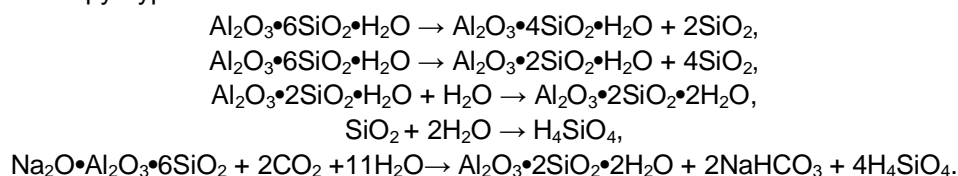
Глинистые породы – продукты выветривания, как механического, так и химического разрушения материнских минералов [9], таких как албит, ортоклаз и анортит:



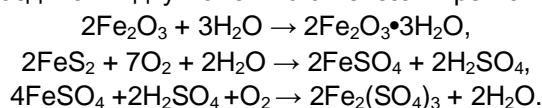
Одним из основных агентов выветривания является вода. Растворяя химические элементы, насыщаясь углекислым газом, вода постепенно становится агрессивной и воздействует на горные породы как слабая кислота. Вначале в результате гидролиза разрушается кристаллическая структура минералов:



Вода диссоциирует на ионы водорода и гидроксила, затем вступает в реакцию с кристаллическими веществами. Ионы замещают атомы в кристаллах или вступают с ними в реакцию, нарушается кристаллическая структура:



Кальций, магний, натрий и калий растворяются, а соединения алюминия и железа образуют гидроксиды. Процесс образования последних носит название гидратации. Кроме того, при химическом выветривании происходит окисление соединений двухвалентного железа в трехвалентное:



При этом изменяется не только внутренняя структура горной породы, но ее цвет и физические свойства. В результате химического выветривания от твердой горной породы остается рыхлый глинистый материал, химический и минеральный составы которого зависят от первичного состава материнской породы и климата.

Под глинистыми породами подразумеваются различные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, глинистые илы.

В глинистых породах могут находиться и не глинистые минералы: кварц, полевые шпаты, хлориды, силикаты, слюды, оксигидраты железа и алюминия, карбонаты, сульфаты, сульфиды, а также перерожденные обломки пород различного генезиса и элементы животных и растительных организмов.

Пластичные глины, состоящие из каолинита, слюды и гидрата окиси алюминия, называются огнеупорными. Цвет глин серый, красно- и желто-бурый, черный. Плотные глины, сцементированные кремнеземом, называются аргиллитами. Глины и аргиллиты служат хорошими «покрышками» для залежей нефти и газа.



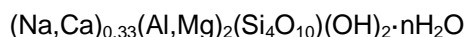
Глины имеют самую высокую пористость и очень низкую проницаемость среди всех осадочных пород. Это обусловлено тем, что глины состоят из очень мелких частиц и каналы, соединяющие поры, сужаются настолько, что движение воды по ним затрудняется [10].

Наиболее часто встречаются глинистые минералы смектиты (монтмориллонит), гидрослюды (иллит), каолинит и хлориты.

Смектитовые глины набухают при контакте с водой. Связь между слоями глинистых частиц, имеющих кристаллическую структуру, у них слабее, чем у глин всех других типов. Вода может легко проникать между слоями и раздвигать их, глина набухает. Отдельные глинистые частицы могут расходиться настолько, что связь между ними исчезает (диспергирование).

Монтмориллонит – это широко распространённый глинистый минерал из группы смектитов подкласса слоистых силикатов. Химический состав непостоянный, сильно зависит от варьирующего содержания воды. По анализам чистых разностей устанавливаются следующие колебания (в %): SiO<sub>2</sub> – 48–56, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 11–22, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 5 и более, MgO – 4–9, CaO – 0,8–3,5 и более, H<sub>2</sub>O – 12–24. Кроме того, иногда устанавливаются K<sub>2</sub>O, Na<sub>2</sub>O и др.

Натриевый монтмориллонит называют бентонитом:



Бентонит может увеличивать свой объем до 20 раз.

Иллитовые глины. Под воздействием высокой температуры и давления монтмориллонит претерпевает физические и химические изменения и превращается в иллит. Он не имеет раздвигающейся кристаллической решетки. Вода не может проникнуть в межслоевое пространство его кристаллов. Неустойчивость глинистых пород, содержащих иллит, приводит к увеличению диаметра ствола скважины. Каолинитовые и хлоритовые глины мало набухают при контакте с водой. Хлоритовые глины могут набухать сильнее, чем каолинитовые или иллитовые, но не так сильно, как смектитовые.

#### Литература:

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
2. Симонян Г.С. Элементный и химический состав нефти // Техника и технологии XXI века: Монография. Книга 4 / под общ. ред. И.Б. Красиной. – Ставропол: Логос, 2015. – С. 170–189.
3. Симонян Г.С. Эндеогенное образование нафтидов в свете абиогенной теории образования нефти // Научное обозрение. – Технические науки. – 2016. – № 4. – С. 77–101.
4. Simonyan G.S. Entropy approach to naphthide systems // Progress Petrochem Science. – 2021. – Vol. 4. – № 1. – P. 338–339. PPS. 000576. 2021. DOI: 10.31031/PPS.2021.04.000576
5. Морозов В.П., Кольчугин А.Н. Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по курсу «Нефтегазовая литология». – Казань: Казанский университет, 2012. – 25 с.
6. Латышев О.Г., Корнилков М.В. Направленное изменение фрактальных характеристик, свойств и состояния пород поверхностно-активными веществами в процессах горного производства: научная монография. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2016. – 407 с.
7. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир. – 1982. – 704 с.
8. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
9. Симонян Г.С., Пирумян Г.П. Определение показателей почвы в системе агроэкологического мониторинга // Учебно-методическая работа. – Ереван: ЕГУ, 2011. – 44 с. (на армянском)
10. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. – Киев: Наук. думка, 1975. – 350 с.

#### References:

1. Levorsen A. Geology of oil and gas. – M.: Mir, 1970. – 640 p.
2. Simonyan G.S. Elemental and chemical composition of oil // Technics and technology of the XXI century: Monograph. Book 4 / ed. by I.B. Krasina. – Stavropol: Logos, 2015. – P. 170–189.
3. Simonyan G.S. Endogenous formation of naphthides in the light of abiogenic theory of oil formation // Scientific Review. – Technical Sciences. – 2016. – № 4. – P. 77–101.
4. Simonyan G.S. Entropy approach to naphthide systems // Progress Petrochem Science. – 2021. – Vol. 4. – № 1. – P. 338–339. PPS. 000576. 2021. DOI: 10.31031/PPS.2021.04.000576
5. Morozov V.P., Kolchugin A.N. Educational-methodical manual for laboratory classes at the course «Oil and gas lithology». – Kazan: Kazan University, 2012. – 25 p.
6. Latyshev O.G., Kornilkov M.V. Directional change in fractal characteristics, properties and state of rocks by surface-active substances in mining processes: scientific monograph. – Yekaterinburg: UGU Publishing House, 2016. – 407 p.
7. Hunt J. Geochemistry and geology of oil and gas. – M.: Mir. – 1982. – 704 p.
8. Geology of oil and gas of Western Siberia / A.E. Kontorovich [et al.]. – M.: Nedra, 1975. – 680 p.
9. Simonyan G.S., Pirumyan G.P. Determination of soil indicators in the system of agro-ecological monitoring // Educational and methodological work. – Yerevan: YSU, 2011. – 44 p. (in Armenian).
10. Tarasevich Y.I., Ovcharenko F.D. Adsorption on clay minerals. – Kiev: Nauk. Dumka, 1975. – 350 p.



УДК 550.38

## ГЕОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕЖДУРЕЧЬЯ КУРЫ И ГАБЫРРЫ

### GEOLOGICAL AND PETROPHYSICAL FEATURES OF DEEP RESERVOIRS IN THE DEPOSITS BETWEEN THE KURA AND GABYRRA RIVERS

**Султанов Л.А.**

Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
latif.sultan@mail.ru

**Аннотация.** В связи с изучением перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений в последние годы в Азербайджане в значительном объеме проводились геолого-поисковые и геофизические работы. В статье рассмотрены, установления связей между глубинным геологическим строением междуречья Куры и Габырры и физическими параметрами пород осадочного чехла, проведен анализ данных об изменении объемного веса и скоростей упругих волн по площади и глубине.

С целью изучения характера изменения физических свойств пород глубиной для некоторых нефтегазоносных областей применен графо-аналитический метод. В результате применения этого метода найдены аналитические выражения изменения физических параметров с глубиной междуречья Куры и Габырры.

**Ключевые слова:** петрофизика, плотность, скорость распространения волн, пористость, скважина, породы.

**Sultanov L.A.**

Azerbaijan State University  
Oil and Industry  
latif.sultan@mail.ru

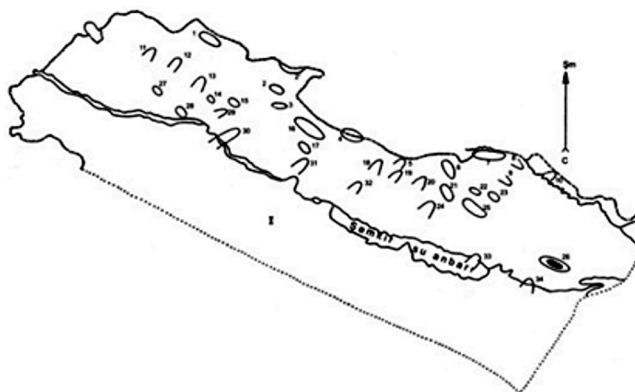
**Annotation.** In connection with the study of the prospects of oil and gas deep sediments in recent years, geological prospecting and geophysical work has been carried out to a significant extent in Azerbaijan. In the article of the relations between deep geological structure rivers Kura and Gabirri and physical parameters of sedimentary rock has been considered, analysis of data about changes of volume weight and velocities of elastic wave on the area and depth has been carried out.

For studying character of change of physical properties of the rocks for oil gaseous regions, grapho-analytic method has been applied. As a result of this application analytical expressions of the change of physical parameters with the depth Kura and Gabirri Rivers have been found.

**Keywords:** petrophysics, density, wave propagation velocity, porosity, well, rocks.

В связи с изучением перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений в последние годы в Азербайджане в значительном объеме проводились геолого-поисковые и геофизические работы. На основании этого выработаны критерии, которые являются основой для будущих работ. Отмечено, что залежи нефти и газа в основном были подвержены погружению в мезокайнозойским эпоху. Хотя исследователи не сомневаются, что эти отложения высокоперспективны в центральной части исследуемой территории и на больших глубинах, но количественное решение проблемы не осуществлено.

Изучение строения глубокозалегающих слоев сейсмическими методами является одним из способов прогнозирования неантиклинальных ловушек в нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры (рис. 1, 2). Наряду с этим выяснение коллекторских свойств глубокозалегающих слоев является одной из важнейших задач.



**Рисунок 1** – Расположения нефтяных и газовых месторождений и локальных поднятий междуречья Куры и Габырры

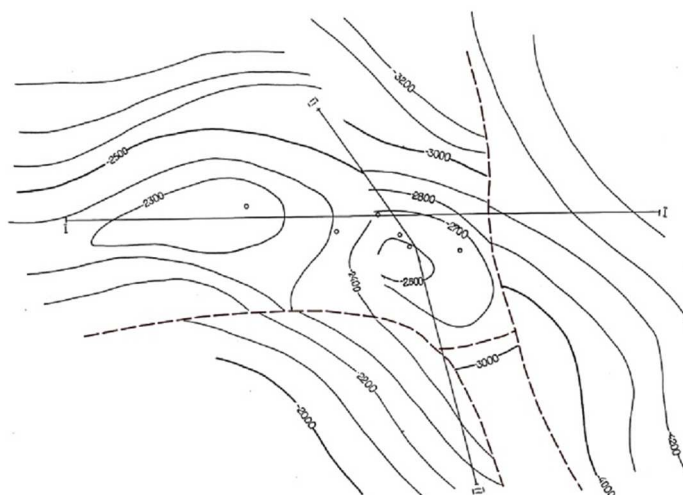


Рисунок 2 – Схематическая структурная карта (по сред. оцен)

В результате сейсморазведочных работ были выявлены асимметричные поднятия, осложненные поперечными и продольными разрывами и отмечены палеоподнятия по поверхности среднего эоцена между структурами (рис. 3) [1].

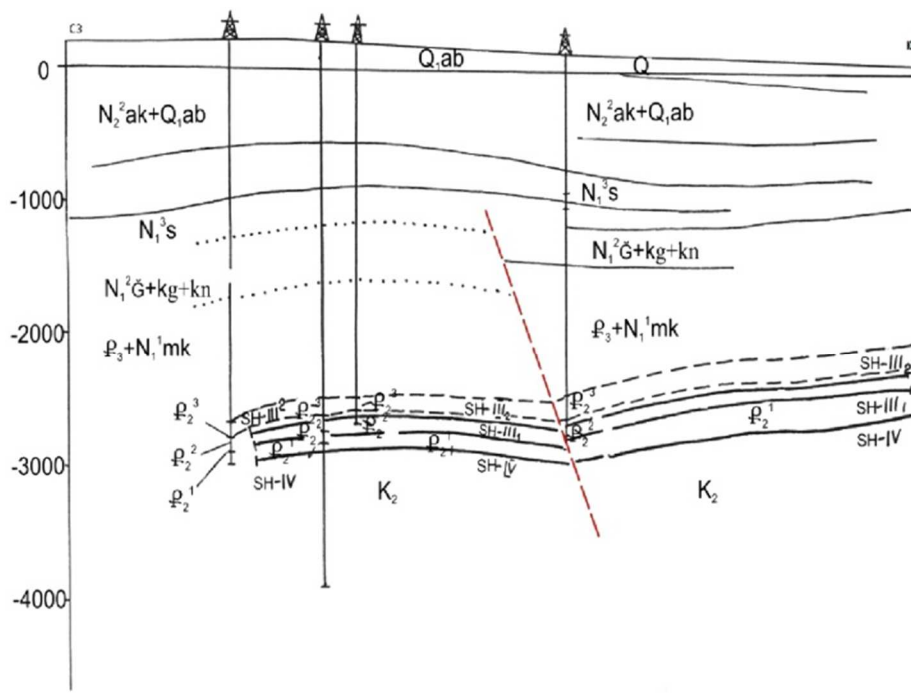


Рисунок 3 – Сейсмогеологический профиль II-II

В нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры выявлено 34 локальных структур, одна из которых – месторождение нефти и газа Тарсдаллар, введенное в эксплуатацию.

В этом районе сейсморазведочной было выявлено 7 локальных поднятий, которые были подготовлены к глубокому поисково-разведочному бурению. К ним относятся структуры: Саждаг, Большой Палантокан, Восточный Гюрзундаг, Западный Гюрзундаг, Молладаг, Агтепе и Джахандар.

Месторождение Тарсдаллар приурочено к брахиантиклинальной складке расположенной в восточной части междуречья Куры и Габырры, на левом берегу реки Куры. Рельеф месторождения напоминает равнину, наклоненную к Куре, осложненную небольшими сопками и оврагами. Это месторождение, а также структуры, расположенные недалеко от него, хотя и считаются перспективными, но их потенциал недостаточно изучен.

Буровые работы выявили перспективность междуречья Куры и Габырры, кроме того они показали, что имеются трудности и проблемы в изучении структурных особенностей локальных поднятий, а также в прогнозировании их нефтегазоносности [2].





Как указано выше, с целью изучения коллекторских свойств месторождения Тарсдаллар, осложненного разрывными нарушениями, был проведен ряд геолого-геофизических работ, проанализированы керны, взятые из пробуренных скважин. Изучены карбонатность (%), пористость (м, %), проницаемость (10–15 м<sup>2</sup>), плотность (σ, г/см<sup>3</sup>, в сухом и влажном виде) и распространение скорости ультразвуковых волн (V, м/с) в кернах. Соответственно составили таблицу, отражающую коллекторские свойства площади района (табл. 1) [3, 4].

Как выше отмечено, были изучены свойства палеогеновых и эоценовых отложений, участвующих в геологическом строении структуры Тарсдаллар. Палеоген представлен алевролитами, мергелями, известняками и туфо-алевролитами. Плотность мергелей составляет 2,16 г/см<sup>3</sup>, пористость – 2,5 %, магнитная восприимчивость очень низкая, а скорость распространения ультразвуковых волн составляет 3500 м/мин. Палеогеновые известняки почти диамагнитные, их плотность составляют 2,56 г/см<sup>3</sup>, пористость – 5,1 %, а скорость распространения ультразвуковых волн до 3000 м/мин.

Таблица 1

Скважин №	Стратиграфия	Интервал, м	Карбонатность, % $\frac{m_{\min} - m_{\max}}{\text{сред}}$	Пористость, % $\frac{m_{\min} - m_{\max}}{\text{сред}}$	Проницаемость, % $10^{-15} \text{ м}^2$	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Скорость распространения волн м/сек
						$\frac{\sigma_{\min} - \sigma_{\max}}{\sigma_{\text{орта}}}$	$\frac{V_{\min} - V_{\max}}{V_{\text{орта}}}$
1	Чокрак	1695–2900	$\frac{1,6-32,7}{13,13(4)}$	$\frac{10,0-17,9}{14,34(5)}$	$\frac{0,1-2,1}{1,4(3)}$	$\frac{2,34-2,46}{2,40(2)}$	$\frac{2750-3100}{2920(2)}$
3	Верхний эоцен	1613–1623	0	$\frac{21,5-21,5}{12,5(2)}$	–	$\frac{2,18-2,35}{2,27(2)}$	$\frac{1950-2780}{2360(2)}$
5	Верхний эоцен	2625–2823	$\frac{11,5-73,6}{50,76(7)}$	$\frac{3,53-18,1}{8,2(10)}$	0,001(8)	$\frac{2,41-2,61}{2,52(7)}$	$\frac{1760-2540}{2150(5)}$
	Верхний мел	2915–2941	$\frac{28,8-92,4}{74,0(4)}$	$\frac{4,01-5,75}{5,09(7)}$	0,001–0,003	$\frac{2,63-2,73}{2,68(6)}$	$\frac{2720-3750}{3240(2)}$
9	Средний эоцен	2906–3169	$\frac{0,8-81,7}{32,45(64)}$	$\frac{1,7-20,1}{8,85(69)}$	$\frac{0,001-0,04}{0,01(40)}$	$\frac{2,33-2,72}{2,52(18)}$	$\frac{2215-4040}{3280(9)}$
	Верхний эоцен	3155–4012	$\frac{1,0-83,9}{27,06(29)}$	$\frac{2,23-30,0}{8,32(33)}$	$\frac{0,01-385,0}{27,6(15)}$	$\frac{2,27-2,90}{2,70(17)}$	$\frac{2450-4360}{3070(13)}$
11	Средний эоцен	2485–3705	$\frac{1,0-85,4}{17,8(22)}$	$\frac{6,0-15,6}{14,1(36)}$	0,001–0,05	$\frac{2,19-2,65}{2,43(19)}$	$\frac{2630-3660}{3000(7)}$
24	Верхний эоцен	3243–4236	$\frac{0,6-51,2}{16,3(19)}$	$\frac{3,7-13,2}{9,8(9)}$	0,01(6)	$\frac{2,27-2,48}{2,35(12)}$	$\frac{2780-3100}{2940(2)}$
	Средний эоцен	4276–4342	$\frac{1,0-78,7}{38,7(10)}$	$\frac{4,3-18,4}{11,7(10)}$	0,01–8,5	$\frac{2,45-2,69}{2,52(4)}$	$\frac{3150-3780}{3370(4)}$
	Нижний эоцен	4395–4452	$\frac{16,1-38,0}{26,8(6)}$	$\frac{8,0-12,5}{11,2(5)}$	$\frac{0,01-0,07}{0,03(5)}$	$\frac{2,56-2,58}{2,57(2)}$	3400(2)
26	Верхний эоцен	3335–3476	$\frac{7,5-33,2}{21,7(5)}$	$\frac{3,1-19,1}{8,9(5)}$	0,01–0,03	$\frac{2,36-2,47}{2,41(2)}$	$\frac{2800-3100}{2950(2)}$

Плотность эоценовых алевролитов составляют 2,45 г/см<sup>3</sup>, пористость – 50 %, а скорость распространения ультразвуковых волн составляют 1300 м/мин, плотность известняков составляют 2,65 г/см<sup>3</sup>, пористость – 5,74 %, скорость распространения ультразвуковых волн составляет 2950 м/мин, а магнитная восприимчивость отсутствует. Плотность аргиллитов – 2,25 г/см<sup>3</sup>, пористость – 15,5 %, магнитная восприимчивость очень слабая, а скорость распространения ультразвуковых волн составляет 2700 м/мин.

Исследования показывают, что физические особенности разновозрастных и одноименных пород изменяются в результате геолого-физических процессов, приводя к разным результатам. Эти результаты нашли свое отражение и в петрофизических исследованиях, которые проводились в условиях высоких давлений и температур. По таблицам, отражающим физические свойства кернавого материалов, можно сказать, что месторождение Тарсдаллар, имеющее полузамкнутую форму и ограниченное разломами, в котором отсутствует закономерность.

Плотность пород и распространение скорости ультразвуковых волн, в основном, зависит от глубин и тектонических процессов. Поэтому на различных глубинах значения плотности и скорости изменяются в широком диапазоне.



Для установления связей между глубинным геологическим строением междуречья Куры и Габырры и физическими параметрами пород осадочного чехла проведен анализ данных об изменении плотности и скоростей упругих волн по площади и глубине [5].

Изучением охвачены песчано-глинистые породы миоцен-палеоценовых отложений междуречья Куры и Габырры.

Результаты изучения физических свойств пород площади междуречья Куры и Габырры представлены в таблице 2.

Таблица 2

Стратиграфия	Литология	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Скорость продоль. волн, м/сек	
		Среднее значение	Пределы изменений	Среднее значение	Пределы изменений
Площадь Армудлы					
Сармат	Глины	2,38	2,21–2,52	1840	740–2700
	Песчаники	2,47	2,32–2,72	3650	1230–5000
	Карбонатные породы	2,62	2,61–2,67	4950	4200–5580
Конк-Караган-Чокрак	Глины	2,37	2,20–2,47	1590	1100–3600
	Песчаники	2,58	–	3680	–
	Карбонатные породы	2,64	2,59–2,71	4950	4230–5750
Майкоп	Глины	2,21	2,19–2,25	–	–
Площадь Гырахкесаман					
Акчагыльский ярус	Глины	2,15	2,14–2,16	1100	–
Миоцен	Глины	2,13	2,03–2,26	1450	1190–1800
	Песчаники	2,16	2,12–2,20	–	–
Майкоп	Глины	2,18	2,08–2,52	1780	880–3620
	Песчаники	2,26	2,05–2,57	890	–
	Карбонатные породы	2,57	2,48–2,64	4280	3940–4370
Фораминиферовые слои	Глины	2,24	2,17–2,35	1620	1040–2970
	Песчаники	2,27	2,09–2,43	1470	760–2630
Площадь Хатунлы					
Акчагыльский ярус	Глины	2,15	2,09–2,38	2210	780–3500
	Песчаники	2,45	2,42–2,49	4340	–
Миоцен	Глины	2,13	2,07–2,25	2220	860–3840
	Карбонатные породы	2,59	2,55–2,60	3310	–
Майкоп	Глины	2,17	2,09–2,31	1350	770–1830
	Песчаники	2,18	2,12–2,25	1250	–
	Карбонатные породы	2,58	2,55–2,67	5230	4740–5640
Вехнефораминиферовые слои	Глины	2,26	2,18–2,32	1500	1360–1910
Площадь Мамедтепе					
Акчагыльски ярус	Глины	2,19	2,13–2,39	–	–
	Песчаники	2,50	2,50–2,51	–	–
Миоцен	Глины	2,19	2,17–2,20	–	–
Сармат	Песчаники	2,22	2,21–2,25	–	–
Майкоп	Глины	2,19	2,16–2,26	–	–

Наибольшими значениями плотности и скорости продольных волн обладают глины и песчаники сарматского яруса, вскрытые на площади Армудлы, которые могут служить репором при геофизических исследованиях. Отложения майкопской свиты, которые повсеместно распространены на исследуемых площадях, незначительно изменяют свои физические свойства по области. Песчано-глинистые породы верхнего и среднего миоцена на площадях Гырахкесаман и Хатунлы на 0,38 г/см<sup>3</sup> отличаются по значениям объемных весов от песчано-глинистых пород того же возраста площади Армудлы. Песчано-глинистые породы всех возрастов, вскрытые на площадях Гырахкесаман и Ха-



тунлы, имеют почти одинаковые объемные веса. Однако скорости в образцах пород площади Хатунлы имеют большие значения, что связано с высокой карбонатностью образцов, отобранных с этой площади по сравнению с образцами площади Кырахкесаман [6, 7].

Таким образом, в междуречье Куры и Габырры отмечено значительное изменение значений физических параметров пород верхнемиоценовых отложений с СЗ (Армудлинское поднятие) на ЮВ (Гырахкесаман-Хатунлинское поднятие). Значения физических свойств песчано-глинистых пород эоценовых отложений также значительно уменьшаются с СЗ на ЮВ и снова увеличиваются в Гянджинской области.

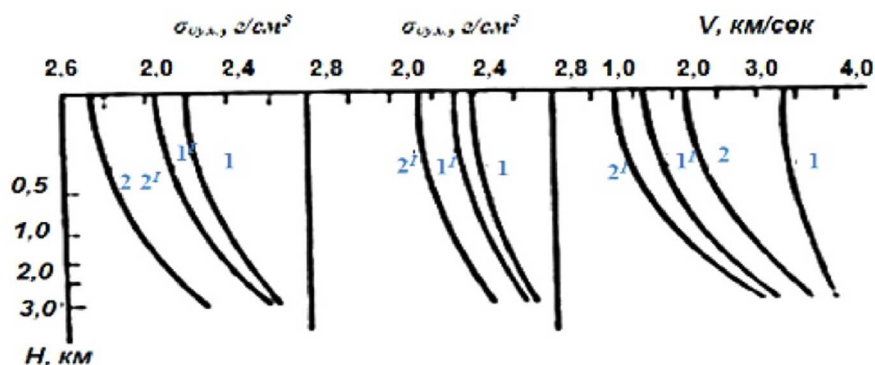
С целью изучения характера изменения свойств пород с глубиной для некоторых нефтегазоносных областей применен графо-аналитический метод (М.Л. Озерская).

В результате применения этого метода найдены аналитические выражения изменения физических параметров пород с глубиной в междуречье Куры и Габырры, которые приведены в таблице 3 и рисунке.

Таблица 3

Область	Возраст	Литология	$\Sigma = f(H)$	$\bar{V} = f(H)$
Междуречье Куры и Габырры	Сармат	Глины	$2,73-0,81 e^{-0,45H}$ $2,70-0,51 e^{-0,45H}$	$3,17-1,2 e^{-0,45H}$
	Майкоп	Песчано-глинистые породы	$2,68-0,81 e^{-0,45H}$ $2,68-0,81 e^{-0,45H}$	$3,17-2,6 e^{-0,45H}$

На рисунке показано изменение физических свойств с глубиной в разновозрастных комплексах междуречье Куры и Габырры. Из анализа полученных данных и построенных кривых видно, что, несмотря на незначительное изменение объемных весов пород сармат и майкопа с глубиной, скорости продольных волн в них сильно увеличивается. Это, по-видимому, связано с тем, что в них развиты трещины, из-за которых прохождение упругих волн затруднено. Закономерность изменения скорости с глубиной в глинистых и песчано-глинистых породах почти одинакова, отличие имеется только в начальных значениях. Следует отметить, что в тектонически-сложных участках Куры и Габырры области для сармат-майкопской отложений применение графо-аналитического метода не дало ожидаемых результатов. Здесь наблюдается непоследовательное и скачкообразное изменение физических параметров по разрезу, что отражает смену условий осадконакопления.



Распределение физических свойств пород с глубиной в междуречье Куры и Габырры:  
1, 11 – песчано-глинистые породы и глины сармата;  
2, 21 – песчано-глинистые породы майкопа

В междуречье Куры и Габырры майкопские глины на поверхности имеют низкое значение объемного веса по сравнению с сарматскими. Объемные веса для различных комплексов пород междуречье Куры и Габырры с глубиной изменяются одинаково, отличаясь лишь в начальных значениях. Изменение скорости продольных волн с глубиной в сарматских глинах и песчаниках неодинаково с майкопскими породами.

Полученные зависимости могут быть применены, при интерпретации геолого-геофизических материалов.

Результаты:

- изменения коллекторских свойств пород по площади связаны с неоднородностью литофаши пород, глубинами их залегания, а также с сложностью тектонического строения;
- по результатам графо-аналитических исследований плотность пород и распространение скорости ультразвуковых волн с глубиной увеличиваются, а коллекторские свойства пород ухудшаются;
- для прогнозирования нефтегазоносности структур кроме упомянутых геофизическо-разведочных методов, целесообразно использовать методы емкости фильтрации.

**Литература:**

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А. Али-заде [и др.] // Недра, 1966. – С. 390.
2. Ахундов Ш.Х., Алиев Н.М. О возможности выявления неантиклинальных ловушек и прогнозирование осложнений при бурении в НГР междуречья Куры и Габырры // АНХ, 2010. – № 5. – С. 10–13.
3. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (под редакцией Н.Б. Дорман). – М. : Недра, 1976. – 527 с.
4. Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана // Отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики. – 2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. Баку. – 2010.
5. Юсубов Н.П., Гулиев Г.А. Некоторые результаты геофизических исследований в нефтегазоносном районе междуречья Куры-Габыр Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 23–27.
6. Суваров Д.Г. Султанов Л.А. Результаты петрофизических исследований Куринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 1–6.
7. Гурбанов В.Ш., Нариманов Н.Р., Мансурова С.И. Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента Куринской межгорной впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 10–18.

**References:**

1. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan / A.A. Ali-zade [et al.] // Nedra, 1966. – P. 390.
2. Akhundov Sh.Kh., Aliev N.M. About possibility of revealing non-antiklinal traps and prediction of complications during drilling in OGR between Kura and Gabirra rivers // ANKh, 2010. – № 5. – P. 10–13.
3. Physical properties of rocks and minerals (edited by N.B. Dorman). – M. : Nedra, 1976. – 527 p.
4. A catalog of reservoir properties of Meso-Cenozoic deposits of oil-gas fields and prospective structures of Azerbaijan // Report of Research Institute of Geophysics. – 2009. Funds of Administration of Geophysics and Geology. Baku. – 2010.
5. Yusubov N.P., Guliyev G.A. Some results of geophysical researches in oil-gas-bearing area of Kury-Gabir interfluve Azerbaijan Oil Economy. – 2008. – № 2. – P. 23–27.
6. Suvarov D.G. Sultanov L.A. Results of petrophysical studies of the Kura Depression // Azeri-Badakhshan Oil Industry. – 2008. – № 3. – P. 1–6.
7. Gurbanov V.Sh., Narimanov N.R., Mansurova S.I. Prospects of oil and gas bearing capacity of crystalline basement of Kurinsk intermountain trough // Azerbaijani Oil Economy. – 2013. – № 11. – P. 10–18.



УДК 550.8

## ВЛИЯНИЕ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ СКОПЛЕНИЙ ФЛЮИДОВ НА ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### INFLUENCE OF FLOOD CLUSTERS ON THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS

**Твердохлебов Иван Иванович**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,  
доцент кафедры региональной и морской геологии,  
Институт географии, геологии, туризма и сервиса,  
Кубанский государственный университет  
ivivtv@mail.ru

**Твердохлебowa Юлия Ивановна**

ведущий специалист,  
Институт международного образования,  
Волгоградский государственный университет  
gidrolog@volsu.ru

**Аннотация.** Статья посвящена особенностям освоения шельфовых месторождений связанных с непредсказуемыми действиями приповерхностных скоплений флюидов, способствующих возникновению аварийных ситуаций на малых глубинах и гриффенообразованию.

**Ключевые слова:** Каспийское море, шельфовые месторождения, флюидодинамика, приповерхностные скопления, АВПД, гриффенообразование.

**Tverdokhlebov Ivan Ivanovich**

Ph.D. in Geological and Mineral Sciences,  
Associate Professor,  
Assistant Professor of Regional and  
Marine Geology,  
Institute of Geography, Geology,  
Tourism and Service,  
Kuban State University  
ivivtv@mail.ru

**Tverdokhlebova Yulia Ivanovna**

Leading Specialist  
Institute of International Education Volgograd,  
Volgograd State University  
gidrolog@volsu.ru

**Annotation.** The article is devoted to the peculiarities of the development of offshore deposits associated with unpredictable actions of surface clusters of fluids, contributing to the occurrence of emergencies at shallow depths and griffin formation.

**Keywords:** Caspian Sea, offshore deposits, fluidodynamics, pre-world clusters, AVPD, griffin formation.

В настоящее время Российская часть акватории Северного и Среднего Каспия является одним из ключевых регионов освоения шельфовых месторождений. Среди открытых объектов выделяют месторождения: им. Ю. Корчагина, Хвалынское, 170-й км., Ракушечное, Западно-Ракушечное, им. Ю. Кувыкина (Сарматское), Центральное и им. В. Филановского (рис. 1), суммарные извлекаемые запасы которых превышают 1 млрд 870 млн т. условного топлива [1, С. 102] Высокие перспективы нефтегазоносности шельфовых зон, с другой стороны, таят в себе определенные риски.

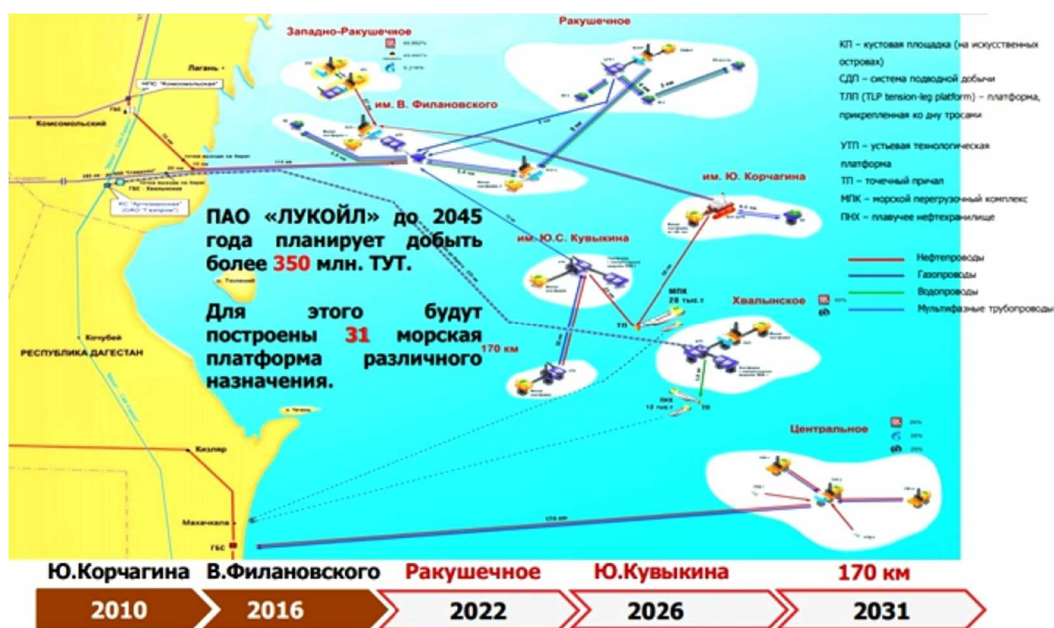


Рисунок 1 – Концепция развития Северо-Каспийского региона



История освоения акватории Каспия связана в основном с разработкой нефтегазовых месторождений его южной части. Накоплен значительный опыт, который необходимо использовать уже на стадии проектирования разработки структур разведанных в Среднем и Северном Каспии.

В начальной стадии разработки ряда нефтегазоносных площадей Каспия, специалисты столкнулись с проблемой – скопление флюидов со сверхвысокой, упругой энергией на малых глубинах (от десятков до нескольких сотен метров глубины). Некоторые из этих скоплений в момент их вскрытия имели, судя по косвенным данным, экстремальные пластовые сверхдавления, превышающие условную гидростатическую норму в 2 раза и более [2, С. 46]. Такие скопления со сверхвысокой, упругой энергией (приповерхностные АВГД) – в диапазоне глубин до 1000 м – установлены на месторождениях всех геодинамически активных нефтегазоносных впадин мира как на суше, так и на акваториях (табл. 1).

**Таблица 1** – Значения величин АВГД на малых глубинах (до 1000 м) (по Аникиеву К.А.)

№ п/п	Месторождения, скважины (по районам)	Годы наблюдений	Глубина притоков, м	Величина АВГД, атм	АВГД гидростатко-эф.	Характеристика притоков и залежей
1	Азербайджан: Дуваный, № 19	1950	460	69	1,52	Газовый фонтан и мощные газоводопроявления
2	о. Песчаный, № 135	–«–	75	202	1,4	Мощные газоводопроявления из карманов
3	Таджикистан: Комсомольское, № 81	1950–1970-е	659	91,6	1,39	Водогазопроявления из алайских слоев
4	Обигармская мегантиклиналь: Дангара, № 1	–«–	792	112	1,4	Водопроявление из бухарских слоев
5	Узбекистан: Актау, № 2-Р	–«–	699	154	2,2	Газоводопристок из кровли верхнего мела
6	Туркменистан: Челекен, Небит-Даг	–«–	100–200	15–40	1,5–2,0	Газоводопрояв. Из отложений Ар., Ак. И верхов КТ
7	Украина: Солигорские калийные	1960-е	590	90	1,5	В соляной толще девона газовые скопления в зонах разломов, рассекающих фундамент
8	Иран: Ага-Джари, № 27	1938	745	148	2,0	Газоводный приток из ореола вторжения, развитого в толще-покрышке нижний фарс
9	Мексика: Аиз ля Бютт, скв. «Симпсон»	1920-е	245	50	2,1	Газонефтяная залежь в своде купольной структуры
10	США: Западный Техас Монро № 1	1896	730	107	1,5	Газовая залежь в известняках трентон (ордовик)
11	Луизиана: Каддо	1906–1910	240	34	1,4	Газоносные пласты накаточ (верхний мел)
12	Калифорния: Типпетс № 1	1960-е	800	128	1,6	Газоводяные линзы в толще туннда (мел)
13	Аргентина: Тупунгато № 29, 48, 35, 31, 36, 50	1940-е	550–950	100–140	1,5–1,8	Высоконапорные газоводяные скопления в толще серых туфов; Ру до 40 атм
14	Пакистан: Кхаирпур № 2	1957	525	77	1,5	Газовая залежь в известняковом резервуаре суи (эоцен)

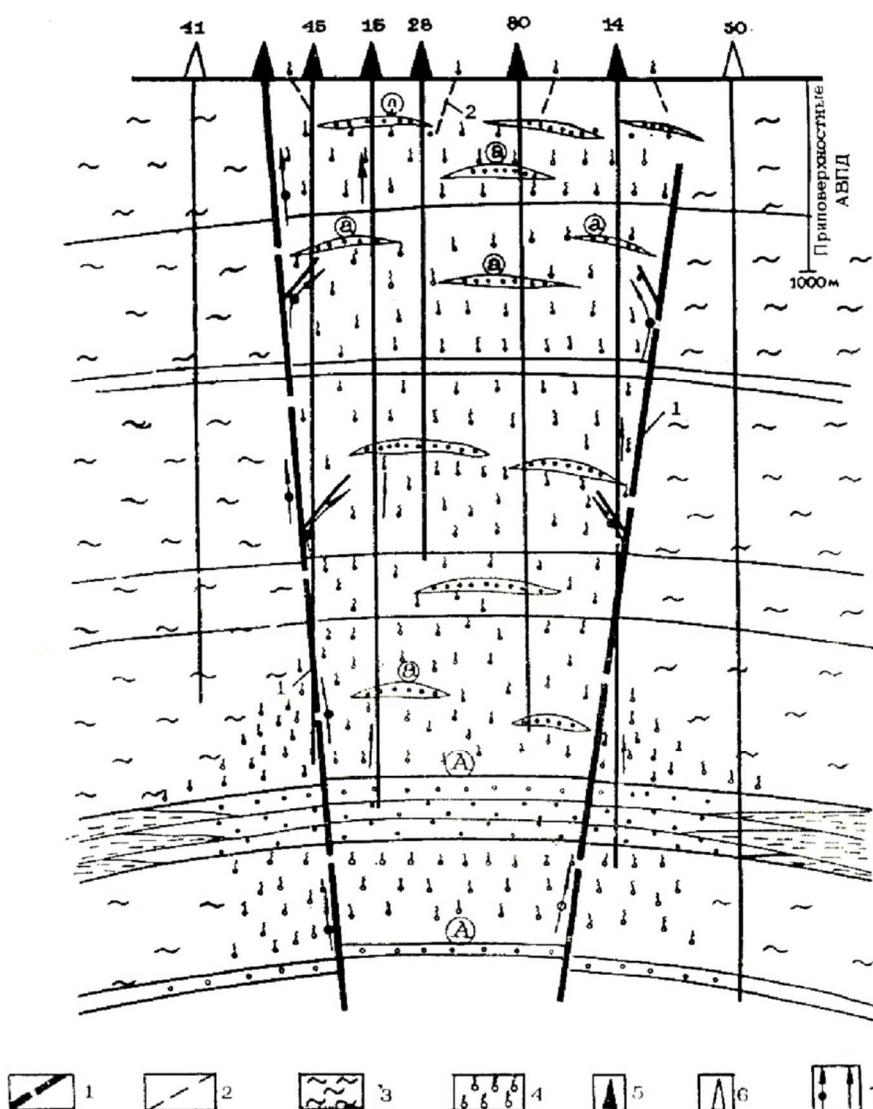
Всюду, где имеются условия, а именно: месторождения нефти, газа и газоконденсата с АВГД; наличие выше по разрезу мощных толщ перекрывающих отложений с флюидонасыщенными коллекторами, пористыми линзами и карманами; развитие секущих весь разрез тектонических разрывов и трещин, происходит процесс массопереноса продуктов дегазации основной залежи, вызываемый перепадом давлений [3, С. 37, 4].

Приповерхностные скопления флюидов с АВГД формируются в верхних горизонтах, расположенных гипсометрически выше месторождений за счет вертикальной восходящей миграции флюидов из глубоких богатых этажей – объектов современной разведки на нефть и газ. Пути вертикальной миграции служат тектонические разрывные нарушения и трещины.





Исследования показали, что приповерхностные скопления с АВПД газов, воды и газонефтеводной смеси формируются под влиянием восходящей субвертикальной миграции сжатых флюидов из глубоких продуктивных этажей месторождения по тектоническим и техногенным каналам как это отражено на (рис. 2) [2, С. 51].



**Рисунок 2** – Модель вертикально миграционного формирования скоплений с АВПД в сводовой части месторождения Бахар. А – глубокие нефтегазовые залежи; а – приповерхностные сателлитные скопления флюидов с АВПД. 1 – крупные тектонические разрывы; 2 – тектонические трещины; 3 – глинистая покрывка; 4 – ореол вторжения флюидов; 5 – скв. встретившие сателлитные скопления флюидов; 6 – скв. пробуренные без осложнений; 7 – межпластовые перетоки

Для примера приведем материалы поисково-разведочных работ на акватории Северного и Среднего Каспия. Здесь, сейсмическими исследованиями, были выявлены участки с газовыми скоплениями на малых глубинах в четвертичных отложениях. Такие скопления, по данным сеймики, проявляются как «яркие пятна» на сейсмограммах [4, С. 162].

Скопления свободного газа, фиксируемые на сейсмоакустических записях и по материалам ВЧ МОГТ в виде аномалий типа «залежь», наблюдаются по целому ряду гипсометрических уровней. Они приурочены к определенным литолого-стратиграфическим комплексам, локализуясь в слоях наиболее пористых грунтов.

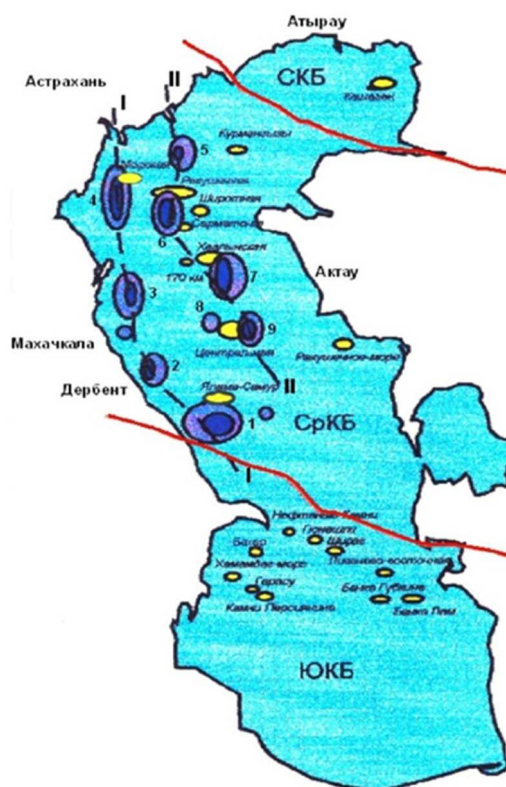
Анализ распределения скоплений газа в целом показывает, что верхняя часть нижнехазарского комплекса мощностью до 25–30 м. представляет собой основной газonosный горизонт, обуславливающий формирование ореолов газа в перекрывающих верхнехазарских отложениях. Этот горизонт подстилается мощной (порядка 40 м.) толщей уплотненных глинистых отложений, а ореолы его перекрываются глинистым горизонтом верхнехазарского комплекса, мощность которого составляет 13–15 м [4, С. 162].



Выявленные газовые аномалии свидетельствуют о тектонической активности недр и располагаются меридионально вдоль береговой линии в виде двух четкообразных рядов (рис. 3). Аномалии первого ряда по составу углеводородных газов (УВГ) относятся к метановому и метан-этановому типу с содержанием  $CH_4$  от 70 до 90 %. Аномалии второго ряда приурочены к локальным поднятиям Ракусшечное, Сарматское, Хвалынское, Центральная, Набрань-море и Ялама-Самур.

Наибольший фрагмент с точечным ураганным значением метана приурочен к локальному поднятию Набрань-море. Локальные незначительные аномалии отмечены на поднятии Ялама-Самур. Аномалии гомологов метана более локализованы и менее контрастны. По составу гомологов метана аномалии относятся к типу нефтегазовых.

Для определения генетических характеристик газовых аномалий, проводились исследования донных осадков на предмет содержания ОВ и изучение изотопного состава газа. Исследования показали, что аномалии, расположенные в прибрежной части Дагестана и в юго-восточной глубоководной зоне, сформированы в основном за счёт микробияльных газов и являются сингенетичными. Скопления других приведенных газовых аномалий являются эпигенетичными, что объясняется подтоком УВ из более древних отложений. Подтверждением вертикальной миграции флюидов из более обширных газоносных залежей вверх по разрезу, является вертикальная «телескопированность» в проявлении газовых скоплений, интерпретируемых на сейсмодиаграммах в виде «ярких пятен». Над нижними обширными по площади аномалиями нередко наблюдается серия более мелких аномалий.



**Рисунок 3** – Схема расположения газовых аномалий, выявленных газовой съемкой в Северном и Среднем Каспии

Наличие приповерхностных скоплений флюидов с АВПД на новых мало изученных площадях, на которых ведется проводка скважин на большие глубины, порой приводит к тяжелым последствиям. Скважины терпят аварии. Наиболее опасны «скопления» для морских сооружений – плавучих буровых установок (ПБУ), самоподъемных плавучих буровых установок (СПБУ), полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) и буровых судов (БС). Непредсказуемая встреча ПБУ с приповерхностными скоплениями с АВПД, может обернуться не только аварией, но с учетом специфики, переворачиванием и затоплением установки от внезапных мощных выбросов сверхсжатого газа под АВПД. Особенно чреваты последствия при малых глубинах моря, так как в этом случае технологически можно использовать только буровые установки с опорой на грунт, т.е. СПБУ.

Неожиданная встреча с приповерхностными скоплениями флюидов с АВПД скважинами, бурящимися с самоподъемных плавучих буровых установок, может вызвать осложнения при освоении новых площадей, привести к образованию грифонов, нанести вред окружающей среде [5, 6, С. 62].



Подобный случай неожиданной встречи с приповерхностными скоплениями флюидов с АВГД, закончившийся катастрофой СПБУ «60 лет Азербайджана», произошел при строительстве поисковой скважины на морской структуре Ракушечная-море Казахского сектора Каспийского моря. В процессе бурения в 1989 г. после спуска в скважину кондуктора на глубину 200 м. и его крепления, было продолжено бурение. На глубине ориентировочно 300 м. в скважине началось газопроявление. Борьба с осложнением путем утяжеления промывочной жидкости привела к разрыву вышележащих пород и образованию грифона под одной из опор. В результате размыва донных отложений и формирования воронки под одной из опор, платформа потеряла устойчивость и опрокинулась. Погибли два человека, СПБУ затонула. Сценарий катастрофы в Северном Каспии описан в книге М.А. Мирзоева «На шельфе Каспия».

Опыт освоения морских месторождений Каспия показывает, что приповерхностные скопления могут сформироваться и на стадии разработки месторождений с АВГД. Интенсивное разбуривание таких объектов и их освоение неизбежно ведет к образованию аварийных скважин и скважин с некачественно изолированными стволами. Эти скважины могут служить каналами вертикальной миграции. В результате будут формироваться техногенные приповерхностные скопления.

Мощные газонефтяные выбросы и грифоны из зон разрывов и песчаных пропластков отмечались при строительстве скважин на большинстве месторождений Южного Каспия. Сверхмощный газоводяной фонтан, произошедший при бурении скважины № 81 (площадь Бахар), где с глубины 500 м из четвертичных отложений ударил грандиозный фонтан воды с суточным дебитом до 250 тыс. м<sup>3</sup>, фонтанирование продолжалось с перерывами 28 суток. За это время скважина выбросила около 8 млн м<sup>3</sup> воды и 2 млн м<sup>3</sup> породы. В результате основание и буровое оборудование с вышкой затонули [6, С. 62].

Разрушительные проявления приповерхностных скоплений флюидов с АВГД значительно осложняют разведочные и эксплуатационные работы не только на морских площадях Каспийского моря (Хаммамдаг-море, Санги-Мугань, Гюнашли, Булла-море, Дуванный-море и др.), но и на сопредельных площадях суши.

На месторождении Карачаганак (Республика Казахстан) формирование техногенных приповерхностных скоплений флюидов с АВГД произошло в результате аварии на скв. № 427, (1987 г.). Работы, проведенные с нарушением технологических операций на аварийной скважине, привели к тому, что скважина перешла в открытый фонтан водогазовой смесью. Открытый фонтан укротили натаскиванием специального оборудования на устье скважины и начали ее глушение методом закачки воды и глинистого раствора, что привело к образованию грифона [7, 8, С. 233].

Как видно из сказанного, при наличии на малых глубинах приповерхностных скоплений флюидов с АВГД, борьба с водогазовыми проявлениями методом «глушения» скважин способствовала возрастанию аномального пластового давления и формированию множества трещин в слабых перекрывающих отложениях их разрыву и, как следствие, к грифонообразованию.

Исходя из изложенного, отметим, что:

- приповерхностные скопления флюидов с АВГД встречены на многих месторождениях мира и приурочены к геодинамически активным зонам;
- формирование приповерхностных скоплений флюидов с АВГД связано с природными факторами и деятельностью человека;
- приповерхностные проявления с АВГД представляют первостепенную проблему, нанося значительный ущерб поисково-разведочному и эксплуатационному бурению, особенно на морских площадях;
- неотложной задачей является разработка методов предварительного прогноза и предупреждения приповерхностных проявлений АВГД.

Таким образом, приповерхностные скопления флюидов с экстремальными АВГД представляют особенно грозную опасность потому, что с ними нельзя бороться чисто технологическими приемами и методами, поскольку скважина на малых глубинах проходки еще не способна таким маневром предотвратить выброс и тем более грифон. В этой связи хорошее знание литолого-стратиграфических особенностей разреза, его гидрогеологическая, гидродинамическая и гидрохимическая изученность, выявление пластово-барических закономерностей формирования приповерхностных АВГД, построение типовых моделей на основе газеодинамической теории АВГД и разработка на этой основе мероприятий предварительного и оперативного прогноза позволит избежать, либо минимизировать негативные последствия.

### Литература:

1. Дубинина Н. А. Перспективы развития проектов ОАО «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии. – Вестник АГТУ. – 2015. – № 1 (59). – С. 102–108.
2. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. – Л. : «Недра», 1971. – 168 с.
3. Приповерхностные проявления АВГД при разведке месторождений нефти и газа / К.А. Аникиев [и др.] // В кн. Методы прогнозирования АВГД и вопросы совершенствования технологии бурения скважин. Сб. науч. Тр. – Ленинград : Изд. ВНИГРИ, 1983. – С. 29–47.



4. Твердохлебова Л.Л. Методы прогнозирования, выявления, и предупреждения АВПД на малых глубинах нефтегазовых площадей Каспийского моря // Южно-Российский Вестник, № 7, Издательский дом «Астраханский университет», 2006. – С. 162–167.

5. Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. – М. : Недра, 1983. – 181 с.

6. Твердохлебов И.И., Омаров А.К., Халилов Э.Н. Методы выявления и предупреждения, приповерхностных водогазопроявлений и грифонообразования на площади Бахар // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 4. – С. 61–63.

7. Севостьянов О.М. Гидрогеологическая характеристика Карачаганакского месторождения // ВНИИГАЗ «Газпром» Сбор. НПО «Союзгазтехнология». – М., 1991.

8. Ларичев В.В., Попков В.И. Геоэкологические проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины // В кн. Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. НТЖ № 3. Сб. науч. тр. – Астрахань : Издат. Дом «Астраханский университет», 2005. – С. 228–236.

#### References:

1. Dubinina N.A. Prospects for the development of LUKOIL's projects in the Northern Caspian. – Bulletin of AGTU. – 2015. – № 1 (59). – P. 102–108.

2. Anikiev K.A. Forecast of ultrahigh formation pressures and improvement of deep drilling for oil and gas. – L. : Nedra, 1971. – 168 p.

3. Near-surface manifestations of WUPD in exploration of oil and gas fields / K.A. Anikiev [et al.] // In the book Methods of forecasting WUPD and issues of improvement of well drilling technology. Collection of Scientific Works. – Leningrad : Publishing House VNIGRI, 1983. – P. 29–47.

4. Tverdokhlebova L.L. Methods of prediction, detection and prevention of AHPA at shallow oil and gas areas of the Caspian Sea // South-Russian Bulletin, № 7, Publishing House «Astrakhan University», 2006. – P. 162–167.

5. Melik-Pashaev V.S., Khalimov E.M., Seregina V.N. Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields. – M. : Nedra, 1983. – 181 p.

6. Tverdokhlebov I.I., Omarov A.K., Khalilov E.N. Methods of revealing and prevention, near-surface water-gas-events and griffin formation on Bakhar area // Oil economy. – 1983. – № 4. – P. 61–63.

7. Sevostyanov O.M. Hydrogeological characteristics of the Karachaganak field // VNIIGAZ «Gazprom» Collection. NPO Soyuzgaztehnologiya. – M., 1991.

8. Larichev V.V., Popkov V.I. Geo-ecological problems of oil and gas-condensate fields development in the Caspian depression // in the book of South-Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy. STJ № 3. Collection of scientific works. – Astrakhan : Publishing House «Astrakhan University», 2005. – P. 228–236.



УДК 502.6

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### ENVIRONMENTAL AND TECHNOLOGICAL SAFETY CONCERNS IN OFFSHORE DEVELOPMENT

**Твердохлебова Юлия Ивановна**

ведущий специалист,  
Институт международного образования,  
Волгоградский государственный университет  
gidrolog@volsu.ru

**Твердохлебов Иван Иванович**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,  
доцент кафедры региональной и морской геологии,  
Институт географии, геологии, туризма и сервиса,  
Кубанский государственный университет  
ivivtv@mail.ru

**Доровский Александр Владимирович**

начальник отдела морских изысканий,  
ООО «ВолгоградНИИГипрозем»  
dorovsky\_1982@mail.ru

**Аннотация.** Рассматриваются проблемы связанные с техногенной нагрузкой на литосферу. Образующиеся при этом скопления флюидов способствуют возникновению аварийных ситуаций на морских основаниях.

**Ключевые слова:** Черное море, бурение скважин, грязевый вулканизм, техногенные скопления, нефтегазопроявления и грифонообразования.

**Tverdokhlebova Yulia Ivanovna**

Leading Specialist  
Institute of International Education Volgograd,  
Volgograd State University  
gidrolog@volsu.ru

**Tverdokhlebov Ivan Ivanovich**

Ph.D. in Geological and Mineral Sciences,  
Associate Professor,  
Assistant Professor of Regional and  
Marine Geology,  
Institute of Geography, Geology,  
Tourism and Service,  
Kuban State University  
ivivtv@mail.ru

**Dorovskiy Alexander Vladimirovich**

Head of The Department of  
Marine Research,  
Volgogradniigiprozem LLC  
dorovsky\_1982@mail.ru

**Annotation.** The problems associated with man-made load on the lithosphere are considered. The resulting clusters of fluids contribute to the occurrence of emergencies on marine grounds.

**Keywords:** Black Sea, drilling, environmental and technological loads, man-made clusters, oil and gas and griffin formation.

О сенью 2017 г. в Российском секторе Черного моря с плавучей полупогружной буровой установки (ППБУ) Scarabeo-9 начато бурение поисково-оценочной скважины «Мария-1» проектной глубиной 6126 м. Освоение нефтегазовых месторождений, особенно расположенных на акваториях, связаны с техногенной и экологической нагрузкой на литосферу и инженерно-геологические элементы окружающей среды.

Проблема охраны окружающей среды имеет жизненно важное значение в целях сохранения и поддержания в устойчивом равновесии экологической системы человек-природа. Одной из главных опасностей загрязнения водных бассейнов являются углеводороды.

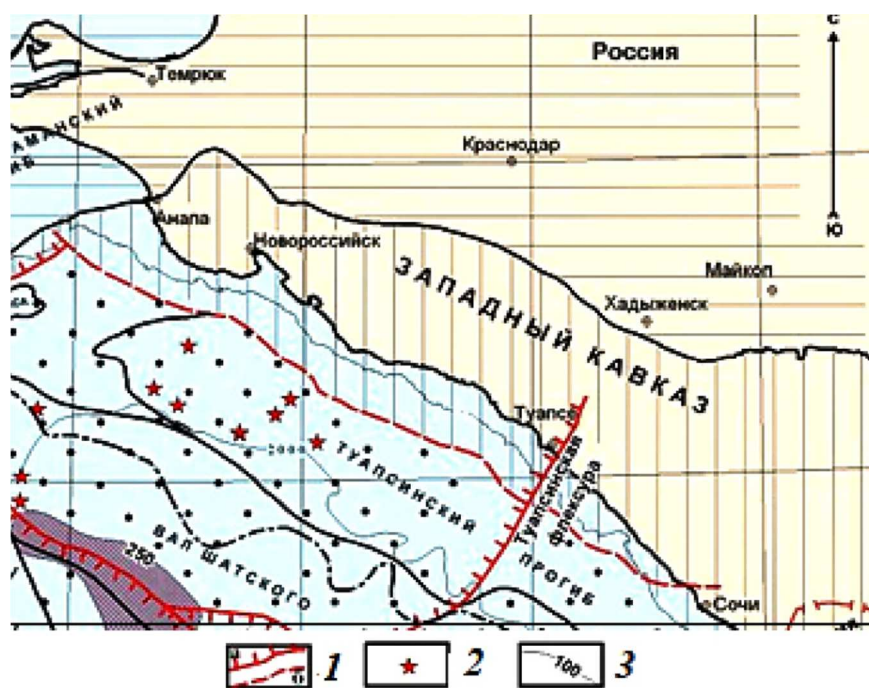
Успешное решение экологических проблем в период подготовки к освоению акватории Черного моря заключается в проработке информации об окружающей среде, факторах риска и технических средствах, планируемых для производства разведки и разработки нефтегазовых месторождений [1, с. 163]. ПАО «НК Роснефть» ведет поисково-оценочные исследования для выявления скоплений углеводородов в акватории Черного моря в районе Туапсинского прогиба и вала Шатского (рис.). По материалам [2, с. 12, 13] в 2004–2005 гг. в Туапсинском прогибе и на вале Шатского были обнаружены пробоотбором, в комплексе с данными многолучевого эхолота, около полутора десятков грязевых вулканов. На одном из грязевых вулканов Туапсинского прогиба подняты грязевулканическая брекчия и илы с включениями нефти.

Наличие грязевого вулканизма свидетельствует о геотектонической активности района исследований и создает определенные риски при освоении месторождений углеводородов. В этой связи необходимо провести тщательное изучение материалов, в том числе метеорологических условий наиболее важных при освоении морских нефтяных и газовых месторождений. Это обусловлено тем, что гидротехнические сооружения строятся и эксплуатируются в незащищенных акваториях, в тяжелых гидрометеорологических условиях. В экстремальных условиях окружающей среды эти сооружения должны «выстоять» и не разрушиться от стихийных воздействий, обеспечить надежность в рабо-





те на весь период эксплуатации месторождения (25–30 лет). Одной из нерешенных экологических проблем по техногенному воздействию на окружающую среду, являются межпластовые перетоки (флюидопроявления), которые транспортируют высокую энергию из зон высоких пластовых давлений в зоны низких давлений с формированием в разуплотненных породах техногенных скоплений, способствующих непредсказуемым нефтегазопроявлениям и грифонообразованиям.



**Рисунок** – Район лицензионных участков ПАО «НК Роснефть»  
 1 – разломы; 2 – грязевые вулканы; 3 – изобаты

Такие скопления флюидов с аномальными высокими давлениями (АВД) формируются в горизонтах, расположенных гипсометрически выше месторождений и включающих пористые линзы и зоны разуплотнений. Перетоки флюидов из глубоких богатых этажей – объектов современной разведки на нефть и газ осуществляются по тектоническим разрывным нарушениям и трещинам [3, с. 36].

Техногенные скопления могут сформироваться как на стадии поисков и разведки, так и на стадии разработки месторождений с АВД. Они представляют опасность еще и потому, что с ними нельзя бороться чисто технологическими приемами и методами, поскольку скважина на небольших глубинах проходки еще не способна технологическим маневром предотвратить выброс и тем более грифон. Особенно опасны такие встречи для морских мобильных объектов. Опасность связана с выбросами газа, его возгоранием, образованием грифонов под опорой платформы и, как следствие, огромный ущерб, связанный с гибелью дорогостоящей платформы [4, с. 165]. Крупная авария произошла у побережья Бразилии, когда установка P-36 стоимостью 500 млн американских долларов утонула вследствие взрыва газа и пожара на одной из поддерживающих колонн (Offshore, № 5, 2001)

Аварии, произошедшие на Каспийском море, описаны в книге М.А. Мирзоева «На шельфе Каспия». На ППБУ «Шельф-2» при бурении скважины на месторождении Шираг, во время спуска бурильного инструмента скважина неожиданно под большим давлением выбросила облако газа. Колонна бурильных труб поползла вверх и в какой-то момент была выброшена под кронблок буровой вышки. Деформировалась и сама стальная буровая вышка высотой 53 м. Положение усугубилось тем, что газ внезапно воспламенился, из скважины извергалось пламя высотой 50 м. Все вокруг гудело, металл накалился докрасна.

Было решено: «Немедленно эвакуировать экипаж!». На двух шлюпках, люди были высажены на поверхность моря и подобраны одним из кораблей серии «Нефтегаз», Внезапно фонтан газа прекратился и огонь погас. Однако появилась новая опасность: буквально под понтонами ППБУ появился грифон, который разросся до 35 метров в диаметре. Создалась угроза опрокидывания ППБУ. Благодаря прибывшим на вертолете специалистам-гидравликам, «Шельф-2» была спасена и отбуксирована на берег, где была поставлена на консервацию.

Аналогичная ситуация произошла с установкой СПБУ «Баки», расположенной на площади Банка Ливанова-Восточная в 90 км северо-западнее полуострова Челекен, где бурилась разведочная скважина № 18.





В процессе строительства скважины на глубину 630 м был спущен и зацементирован 508 мм кондуктор. При очередном наращивании бурильного инструмента скважина заработала водой с газом. Высота струи была в пределах 20–25 м. от стола ротора. Пришлось срочно снимать СПБУ с точки бурения. Во время буксировки буровой установки поднялся шторм. Создалась угроза затопления СПБУ. В таких условиях началась эвакуация обслуживающего персонала на находящийся рядом корабль. Вскоре навалившаяся волна накрыла СПБУ. Стальная громада накренилась и в следующий миг исчезла в бурлящем море.

Похожие аварии с формированием техногенных скоплений и грифонов отмечались и в процессе разработки месторождений с АВПД. Интенсивное разбуривание таких объектов и их освоение неизбежно ведет к образованию аварийных скважин и скважин с некачественно изолированными стволами. Эти скважины будут служить каналами для перетоков флюидов (вертикальная миграция), которые способствуют формированию техногенных скоплений с АВД.

На морском газоконденсатно-нефтяном месторождении Бахар, расположенном на юге Каспийского моря [5, с. 62] тектонические нарушения и стволы аварийных скважин сформировали каналы перетоков сжатой газовой смеси из продуктивных этажей в проницаемые пласты вышележащих свит. Наиболее интенсивно и массивно происходит вторжение флюидов на сводовой части структуры, сильно разбитой флюидопроводящими разрывами и трещинами, а также на ее южной переклинали, насыщаемой газовой жидкостью эксгаляциями грязевого вулкана. Формирующиеся приповерхностные флюидные скопления с экстремальными АВД спровоцировали в строящейся скв. № 81 на глубине 500 м сверхмощный фонтан воды (до 250 тыс. м<sup>3</sup>) с экстремальным АВД. Фонтанирование продолжалось с перерывами 28 суток. За это время скважина выбросила около 8 млн м<sup>3</sup> воды и 2 млн м<sup>3</sup> породы. В результате основание и буровое оборудование с вышкой затонули.

На площади банка Губкина в скважинах №1 и № 4 произошел выброс газовой смеси с последующим образованием грифонов.

Возникновения грифонов вызывает наиболее тяжелые последствия. На ликвидацию грифонов, возникающих в процессе бурения, опробования и эксплуатации скважин, затрачивают много времени и средств. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются потерей скважин. Кроме того, длительно действующие грифоны могут причинить значительный ущерб месторождению в целом, нарушить нормальную его разработку.

Для контроля формирования техногенных скоплений и грифонообразования следует производить уточнение геологического строения надпродуктивных отложений, что необходимо для обеспечения эффективности мероприятий по борьбе с техногенной загазованностью. Из опыта многолетних работ [6], проводимых на месторождениях, рекомендуются следующие методы исследований: это геолого-промысловые, гидрогеологические, промыслово-геофизические исследования, газогидрохимическое опробование скважин и родников, бурение новых скважин. Необходимо так же проводить биолокационную (БЛС) и газогеохимическую съемки. Биолокационная съемка дает общие предполагаемые контуры возможной техногенной загазованности, причем, как правило, в приповерхностном слое почвогрунтов. Сигнал, регистрируемый оператором БЛС от скоплений газа в приповерхностном слое пород, в несколько раз мощнее по сравнению с сигналом, характерным для заколонных перетоков газа в скважинах. Это затрудняет поиск переточных скважин методом БЛС в зонах скопления техногенного газа в приповерхностном слое почвогрунтов. Однако, учитывая быстроту и невысокую стоимость БЛС, проведение ее следует практиковать и в дальнейшем.

Результаты проведения газогеохимической съемки имеют преимущественно эколого-технологическое значение. Они показывают содержание метана и его гомологов в приземном воздухе и в двухметровом приповерхностном слое почвогрунтов. Важное значение имеет вывод о том, что выявленные аномальные концентрации углеводородных газов не представляют взрывной и экологической опасности.

Промыслово-геофизическим методам принадлежит главная роль в отнесении скважин к возможно переточным, определении нарушений обсадных колонн, интервалов скопления газа в цементном камне и за обсадной колонной, заколонных перетоках газа.

Гидрогеологические исследования в наблюдательных скважинах позволяют по подъему уровня грунтовых вод, вплоть до их самоизлива, зафиксировать раннюю стадию проникновения переточного газа в водоносные горизонты. По химическому составу воды можно определить из какого именно водоносного горизонта исходит развитие гидродинамической напряженности.

Следует добавить, что с учетом различия способа и условий формирования приповерхностных скоплений флюидов с АВД, среди которых выделяют: скопления, образующиеся в результате геотектонических процессов и скопления, образующиеся в результате техногенных процессов. Это предопределяет обоснование и разработку различных методов прогноза, выявления и обнаружения таких скоплений.

Для успешного безаварийного ведения работ поисково-разведочного бурения на новых площадях рекомендовано производство сейсмических исследований территории. Особо следует выделить исследования по прогнозу приповерхностных скоплений газогеохимическими методами, а именно газовую съемку.



Следует учитывать приуроченность скоплений флюидов к сводовым частям структур, где градиенты пластовых давлений максимальны и на которых развита сеть тектонических нарушений и трещин.

В бурящихся поисковых и разведочных скважинах для выявления приповерхностных скоплений флюидов необходимо предусмотреть газовый каротаж при вскрытии верхней части разреза, контроль за водоотдачей промывочной жидкости, постоянную регистрацию содержания газа, воды и температуры. Периодически регистрировать объемную скорость циркуляции промывочной жидкости. Особая роль отводится геофизическим исследованиям (НГК и термометрия) для выделения газонасыщенных горизонтов [4, с. 166].

Таким образом, обязательное применение перечисленных мероприятий, а также опыт освоения месторождений углеводородов Каспийского моря в условиях развития грязевого вулканизма, позволят на новых площадях своевременно выявить предполагаемые либо существующие проблемные скважины и принять соответствующие меры, что позволит избежать газоводопроявлений, аварий и грифонов при бурении скважин.

### Литература:

1. Анисимов Л.А., Чурсина М.Е. Проблемы экологической и технологической безопасности при освоении месторождений Северного Каспия. // В кн. Проблемы освоения Прикаспия и шельфа Каспийского моря. Сб. стат. ООО «Лукойл-Вогоград НИПИморнефть». – 2004. – С. 163–167.
2. Мейснер А.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Туапсинского прогиба и вала Шатского. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – М. : 2010. – 26 с.
3. Приповерхностные проявления АВПД при разведке месторождений нефти и газа / К.А. Аникиев [и др.] // В кн. Методы прогнозирования АВПД и вопросы совершенствования технологии бурения скважин. Сб. науч. Тр. – Ленинград : Изд. ВНИГРИ, 1983. – С. 29–47.
4. Твердохлебова Л.Л. Методы прогнозирования, выявления, и предупреждения АВПД на малых глубинах нефтегазовых площадей Каспийского моря // Южно-Российский Вестник, № 7, Издательский дом «Астраханский университет», 2006. – С. 162–167.
5. Твердохлебов И.И., Омаров А.К., Халилов Э.Н. Методы выявления и предупреждения приповерхностных водогазопроявлений и грифонообразований на площади Бахар // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 4. – С. 61–63.
6. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е., Багманова С.В. Методические и практические аспекты изучения газовых залежей переточного происхождения // В кн. Достижения, проблемы, перспективы. Сб. ст. – Оренбург : ИПК «Газпромпечат» ООО «Оренбурггазпромсервис», 2002. – 146 с.

### References:

1. Anisimov L.A., Chursina M.E. Problems of ecological and technological safety in the development of Northern Caspian deposits. // In the book: Problems of development of the Caspian Sea and the Caspian Sea shelf. Collection of Stat. LLC Lukoil-Vogograd NIPImorneft. – 2004. – P. 163–167.
2. Meisner A.L. Geological structure and prospects of oil and gas bearing capacity of the Tuapse trough and Shatskiy rampart. Abstract of thesis for the degree of candidate of geological-mineralogical sciences. – M. : 2010. – 26 p.
3. Subsurface manifestations of AVPD in the exploration of oil and gas fields / K.A. Anikiev [et al.] // In. Methods of forecasting AVPD and issues of improving the technology of drilling wells. Collection of Proc. Proc. – Leningrad : Publishing House VNIGRI, 1983. – P. 29–47.
4. Tverdokhlebova L.L. Methods of prediction, detection and prevention of AHPA at shallow oil and gas areas of the Caspian Sea // South-Russian Bulletin, № 7, Publishing House «Astrakhan University», 2006. – P. 162–167.
5. Tverdokhlebov I.I., Omarov A.K., Khalilov E.N. Methods of detection and prevention of near-surface water-gas occurrences and griffin formation on the Bakhar area // Oil Economy. – 1983. – № 4. – P. 61–63.
6. Sevastyanov O.M., Zakharova E.E., Bagmanova S.V. Methodological and practical aspects of studying of gas deposits of overflow origin // in V. Achievements, problems, prospects. Coll. of papers. – Orenburg : «Gasprompechat» Publishing House Orenburggazpromservice, 2002. – 146 с.



УДК 553.984

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТОВ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ  
ЧАПАЕВСКОГО УЧАСТКА С ПОЗИЦИЙ СЕЙСМОГРАВИМЕТРИИ  
(ВОСТОЧНО-КУБАНСКАЯ ВПАДИНА)**

**PROSPECTS FOR OIL AND GAS CARBONATES THE UPPER JURASSIC  
SECTION OF THE CHAPAEVSKY SITE FROM THE POSITIONS OF SEISMOGRAVIM-  
ETRY (EAST CUBANTRENCH)**

**Шкирман Наталья Петровна**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент  
кафедры геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
nshkirman2012@ya.ru

**Семендуев Михаил Михайлович**

кандидат геолого-минералогических наук,  
геофизик-консультант,  
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»

**Бабаринова Галина Борисовна**

Начальник партии обработки и  
интерпретации геофизической информации (ПОИГИ),  
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»

**Аннотация.** Данная статья содержит результаты прогнозирования нефтегазоносности карбонатного разреза верхней юры Чапаевского участка, расположенного в пределах Восточно-Кубанской впадины. Комплексный параметрический анализ данных сейсморазведки МОГТ-2D в сочетании с данными детальной гравиразведки позволили наметить несколько перспективных объектов в отложениях верхней юры. Предполагаемые газовые залежи могут содержаться в карбонатных породах-коллекторах рифогенного типа. Наличие аналогичных нефтегазосодержащих объектов на сопредельных площадях значительно повышает разведочный интерес к выделенным объектам.

**Ключевые слова:** Краснодарский край, Восточно-Кубанская впадина, Чапаевский участок, верхняя юра, карбонатные отложения, рифогенные объекты, залежи углеводородов.

**Shkirman Natalya Petrovna**

Candidate of Geological and  
Mineralogical Sciences, Associate Professor,  
Department of Geophysical Methods of  
Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
nshkirman2012@ya.ru

**Semenduev Mikhail Mikhailovich**

Candidate of Geological and  
Mineralogical Sciences,  
Geophysicist-Consultant,  
Krasnodarneftegeofizika OJSC

**Babarinova Galina Borisovna**

Head of the Party of Processing and  
Interpretation of Geophysical Information,  
OJSC Krasnodarneftegeofizika

**Annotation.** This article contains the results of the prediction of the oil and gas damage of the upper Jurassic of Chapayevsk, located within the East Cuban Basin. Comprehensive parametric analysis of the data of seismic survey MOTT-2D in combination with detailed gravel data allowed to map out several promising objects in the sediments of the upper jurassic. Suspected gas deposits may be contained in carbonate rock-collectors of the rifogenic type. The presence of similar UV-containing objects in adjacent areas significantly increases the exploration interest in the allocated objects.

**Keywords:** Krasnodar region, East Caucasus Basin, Chapayevsky site, upper jurassic, carbonate deposits, rifogen objects, hydrocarbon deposits.

Чапаевский лицензионный участок в административном отношении входит в состав Новокубанского, Лабинского и Курганинского районов Краснодарского края (рис.1).

Территория Чапаевского участка целиком расположена в пределах Восточно-Кубанской впадины (ВКВ). При этом южная половина участка отстоит от переходной зоны между ВКВ и Армавир-Невинномысским валом (АНВ) на 10–12 км к западу, в районе станицы Советской переходная (шовная) зона, претерпевает левосторонний сдвиг амплитудой 6–7 км и, таким образом, северная половина участка оказывается на восточном борту ВКВ.

Чапаевский участок недостаточно плотно изучен бурением и сейсмическими исследованиями МОГТ-2D. В тоже время территория Чапаевского участка полностью покрыта высокоточной гравиметрической съемкой масштаба 1:50 000. В геологическом строении Чапаевского ЛУ принимает участие мощная толща мезо-кайнозойских отложений.

Породы палеозойского возраста, слагающие складчатый фундамент, на Чапаевском участке не вскрыты. Вблизи восточной границы, на Родниковском участке скважиной 18 Южно-Советская палеозойские отложения вскрыты на глубине 4040 м. За пределами участка на севере эти отложения вскрыты на Александровской, Армавирской и Советской площадях. В литологическом В геологическом строении Чапаевского ЛУ принимает участие мощная толща мезо-кайнозойских отложений.



Породы палеозойского возраста, слагающие складчатый фундамент, на Чапаевском участке не вскрыты. Вблизи восточной границы, на Родниковском участке скважиной 18 Южно-Советская палеозойские отложения вскрыты на глубине 4040 м. За пределами участка на севере эти отложения вскрыты на Александровской, Армавирской и Советской площадях. В литологическом отношении палеозойский фундамент представлен плотными, тонкослоистыми, метаморфическими сланцами, пронизанными сетью тонких трещин, которые заполнены кальцитом.

Разрез юрских отложений представлен всеми тремя отделами. Наиболее полные разрезы отмечаются в западной части участка, которая погружена. Здесь присутствуют все стратиграфические подразделения юрской системы. В северо-восточном и восточном направлении происходит общее уменьшение мощностей юрских отложений с последовательным стратиграфическим срезанием и литологическим выклиниванием различных горизонтов юрской системы.

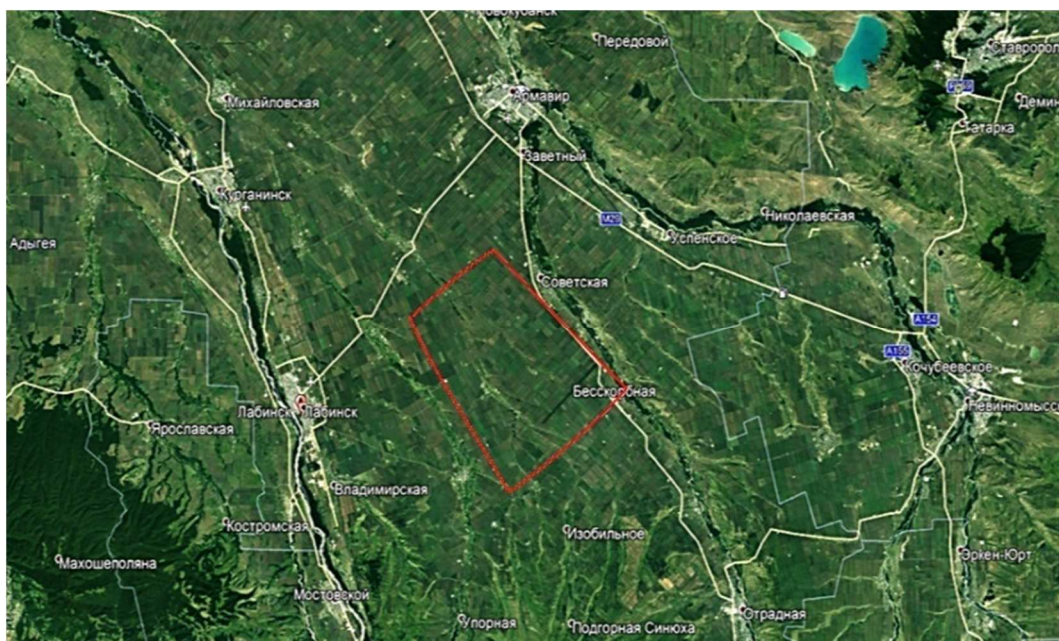



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

 – положение Чапаевского участка

Наиболее древними отложениями юрской системы, вскрытыми бурением в пределах северо-восточного борта ВКВ, являются отложения плинсбахы, которые представлены гравелитом, песчаником и алевролитом. Эти отложения несогласно залегают на палеозое.

Плинсбахские отложения несогласно перекрываются тоаром и ааленом, которые объединены в единый комплекс на основе литологического сходства и корреляции.

Верхняя часть комплекса представлена алевролитовыми породами туфогенного состава, чередующимися прослоями алевролитов. Мощность песчано-алевролитовых пород изменяется от 1–2 до 15–30 м, глинистые прослои составляют 1–3, реже 10–15 м.

Нижняя его часть сложена аргиллитами с подчиненными прослоями песчано-алевролитовых глинистых пород. Вскрытая мощность отложений составила 624 м.

В кровле отложений нижнего бата-байоса залегает пачка вулканогенно-терригенных пород, представленная переслаиванием туфо-песчаников, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Нижняя часть бат-байосских отложений представлена аргиллитами – плотными, известковистыми, песчано-глинистыми и редкими прослоями песчаника. Вскрытая мощность бат-байоса составила 362 м. В восточном направлении отмечается уменьшение мощности, вплоть до полного срезания этих отложений нижнемеловым комплексом пород.

Отложения *верхнего бата – нижнего и среднего келлова* (юбилейная свита), залегают на среднеюрских отложениях с признаками несогласия.

Песчано-глинистая толща юбилейной свиты имеет широкое распространение в ВКВ. Для юбилейной свиты характерно переслаивание пачек песчаников и алевролитов. В разрезе по литологическому признаку выделены и прослежены четыре песчаные пачки. Песчаники откладывались в прибрежной части бассейна в условиях мелководья, характеризуются неплохими коллекторскими свойствами, отдельные пласты содержат примесь вулканогенного материала. Разрез изменчив по площади за счет выклиниваний, раздутый и линзовидного залегания пластов, что создало условия для об-



разования литолого-стратиграфических ловушек. В плане области выклинивания песчаных горизонтов юбилейной свиты носят «заливообразный» характер.

Мощность свиты по данным бурения изменяется от 50 м на востоке участка до 350 м в его западной части. В восточном направлении происходит последовательное стратиграфическое срезание отложений юбилейной свиты трансгрессивными нижнемеловыми отложениями.

Отложения верхнего *келловея* – *оксфорда* – *нижнего кимериджа* вскрыты почти всеми пробуренными скважинами и представлены карбонатным комплексом пород.

По литологическим признакам и комплексу ГИС выделяются две пачки. Верхняя часть толщи представляет собой промежуточный переходный слой, между ангидритами сверху и известняками снизу. Ниже по разрезу развита единая в литологическом отношении толща карбонатных пород, которая прослеживается вдоль восточного борта ВКВ в субмеридиональном направлении. Здесь наблюдается увеличение мощности оксфорда, в пределах которых установлены рифогенные постройки. В кровле и подошве карбонатной толщи развиты микрозернистые мергели. Мощность отложений уменьшается с запада на восток от 250 м до полного стратиграфического срезания.

Галогенно-пестроцветный *кимеридж* – *титонический* комплекс подразделяется на три литологических подкомплекса. Нижний представлен сульфатно-галогеновыми образованиями, что подтверждается керном. Толща сложена светло-серыми пластами солей ангидрита с брекчиевидной текстурой, образованной многочисленными прожилками тонкозернистого карбоната, пропитанного битумом, гипсом. Средний – гипсо-ангидритовый, толща развита на северо-восточном борту ВКВ, обладает трещиноватостью, что позволяет рассматривать ее как потенциальный коллектор. Верхний подкомплекс представлен красноцветной свитой. По сопоставлению с площадями, где вскрыты эти отложения, установлено, что красноцветные образования представлены преимущественно глинистой фацией с редкими маломощными прослоями мелкозернистых песчаников и алевролитов.

В пределах Чапаевского участка отложения данного комплекса распространены повсеместно, кроме Южно-Советской площади, где они отсутствуют. Мощность отложений достигает 900 м на Хлебодаровской площади и уменьшается в восточном направлении (Южно-Советская) до полного выклинивания по типу срезания нижнемеловой трансгрессией.

При изучении перспектив нефтегазоносности Чапаевского участка участвовали в рассмотрении как данные детальной гравиразведки, так и данные и магнитометрии.

Учитывая, что гравиметрические съемки масштаба 1:50 000 (сечение карты изоаномал 0,5 мГл) относятся к поисковой стадии изучения территорий, они, наряду с данными сейсморазведки МОГТ-2D, могут быть успешно использованы при решении следующих геологических задач:

- выявление антиклинальных ловушек в сложных геологических условиях;
- выделение неантиклинальных ловушек, связанных с геометрией среды;
- выделение рифогенных и диапировых структур;
- горизонтальное расчленение сейсмо – стратиграфических комплексов;
- зональное прогнозирование коллекторов;
- предварительное выделение АТЗ.

Материалы магнитометрической съемки использовались для изучения блокового строения площади, выделения разрывных нарушений и уточнения их пространственного положения.

Было установлено, что в пределах Чапаевского участка фиксируется обстановка растяжения земной коры. Об этом свидетельствует региональная положительная аномалия наблюдаемого магнитного поля. Ось этой аномалии прослеживается по линии поднятие Бесскорбное – поднятие Новоалексеевское (по верхнемеловому структурному плану). Здесь проходит палеорифтовая зона, по которой Армави́ро-Невинномы́сский вал отделялся от Спокойненского выступа в раннем мезозое с формированием одной из ветвей Восточно-Кубанской впадины. Как известно, рифтовые зоны характеризуются растяжением земной коры и поступлением в верхние горизонты коры магматических тел основного состава, обогащенных железистыми минералами, что предопределяет формирование в этих зонах положительных магнитных аномалий.

В настоящее время считается установленной большая роль тектонических нарушений в генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа. Об этом свидетельствует большое количество литературных данных и материалы научных конференций.

Детальный анализ разломной тектоники Чапаевского участка проведен по данным гравитационного и магнитного полей (картам локальных аномалий). В качестве базового постулата использовалось положение о том, что продольные разломы располагаются согласно ходу изолиний геофизических полей, а поперечные разломы – поперек хода изолиний.

Продольные разломы в пределах Чапаевского участка имеют, в основном, северо-западную направленность и по данным гравитационного, и по данным магнитного полей, хотя пространственно они не совпадают. Расположение главных поперечных разломов совпадают по обоим методам. Всего выделяется 4 поперечных разлома, имеющих северо-восточное простирание, которые условно можно назвать: Чамлыкский, Советский, Южно-Советский и Вознесенский. Разломы примерно параллельны друг другу и отстоят друг от друга на одинаковое расстояние 6–7 км (рис. 2).





**Рисунок 2** – Схема тектонических зон, разломов и нефтегазоперспективных объектов Чапаевского участка по данным гравитационных и магнитных полей

В пределах лицензионного участка в гравитационном поле намечаются 2 зоны концентрации локальных максимумов силы тяжести Северо-Вознесенско-Чамлыкская (I) и Бесскорбенско-Новоалексеевская (II). Возможно, они являются отображением валлообразных зон в домеловых отложениях. Их границы проведены по зонам градиентов гравитационного поля, что принято считать признаком тектонических нарушений. В магнитном поле выделяется несколько широких зон горизонтальных градиентов. По своему расположению они часто не совпадают с зонами гравитационного поля, что, возможно связано с отражением в магнитном поле более древнего структурного плана.

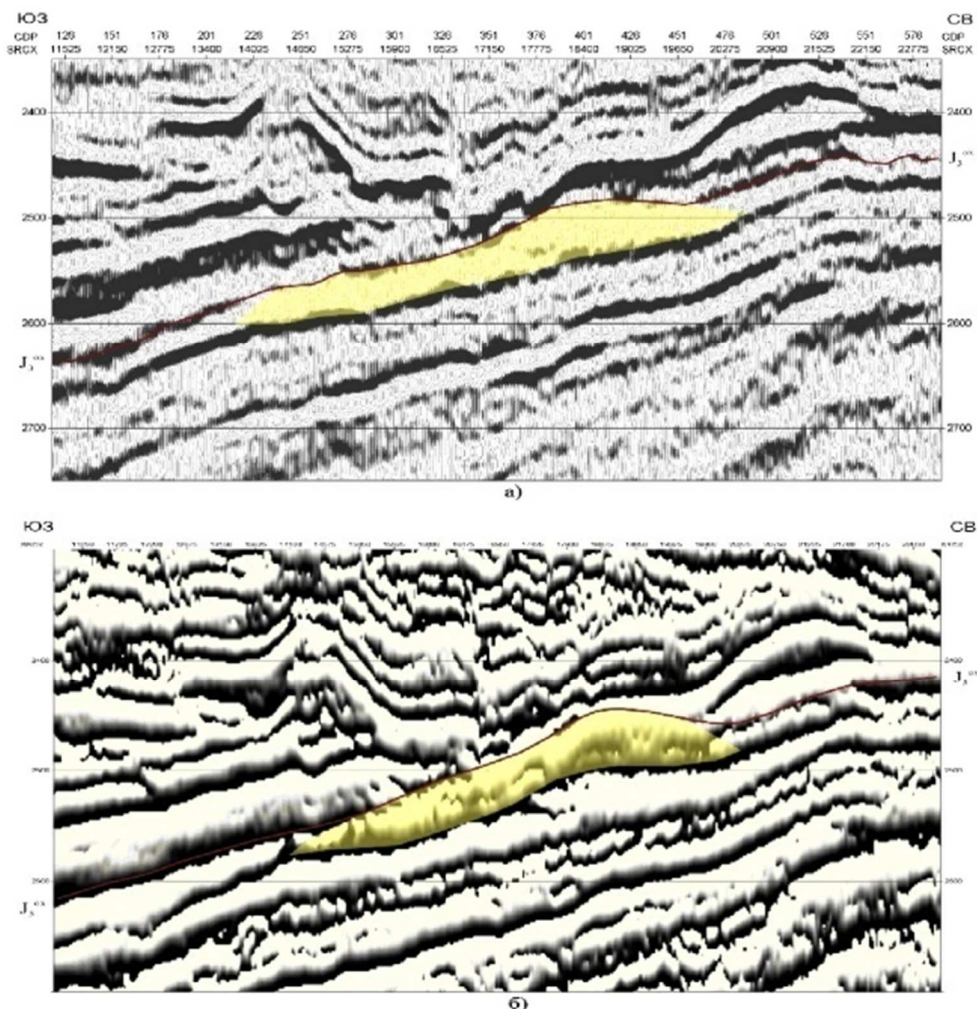
Для более полной характеристики разломной тектоники участка на описываемую схему нанесены также оси зон положительных и отрицательных магнитных аномалий, которые могут быть связаны с тектоническими нарушениями.

С целью более полного изучения геологического строения мезозойских комплексов и выделения в них нефтегазоперспективных структур был выполнен совместный анализ сейсмических и гравиметрических материалов. Такой анализ проводился и в профильном варианте путём сопоставления гравиметрических данных с временными разрезами 098507, 098405, 098904, 098217, 098113 и 098413 и в площадном варианте путём сопоставления структурных карт по сейсмическим горизонтам с картами локальных аномалий силы тяжести в масштабе 1:100 000.

Как было отмечено выше, в пределах Чапаевского участка выделено две зоны концентрации локальных максимумов силы тяжести (рис. 2). Первая из них, Северо-Вознесенско-Чамлыкская зона (I) расположена на продолжении Спокойненского выступа фундамента. Поэтому выделенные здесь



максимумы силы тяжести, вполне возможно, отражают поднятие фундамента. В то же время обращает на себя внимание, что большинство предполагаемых рифогенных тел, намеченных по данным сейсморазведки, расположены или вблизи этой зоны, или непосредственно совпадают с отдельными максимумами силы тяжести (№ 1, № 2, № 3, № 4) (рис. 3). В связи с этим, можно высказать предположение, что Северо-Вознесенско-Чамлыкская зона – это древняя островная гряда, вблизи которой возникали благоприятные условия для развития береговых рифов.



**Рисунок 3** – Аномалия сейсмозаписи в карбонатной толще оксфорда. Фрагменты временного разреза (а) и разреза мгновенных фаз (б) по профилю 098113

Таким образом, Северо-Вознесенско-Чамлыкская валообразная зона может представлять интерес при дальнейших работах как для поисков в её пределах органогенных построек в отложениях оксфорда, так и для выделения ловушек других генетических типов в домеловых отложениях.

Бесскорбненско-Новоалексеевская валообразная зона (II) включает в себя пять локальных максимумов силы тяжести. Максимум № 5, возможно, тоже связан с рифогенным телом. Об этом свидетельствуют результаты бурения в скважине Восточно-Чамлыкская 3. Максимумы № 6 и № 7, согласно данным временных разрезов 098413 и 098113 соответственно, по-видимому, связаны с поднятиями в домеловых отложениях. Максимум № 8 идентифицируется с известным Южно-Советским поднятием, а максимум № 9 отражает скорее всего северную периферию Бесскорбненского поднятия.

Для более детального изучения геологического строения домеловых отложений, выделения новых нефтегазоперспективных объектов в пределах Чапаевского участка и определения их геологической природы считаем целесообразным запланировать в будущем переобработку гравитационного поля для выполнения следующих задач:

- 1) расчета локальных аномалий силы тяжести по более детальной сетке для получения карт аномалий масштаба 1:50 000;
- 2) получения вертикальных разрезов гравитационного поля и глубинной привязки выделенных максимумов силы тяжести на основе опробования на Чапаевском участке технологии трёхмерного моделирования; последнее в сопоставлении с временными разрезами ОГТ намного увеличит разрешающую способность геофизических материалов.





На настоящем этапе по данным глубокого бурения в границах Чапаевского лицензионного участка выделено три основные литолого-фациальные зоны, диагностируемые на временных разрезах МОГТ-2D по изменению рисунка сейсмозаписи и толщин карбонатного комплекса: зона прибрежного осадконакопления, зона развития рифогенных построек и зона относительно глубоководных карбонатных осадков.

*Мелководно-прибрежные* карбонатные образования мощностью, не превышающей 100 м, вскрыты скважинами на Южно-Советской, Чапаевской, Восточно-Чапаевской, Северо-Вознесенской и Восточно-Чамлыкской (скв. 2, 7, 4) площадях.

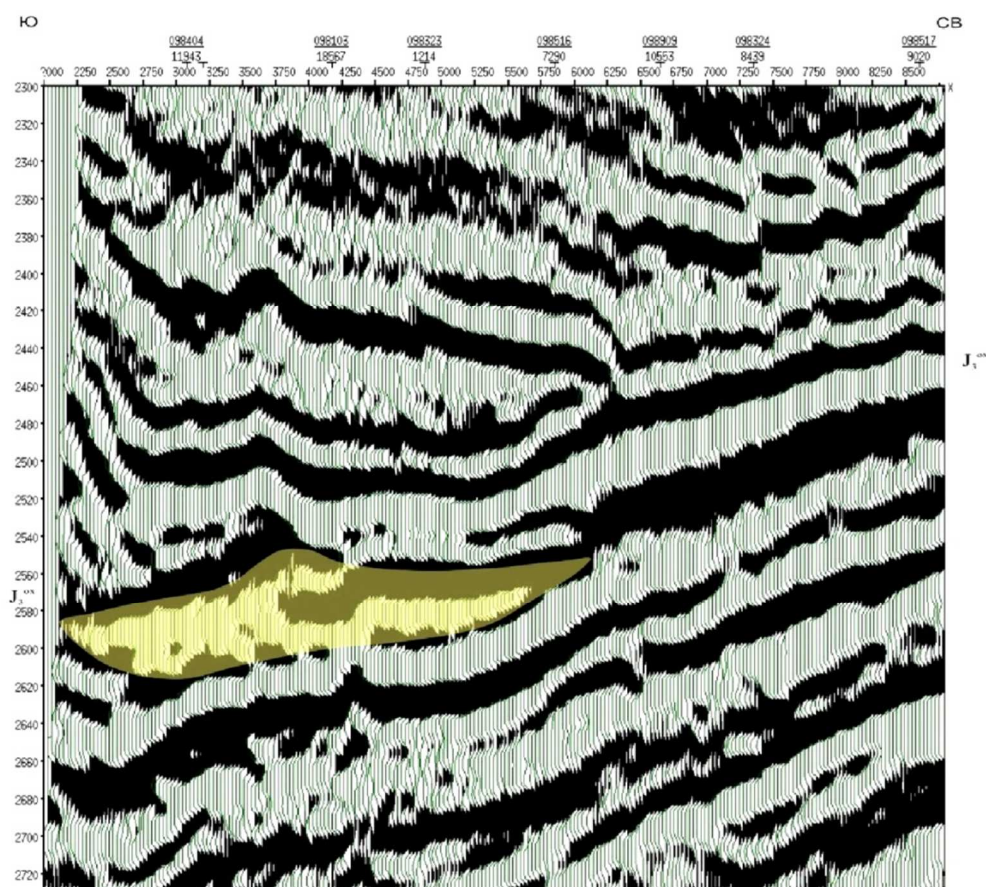
Зона развития *рифогенных* литофаций оксфорда, выделенных по характерной литологии в скважинах Западно-Чапаевская 1, Рыбасовская 1, Восточно-Чамлыкская 3 и 5, Восточно-Хлебодаровская 2, Константиновская, отличается повышенными значениями толщин карбонатного комплекса (от 170–180 м до 200–220 м).

Исследованиями прошлых лет были прослежены зоны аномальной сейсмозаписи, которые ориентированы параллельно северо-восточному борту ВКВ и отождествляются с полосой развития береговых рифов. В палеогеографическом плане предполагаемая полоса береговых рифов разграничивает участки мелководного (прибрежного) и относительно глубоководного карбонатонакопления.

В полосе предполагаемого развития рифов в средней части оксфорда по данным бурения и МОГТ-2D выделены локальные органогенные тела, образующие ловушки структурно-литологического типа. Критерии диагностики рифогенных тел по данным МОГТ-2D были разработаны Пустыльниковым Л.М. на примере Константиновской площади. Здесь по анализу картины волнового поля в интервале залегания известняков оксфорда была выявлена локальная органогенная постройка, подтвержденная последующим бурением. Основными сейсмическими критериями выделения Константиновской постройки являлись: хаотичный рисунок сейсмозаписи с отсутствием регулярных осей, локальное увеличение временной мощности оксфордских отложений и наличие структур облекания в вышележащих пластах.

По методике, разработанной для Константиновской площади, выявлены Восточно-Хлебодаровская и Западно-Чапаевская органогенные постройки, к которым приурочены перспективные объекты структурно-литологического типа.

*Восточно-Хлебодаровский объект* выделен по характерной волновой картине и увеличенной временной мощности в интервале залегания известняков оксфорда (рис. 4).



**Рисунок 4** – Хлебодаровская органогенная постройка, расположенная в зоне глубоководного осадконакопления. Фрагмент временного разреза по профилю 098507

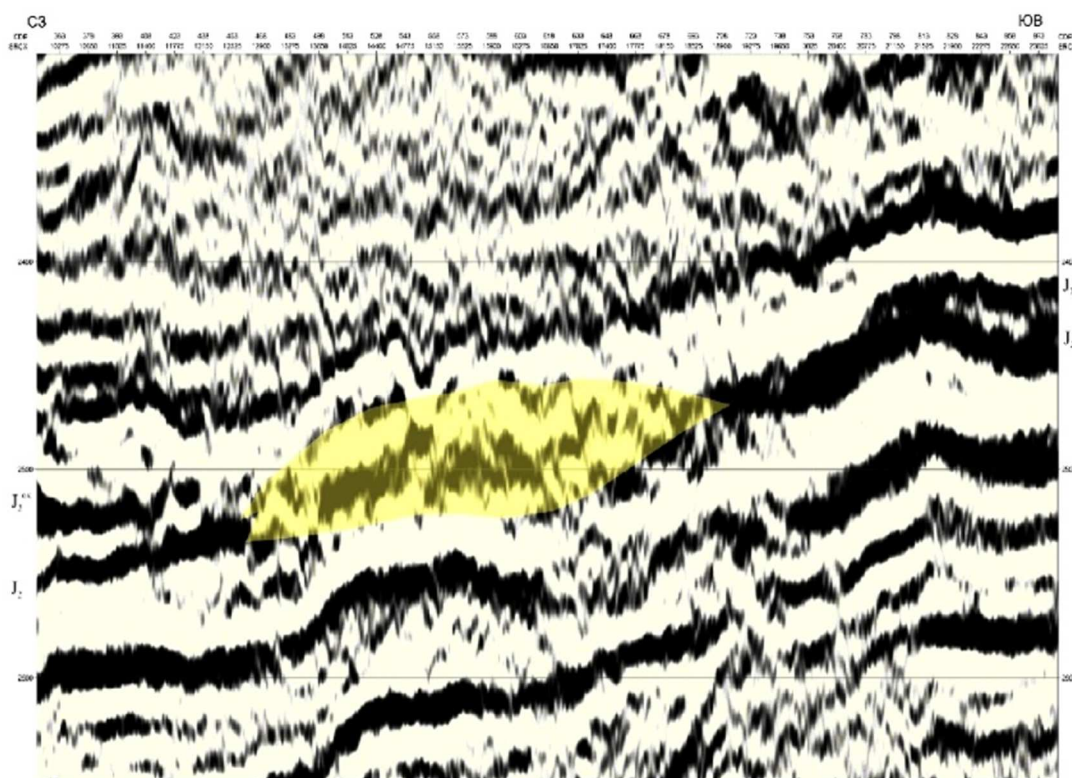


Карбонатная толща оксфорда вскрыта скважиной Восточно-Хлебодаровская 2, пробуренной в 1991 году в условиях увеличенной мощности (171 м). Собственно рифовые отложения имеют мощность 84 м и приурочены к средней части разреза. Значения пористости пород изменяются от 1–2 % до 13–15 %. В результате испытания пластов в интервале залегания рифогенной пачки получен приток слабогазированной воды дебитом 364 м<sup>3</sup> / сут, минерализацией 1380,34 мг-экв / л.

Результаты испытания, а также данные лабораторных анализов кернового материала косвенно указывают на близость зоны газо-водяного контакта и на возможность существования залежи выше по восстанию пластов.

Учитывая данные бурения скважины Восточно-Хлебодаровская 2, предполагается, что выявленный объект попадает на окраинную часть рифового массива. Предполагаемые размеры Восточно-Хлебодаровской постройки при уточнении ее морфологии и местоположения оцениваются в 7,0 x 3,5 км.

*Западно-Чапаевский объект* приурочен к органогенной постройке в зоне предполагаемого развития береговых рифов. Критерий выделения объекта – характерный рисунок сейсмозаписи и увеличенная временная мощность в интервале залегания известняков оксфорда (рис. 5).



**Рисунок 5** – Западно-Чапаевская органогенная постройка в зоне развития береговых рифов. Фрагмент временного разреза по профилю 098519

В непосредственной близости от Западно-Чапаевского органогенного тела в 1991 г. пробурена параметрическая скважина Западно-Чапаевская 1, вскрывшая комплекс рифогенных осадков общей мощностью 196 м. Литофациальные особенности кернового материала рифогенной пачки (преобладание осадков склона и внутририфовых лагун) позволяют предположить расположение скважины в склоновой части рифового массива.

Рифогенные отложения оксфорда опробовались в процессе бурения в интервале мощностью 58 м, приток полученной при этом воды составил 68,9 м<sup>3</sup> / сут. Результаты испытания нельзя трактовать однозначно, так как при совместном опробовании проницаемых и уплотненных пластов, наиболее проницаемая часть рифогенной пачки осталась не опробованной.

При перфорации проницаемого пласта в надрифовом комплексе осадков притока флюида из пласта не получено, однако после солянокислой обработки на устье выходил газ (факел 15–20 см).

Данные бурения скважины Западно-Чапаевская 1 повышают перспективы и достоверность выделения Западно-Чапаевского объекта, однако его размеры нуждаются в уточнении. Возможные максимальные размеры Западно-Чапаевского массива оцениваются в 6,5 x 2,5 км.

На северо-западном продолжении полосы развития береговых рифов заслуживает внимания также участок расположения скважины Восточно-Чамлыкская 3. Скважина вскрыла карбонатную толщу верхней юры в условиях увеличенной мощности – 170 м. При испытании известняков оксфорда притока флюида не получено. Учитывая наличие в разрезе карбонатной толщи проницаемых пород,



давших в соседних скважинах притоки воды, результаты испытания оцениваются неоднозначно. Поднятые в керне породы литологически представлены фациями периферии рифовых построек и межрифовыми отложениями. Этот факт позволяет предполагать наличие на этом участке Восточно-Чамлыкской органогенной постройки, оконтуривание которой возможно только после проведения дополнительных исследований. Благоприятным фактором возможного существования карбонатного тела является наличие гравиметрического максимума (рис. 2).

На погружении северо-восточного борта и в осевой части впадины развиты *относительно глубоководные литофации* карбонатного комплекса, в которых могут быть развиты одиночные органогенные постройки типа пинаклов.

Работами прошлых лет в глубоководной зоне оконтурена *Хлебодаровская* органогенная постройка, на периферии которой пробурена скважина Хлебодаровская 2 с признаками нефтеносности по результатам испытаний. В целом выделение подобного рода объектов является очень сложной задачей в связи с незначительными мощностями карбонатного комплекса и недостаточной разрешенностью сейсмической записи.

Перспективы Чапаевского участка по карбонатному комплексу верхней юры представляются следующими:

1. Наиболее благоприятным участком для обнаружения новых объектов рифогенного типа является зона аномальной сейсмозаписи с увеличенными мощностями карбонатной юры, отождествляемая с полосой развития береговых рифов – *Восточно-Хлебодаровская* и *Западно-Чапаевская* рифогенные ловушки. Эти объекты представляют основной разведочный интерес. Анализ материалов бурения скважин Восточно-Хлебодаровская-1 и Западно-Чапаевская-1, пробуренных в непосредственной близости от объектов, приводит к выводу о необходимости дополнительных исследований с целью уточнения местоположения ядер вскрытых скважинами рифовых массивов. Благоприятным признаком возможной продуктивности *Восточно-Хлебодаровской* и *Западно-Чапаевской* ловушек являются данные испытания скважин, а также результаты обработки комплекса ГИС и лабораторных анализов керна, которые отмечают наличие следов УВ.

2. Комплексный анализ материалов бурения, сейсморазведки и грави-магнитометрии позволяет высказать предположение о наличии структурно-литологических ловушек рифогенного генезиса на северо-западном продолжении зоны повышенных мощностей известняков оксфорда.

По мнению авторов, при выполнении дополнительной переобработки и переинтерпретации временных разрезов МОГТ-2D, возможно оконтуривание *Восточно-Чамлыкской* органогенной постройки, периферия которой вскрыта скважиной № 3.





УДК 553.98.061

## КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА, ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, ПРИУРОЧЕННЫХ К НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫМ ЛОВУШКАМ

### CRITERIA FOR FORECASTING, IDENTIFYING AND SEARCHING FOR OIL AND GAS ACCUMULATIONS ASSOCIATED WITH NON-ANTICLINE TRAPS

**Шустер Владимир Львович**

доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН  
tshuster@mail.ru

**Аннотация.** В статье обоснованы критерии прогноза зон, благоприятных для формирования сложно построенных резервуаров, и критерии выявления неантиклинальных ловушек в перспективных в нефтегазоносном отношении локальных объектах осадочных бассейнов.

**Ключевые слова:** критерии прогноза, выявление ловушек, залежи нефти и газа, неантиклинальные ловушки

**Shuster Vladimir Lvovich**

Sc.D, Chief Researcher,  
Institute of Oil and Gas Problems of  
the Russian Academy of Sciences  
tshuster@mail.ru

**Annotation.** The article substantiates the criteria for forecasting zones favorable for the formation of complex reservoirs and the criteria for identifying non-anticline traps in local objects of sedimentary basins that are promising in terms of oil and gas content.

**Keywords:** forecast criteria, detection of traps, oil and gas deposits, non-anticline traps.

**З**начительное число открытых в последние годы скоплений нефти и газа выявлено в неантиклинальных ловушках. Нарастает объем добычи и запасов углеводородов, приуроченным к сложно построенным резервуарам, в том числе, и к ловушкам комбинированного типа. Оценки ресурсов УВ, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа, по мнению ряда ученых, соизмеримы с оценкой ресурсов УВ в антиклинальных ловушках. Так, по мнению американских исследователей [1] остаточные ресурсы УВ (на 2000-й год) в антиклинальных ловушках составляют 43 % (от мировых), в комбинированных ловушках – 35 %, в стратиграфических – 12 % и в ловушках «нового типа», неизвестных (unknown) – 10 %.

К «неизвестным» ловушкам, по-видимому, относятся ловушки, к которым приурочены залежи нефти и газа в сланцевых формациях (в том числе, баженинты, доманикиты и др.), в образованиях фундамента и приуроченных к выступам пород различного генезиса.

Широкому развороту поисков-разведочных работ и освоению ресурсов УВ в неантиклинальных ловушках, в том числе, комбинированного типа, препятствует как их сложное строение, так и отсутствие регламентирующих документов – положений по прогнозу и выявлению неантиклинальных ловушек. Для создания такого регламента необходимо обосновать целый ряд положений, таких как создание унифицированной классификации неантиклинальных ловушек, видов работ и исследований, рационального комплекса исследований и др.

Одним из важных направлений научно-методических основ является так же и обоснование критериев прогноза и выявления неантиклинальных ловушек.

Прогноз и последующее выявление неантиклинальных ловушек происходит последовательно от регионального этапа геологоразведочных работ (ГРП) к поисковому этапу, а затем и к разведочному, по мере накопления фактического материала, получаемого на каждом этапе ГРП [2].

На региональном этапе ГРП возможно выявление зон и участков, благоприятных для формирования неантиклинальных ловушек. Критериями «благоприятности» на региональном этапе являются региональные пласты-коллекторы и региональные флюидоупоры, зоны стратиграфического несогласия и разломов, зоны регионального замещения и выклинивания пластов – коллекторов.

На поисковом этапе, при разбуривании перспективных объектов и при наличии площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, 3Д возможно выявление неантиклинальных ловушек. Критерии выявления – это пласты-коллекторы, выявленные в разрезе, перекрытые флюидоупорами, стратиграфические несогласия, разрывные нарушения, участки (зоны) выклинивания проницаемых толщ или их фациального замещения на плохо проницаемые отложения.

В зависимости от характера экранирования определяется тип ловушки.

При формировании неантиклинальной ловушки обычно участвуют факторы, влияющие на характер экранирования ловушки и факторы, определяющие формирование проницаемой части неантиклинальной ловушки. То есть, на формирование влияют два и более геологических факторов. Большинство ловушек комбинированного типа.



На разведочном этапе, с учетом различных видов исследований, палеореконструкций разреза, уточнение литофациального состава и других осуществляется уточнение типа ловушки и соответственно методики поисково-разведочных работ и разработки залежи нефти (газа) [3].

Исходя из предлагаемых критериев прогноза, выявления и поисков залежей УВ в неантиклинальных ловушках, необходимо усовершенствовать технологии и технические средства, направленные на повышение эффективности работ.

### **Заключение**

Предлагаемые критерии прогноза и выявления неантиклинальных ловушек являются универсальными. Для каждого региона, в зависимости от особенностей геологического строения, будут выявлены важнейшие специфические дополнительные критерии и методы работ и виды исследований.

В конечном итоге, создание методического руководства по прогнозу, выявлению и поискам скоплений УВ в неантиклинальных ловушках позволит повысить эффективность ГРП на нефть и газ в неантиклинальных ловушках

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9.

### **Литература:**

1. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery. – Article #60054. – 2018. – 67 p. – URL : [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html)
2. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. – 2020. – № 1. – С. 29–35. – DOI : <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>.
3. Шустер В.Л. Прогноз и поиски нефтегазовых скоплений в неантиклинальных ловушках – важный элемент новой стратегии развития нефтегазовой геологии: Материалы международной научно-практической конференции в рамках Татарстанского нефтегазохимического Форума-2020 посвященного 100-летию ТАССР. – Казань : издательство «Ихлас», 2020. – С.32–35.

### **References:**

1. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery. – Article #60054. – 2018. – 67 p. – URL : [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html)
2. Schuster V.L., Dzyublo A.D., Shnip O.A. Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia // Georesources. – 2020. – № 1. – P. 29–35. – DOI : <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>.
3. Schuster V.L. Forecast and Search of Oil and Gas Accumulations in Non-Anticlineal Traps – an important element of the new strategy of oil and gas geology: Proceedings of the International Scientific Conference under the Tatarstan Oil and Gas Forum-2020 dedicated to the 100-th anniversary of the TASSR. – Kazan : publishing house Ikhlas, 2020. – P.32–35.



УДК 553.98.061

## ВИДЫ РАБОТ И ИССЛЕДОВАНИЙ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УВ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ

### TYPES OF WORK AND RESEARCH, REQUIRED TO IDENTIFY AND SEARCH FOR HC ACCUMULATIONS IN NONANTICLINAL TRAPS

**Шустер Владимир Львович**

доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН  
tshuster@mail.ru

**Shuster Vladimir Lvovich**

Sc.D, Chief Researcher,  
Institute of Oil and Gas Problems of  
the Russian Academy of Sciences  
tshuster@mail.ru

**Аннотация.** В статье критически проанализированы, дополнены и систематизированы виды работ и исследований, необходимые для прогноза, выявления и поиска нефтегазовых скоплений, приуроченных к неантиклинальным ловушкам.

**Annotation.** The article critically analyzes, supplements, and systematizes the types of work and research necessary for forecasting, identifying, and searching for oil and gas accumulations associated with non-anticlinal traps.

**Ключевые слова:** залежь нефти и газа, неантиклинальная ловушка, виды работ и исследований, этап ГРП.

**Keywords:** oil and gas deposit, non-anticline trap, types of work and research, exploration stage.

Несмотря на значительно возросшее в последние годы количество открытых залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках, выросшие объемы запасов и добычи УВ, процесс освоения ресурсов по этому направлению развивается недостаточно энергично.

В значительной степени это связано с отсутствием разработанного регламентного документа по прогнозу, выявлению и поиску скоплений углеводородов в неантиклинальных ловушках различного типа.

Разработанное ранее (1983 г.) положение об этапах и стадиях ГРП [1] – эффективное для залежей нефти и газа в антиклинальных ловушках – оказалось малоэффективным для поиска скоплений УВ в неантиклинальных ловушках. Для создания подобного регламентного документа необходимо, в первую очередь, создать на современном уровне научных исследований и практических результатов, схему видов работ и исследований для решения задачи прогноза, выявления и поиска скоплений УВ в неантиклинальных ловушках последовательно на всех этапах ГРП.

Исходя из фактических материалов и возможности их исследовать, на каждом этапе ГРП решаются соответствующие задачи.

На региональном этапе ГРП решается первая часть общей задачи: выявление в осадочных бассейнах зон и участков, с благоприятными геологическими условиями для формирования неантиклинальных ловушек. Задача формулируется, исходя из получаемого на региональном этапе фактического материала. На региональном этапе проводятся региональные геофизические работы, в том числе: сейсморазведочные ГСЗ, КМПВ, региональные профили МОГТ; грави-, магнито- и электроразведка, аэро- и космосъемка. Кроме того бурение параметрических и структурных (в ряде случаев, опережающих поисковых) скважин. Используются результаты опорных скважин.

В соответствии с полученными фактическими материалами проводятся следующие виды исследований: бассейновый и сейсмогеологический анализы; палеорекострукции разреза, анализ литолого-фациального состава коллекторских толщ, и границ их распространения. А также геохимические и гидрогеологические исследования. По результатам регионального этапа проводится выявление и оконтуривание зон с благоприятными геологическими условиями для формирования неантиклинальных ловушек.

На поисковом этапе ГРП ставится задача выявления и поиска залежей УВ в неантиклинальной ловушке.

На локальном перспективном объекте в перспективной зоне проводится бурение поисковых скважин, в которых осуществляются ГИС, отбирается керн, проводятся площадные работы МОГТ 2Д, 3Д и ВСП.

Полученный фактический геолого-геофизический материал позволяет провести детальную корреляцию разрезов скважин, палеорекострукции выделенной в разрезе перспективной литолого-стратиграфической толщи коллекторов. Сейсмогеологический и бассейновый анализ, с учетом фактических данных по изучаемой ловушке. Специальные методы изучения керна, геохимические и гидрогеологические исследования.



Комплексный анализ всех результатов исследований проводится с использованием современных геолого-математических методов исследования и программных продуктов.

По результатам исследований поискового этапа осуществляется выявление неантиклинальной ловушки, определяется её тип, генезис и морфология.

На разведочном этапе уточняется строение и границы неантиклинальной ловушки, проводится оценка ФЕС пород – коллекторов.

Виды работ включают бурение разведочных скважин, расширенный специальный комплекс ГИС, изучение керна специальными методами, новые методы сейсморазведки МОГТ 3Д, 2Д (рассеянные волны).

Виды исследований включают детальную корреляцию разрезов скважин и увязку материалов ГИС с данными сейсморазведки и результатами анализа керна. Анализ керна электронными методами, специальные методы интерпретации материалов сейсморазведки (анализ энергии рассеянных волн). Исследование характера трещиноватости коллекторов.

По результатам исследований на разведочном этапе уточняется тип ловушки, её генезис и морфология, ФЕС коллекторов.

### **Заключение**

В результате проведенных исследований разработана дополненная, систематизированная и усовершенствованная схема видов работ и исследований, необходимых для прогноза, выявления и поиска скоплений УВ в неантиклинальных ловушках.

В каждом регионе, в зависимости от геологических условий, виды работ и исследований могут уточняться.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9.

### **Литература:**

1. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. – М. :ВНИГНИ, 1983. – 16 с.
2. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложнокранированного типа [в 2-х частях] / А.Г. Алексин [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1992. – 227 с.
3. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А.А. Гусейнов [и др.]. – М. : Недра, 1988. – 213 с.

### **References:**

1. Regulations on Stages and Stages of Geological Exploration for Oil and Gas. – M. :VNIGNI, 1983. – 16 p.
2. Methods of searching for oil and gas deposits in traps of complex screen type [in 2 parts] / A.G. Alexin [et al.]. – M. : VNIIOENG, 1992. – 227 p.
3. The Methods of forecasting and searching of lithological, stratigraphic and combined lo- ves of oil and gas / A.A. Guseinov [et al.]. – M. : Nedra, 1988. – 213 p.

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**\*\*\*\*\***

**DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS**







УДК 622.279

## ПРИМЕНЕНИЕ ХВОСТОВИКА ДЛЯ ВЫНОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ С ЗАБОЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

### APPLICATION OF THE SHANK FOR REMOVAL OF RESERVOIR WATER FROM THE BOTTOM OF OIL WELLS

**Алиметов Шамиль Агаметович**

инженер-технолог «Когалымнефтегаз»,  
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»  
felix8047@mail.ru

**Alimentov Shamil Agametovich**

Process engineer,  
TPP «Kogalymneftegaz»,  
«LUKOIL – Western Siberia» LLC  
felix8047@mail.ru

**Аннотация.** Накопление пластовой воды и механических примесей на забое, обусловленное снижением дебита добывающих скважин, приводит к ряду отрицательных последствий: увеличению плотности смеси в стволе и снижению депрессии на пласт, повышению темпов коррозионного износа обсадной колонны. Для обеспечения условий выноса пластовой воды и механических примесей из ствола скважин перспективным является использование хвостовиков в интервале ниже приема погружного насоса. В работе исследуется влияние эксплуатационных параметров на формирование поля давления в стволе скважин, оборудованных хвостовиком.

**Annotation.** The accumulation of reservoir water and mechanical impurities at the bottom, due to a decrease in the production rate of production wells, leads to a number of negative consequences: an increase in the density of the mixture in the trunk and a decrease in depression on the formation, an increase in the rate of corrosion wear of the casing. To ensure the conditions for the removal of reservoir water and mechanical impurities from the wellbore, it is promising to use shanks in the interval below the reception of the submersible pump. The paper examines the influence of operational parameters on the formation of the pressure field in the well bore equipped with a shank.

**Ключевые слова:** механистическая модель, хвостовик, вынос пластовой воды.

**Keywords:** mechanical model, shank, reservoir water removal, mechanical impurities.

Эксплуатация месторождений нефти и газа, в особенности на заключительном этапе разработки, ведется преимущественно механизированным способом и сопровождается рядом осложнений: снижение пластового давления и дебита добывающих скважин, обводнение продукции, отложения парафинов, неорганических солей, механических примесей в узлах внутрискважинного насосного оборудования [1, 2]. Одним из отрицательных факторов является накопление пластовой воды и механических примесей на забое, которое приводит к увеличению плотности смеси в стволе скважины и забойного давления, снижению депрессии на пласт и дебита. Контакт пластовой воды с поверхностью обсадной колонны приводит к ее повышенной коррозии. Таким образом, задача оптимизации условий выноса пластовой воды из ствола скважин является актуальной задачей [3, 4].

Одной из перспективных технологий является оборудование скважины в интервале ниже приема насоса (штангового или электроцентробежного) хвостовиком, диаметр которого ниже диаметра обсадной колонны. При равном дебите скважины скорость потока в хвостовике выше, чем в обсадной колонне, в результате улучшаются условия выноса пластовой воды потоком жидкости (рис. 1).

На сегодняшний день предложено два конструктивных варианта его исполнения: в первом случае хвостовик герметично соединяется с приемом насоса (рис. 1, а), во-втором хвостовик устанавливается ниже приема насоса, причем межтрубное пространство изолируется в верхней части хвостовика пакером, и часть свободного газа на приеме насоса сепарируется в затрубное пространство (рис. 1, б). Преимуществом схемы, приведенной на рисунке 1, б, является снижение объемной доли свободного газа на приеме насоса, что актуально при откачке продукции с высоким газовым фактором.

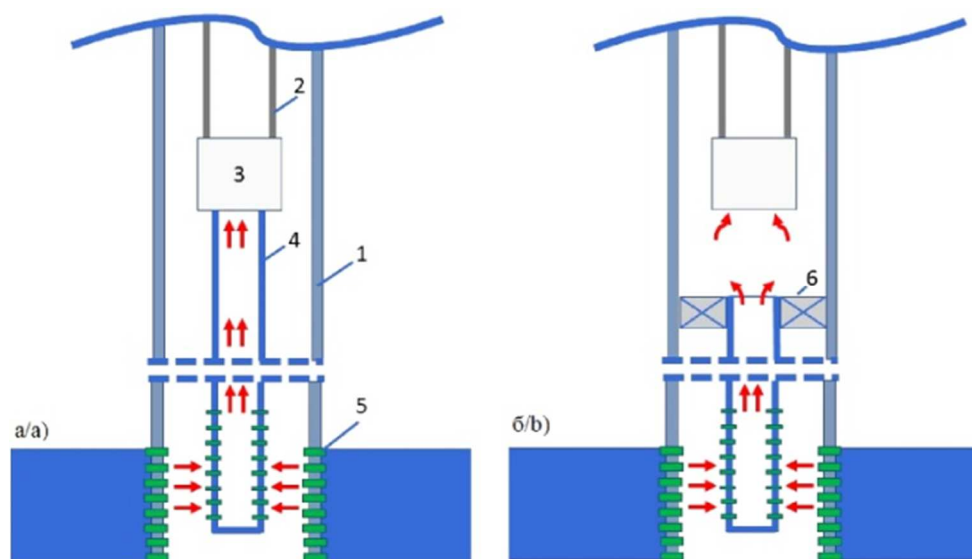
Для обоснованного расчета оптимальных геометрических параметров хвостовика необходимо детальное исследование особенностей движения газожидкостного потока в скважине. В данной работе расчет многофазного течения проводится в рамках модели «drift-flux» [5]. Градиент давления в лифтовой трубе (обсадной колонне, хвостовике) определяется согласно формуле:

$$\frac{dp}{dz} = f_m \frac{\rho_m V_m^2}{2s} + \rho_m g \sin \alpha, \quad (1)$$

где  $f_m$  – коэффициент трения,  $\rho_m$  – плотность многофазной смеси с учетом проскальзывания фаз,  $s$  – гидравлический диаметр лифтовой трубы,  $\alpha$  – угол наклона ствола скважины,  $V_m$  – скорость смеси.

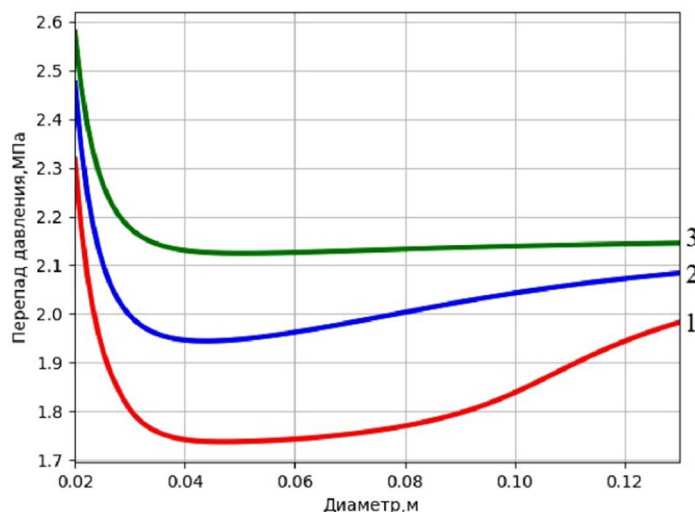


Построены зависимости перепада давления в обсадной колонне ниже приема насоса (разницы между забойным давлением и давлением на приеме) от диаметра используемого хвостовика и исследовано влияние эксплуатационных параметров (обводненности, вязкости продукции, дебита) на эффективность выноса пластовой воды.



**Рисунок 1** – Конструкция скважины с хвостовиком: а – соединение хвостовика с приемом насоса; б – хвостовик с пакером; 1 – обсадная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – погружной насос, 4 – хвостовик, 5 – интервал перфорации продуктивного пласта, 6 – пакер, красным показано направление потоков в скважине

С увеличением обводненности эффективность использования хвостовика закономерно снижается (рис. 2).



**Рисунок 2** – Зависимость перепада давления в хвостовике от его диаметра, обводненности: 1 – 10 %, 2 – 50 %, 3 – 90 %

Наибольшая эффективность хвостовика достигается при малой обводненности продукции (10 % в рассматриваемом примере). Использование хвостовика позволяет снизить противодавление на пласт на величину порядка 0,25 МПа, что соответствует увеличению дебита скважины по жидкости и нефти соответственно до 2,5 м<sup>3</sup> / сут и 1,8 т / сут (5 %).

В результате анализа влияния эксплуатационных параметров (обводненности, вязкости продукции, дебита) на эффективность выноса пластовой воды установлено, что эффективность использования хвостовика увеличивается по мере снижения обводненности, вязкости продукции и дебита скважины, причем при оптимальном диаметре хвостовика достигается увеличение дебита скважины по жидкости и нефти до 5 %.

**Литература:**

1. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа, 2016. – 412 с.
2. Уразаков К.Р. Проблемы эксплуатации механизированного фонда скважин Западной Сибири и пути их решения // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 4. – С. 72–74.
3. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков [и др.]. – Пермь : Астер Плюс, 2020. – 600 с.
4. Диагностирование технического состояния электроцентробежных насосных установок по уровню их вибрации / К.Р. Уразаков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 103–107.
5. Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Гидродинамика газожидкостного потока в насосных трубах штанговых установок // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 125–133.

**References:**

1. Gilaev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. Modern methods of pumped oil production. – Ufa, 2016. – 412 p.
2. Urazakov K.R. Problems of operation of mechanized fund of wells in Western Siberia and ways of their solution // Oil Economy. – 1996. – № 4. – P. 72–74.
3. Reference book on oil production / K.R.Urazakov [et al.]. – Perm : Aster Plus, 2020. – 600 p.
4. Diagnosis of technical condition of electric centrifugal pump units by their vibration level / K.R. Urazakov [et al.] // Neftegazovoye delo. – 2017. – Vol. 15. – № 1. – P. 103–107.
5. Timashev E.O., Urazakov K.R. Hydrodynamics of gas-liquid flow in the sucker-rod pumping pipes // Neftegazovoye Delo. – 2020. – Vol. 18. – № 4. – P. 125–133.



УДК 622.279

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ «ГОС-1АС» ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

### DETERMINATION OF THE EFFICIENCY OF USING GOS-1AS FOR ENHANCED OIL RECOVERY

**Альмухаметова Эльвира Маратовна**  
доцент кафедры РРНГМ,  
кандидат наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет,  
филиал в г. Октябрьском

**Ганиева Рената Динаровна**  
студент группы БГР-18-11  
направление эксплуатация и  
обслуживание объектов добычи нефти  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет,  
филиал в г. Октябрьском  
radanata0007@mail.ru

**Варламова Юлия Владимировна**  
студент группы БГР-18-11  
направление эксплуатация и  
обслуживание объектов добычи нефти  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет,  
филиал в г. Октябрьском  
liclik3@gmail.com

**Аннотация.** Во всех случаях промышленного испытания и внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает необходимость оценки их эффективности по промысловым данным. На стадии опытных работ это необходимо для того, чтобы принять решение о целесообразности промышленного применения метода, а на стадии промышленного внедрения, чтобы определить эффективность от затраченных средств. При этом, естественно, требуется объективная, достоверная оценка эффективности метода, чтобы не зависеть и не занижить его потенциальных возможностей.

**Ключевые слова:** МУН, реагент, нефтеотдача, пласт, разработка, месторождение, нефтенасыщенность, технология «ГОС-1АС», механизм, закачка, скважина, запасы, ПАВ, залежь, обводненность, Метод Копытова А.В., эффективность, эксплуатация.

**Almukhametova Elvira Maratovna**  
Ph., Assistant Professor of  
the Rrngm Department,  
Ufa State Petroleum Technical University,  
branch in Oktyabrsky

**Ganieva Renata Dinarovna**  
Student of BGR-18-11 Group,  
Direction of Operation and  
Service of Oil Production Objects  
Ufa State Petroleum Technical University,  
branch in Oktyabrsky  
radanata0007@mail.ru

**Varlamova Yulia Vladimirovna**  
Student of BGR-18-11 Group,  
Direction of Operation and  
Service of Oil Production Objects  
Ufa State Petroleum Technical University,  
branch in Oktyabrsky  
liclik3@gmail.com

**Annotation.** In all cases of industrial testing and implementation of enhanced oil recovery methods, it becomes necessary to assess their effectiveness using field data. At the stage of experimental work, this is necessary in order to make a decision on the feasibility of industrial application of the method, and at the stage of industrial implementation, to determine the effectiveness of the funds spent. In this case, of course, an objective, reliable assessment of the effectiveness of the method is required so as not to overestimate or underestimate its potential capabilities.

**Keywords:** MUN, reagent, oil recovery, formation, development, field, oil saturation, «GOS-1AS» technology, mechanism, injection, well, reserves, surfactant, deposit, water cut, Kopytov A.V. method, efficiency, operation.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений [1].

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

**Технология «ГОС-1АС»** направлена на стабилизацию и снижение обводненности добываемой продукции за счет повышения фильтрационного сопротивления в обводненных зонах и перераспределения фильтрационных потоков в процессе регулирования разработки месторождений [3].

Технология «ГОС-1АС» заключается в поочередной закачке в пласт оторочек высоковязких полимерных растворов со сшивающим агентом и суспензии – гельдисперстной системы армированной наполнителем с заданной гранулометрией.





Механизм технологии «ГОС-1АС» основан на синергии трех составляющих: на способности высококонцентрированных сшитых полимерных систем создавать объемные гелевые, вязкоупругие структуры в коллекторе; на способности суспензии-гельдисперстной системы армированной наполнителем создавать устойчивые флокуляционно – коагуляционные структуры; на способности концентрированных поверхностноактивных веществ (ПАВ) разрушать стойкие эмульсионные экраны в призабойной зоне пласта (ПЗП) в среднепроницаемых пропластках и тем самым вовлекать в разработку ранее недренируемые запасы углеводородов (УВ), а при дренировании в пласт отмывать остаточную нефть в коллекторе и тем самым повышать нефтеотдачу пласта. При низкой начальной приемистости нагнетательной скважины, до закачки основного состава для целей ВГЦ, возможно применение комплексного растворителя, направленного на разрушение стойких эмульсий в ПЗПС. Образующий, после обработки пласта, гидроэкранный позволяет выдерживать значительные сдвиговые напряжения в неоднородном коллекторе на поздней стадии разработки месторождений, характеризующейся высокими депрессиями на пласт [3, 4].

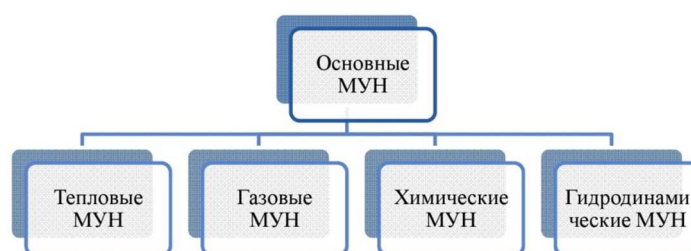


Рисунок 1 – Основные МУН

**Обоснование выбора скважин для закачки «ГОС-1АС»**

Выбор объектов для закачки. Исходными данными для выбора являются карта разработки и карта изобар для исследуемого пласта. Критерием применимости закачки «ГОС-1АС» служит высокая обводнённость добывающих скважин при наличии между нагнетательной и добывающими скважинами гидродинамической связи.

Из рисунка 2 мы видим, что в непосредственной близости от нагнетательной скважины № 5290 находятся 7 добывающих скважин № 1831, 1833, 1834, 1845, 1761, 1692, 1693. Все они имеют высокие показатели обводнённости, пластовые давления для указанных добывающих и нагнетательных скважин примерно одинаковы (18,2 ... 18,6 МПа), также эти скважины находятся в области пониженного пластового давления [7].

Следовательно, существует высокая вероятность, что между нагнетательной скважиной № 5290 и добывающими скважинами имеется гидродинамическая связь. Однако ссылаясь на отчеты по добыче нефти и воды за 2015 год при изменении режимов работы нагнетательной скважины (смене штуцеров в январе 2015 и марте 2015), изменение режимов работы скважин № 1831, 1845, 1692, 1693 не произошло, следовательно, можно утверждать об отсутствии достаточной гидродинамической связи между нагнетательной и данными добывающими скважинами и в дальнейшем исключить их из расчётов эффективности закачки.

На основании этого можно принять для закачки «ГОС-1АС» нагнетательную скважину № 5290. Реагирующие добывающие скважины: № 1833, 1834, 1761.

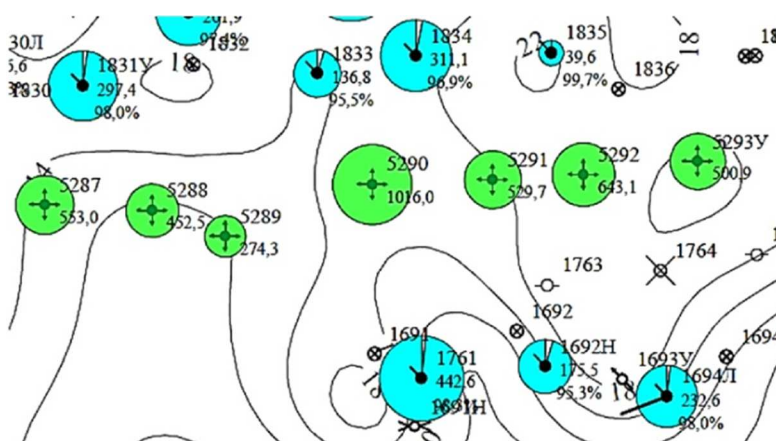


Рисунок 1 – Схема участка около скважины № 52



По скважинам № 1833, 1834 исходные данные представлены в таблице 1. Проведение технологии было произведено в конце ноября 2015 года.

**Метод Копытова А.В.** В этом методе рассматривается расчет технологической эффективности геолого-технологических мероприятий, по методу А.В. Копытова:

$$Q_H \cdot t = a \cdot t + b, \tag{1}$$

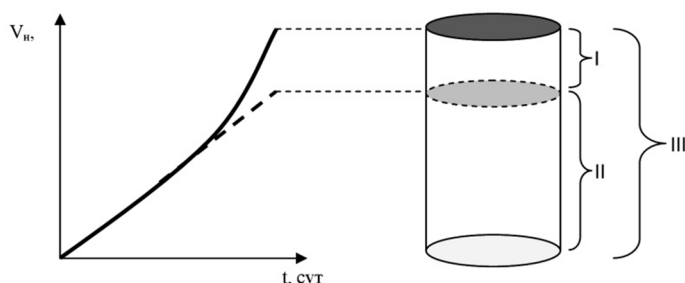
где  $t$  – время с момента ввода скважины в эксплуатацию, дни;

Методика оценки технологической эффективности будет выглядеть следующим образом:

- а) определяется накопленная добыча нефти ( $t$ ); время с начала эксплуатации (дни) по скважине;
- б) по полученным данным после построения таблицы нужно построить кривую падения добычи и определить величину дополнительной добычи нефти после обработки. Прирост добычи нефти рассчитывается на определенную дату как разность прогнозной базовой добычи (без проведения геолого-технологического мероприятия) и фактической добычи (с учетом прироста добычи в случае успешно проведенного геолого-технологического мероприятия).

Проведем анализ эффективности закачки «ГОС-1АС». Анализ заключается в закачке в пласт гелеобразующего состава, в нашем случае «ГОС-1АС».

В своем анализе я буду рассматривать две скважины (№ 1833, 1834), которые разрабатывают исследуемого объект, и которые наиболее сильно подверглись влиянию закачки «ГОС-1АС» в нагнетательную скважину № 5290.



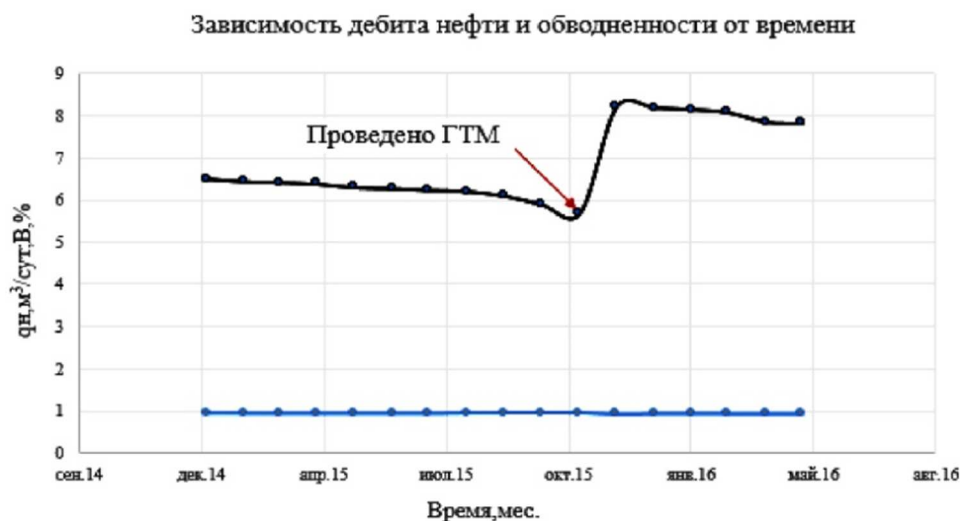
I – накопленная дополнительная добыча нефти, полученная после проведения геолого-технического мероприятия на скважине (эффект от ГТМ);  
 II – прогнозная базовая добыча без учета эффекта от проведенного ГТМ;  
 III – фактическая накопленная добыча нефти по исследуемой скважине на текущий момент или на момент окончания эффекта от мероприятия.

**Рисунок 3** – Принципиальная схема оценки эффективности геолого-технологического мероприятия

Наблюдения за режимом работы скважин показали положительную результативность МУН.

Технологическая эффективность ФХМУН оценивалась величиной дополнительно добытой нефти, для этого применялись кривые падения добычи.

По промысловым данным работы скважин № 1833, № 1834 (табл. 1–2) строится кривая падения добычи (рис. 5).



**Рисунок 4** – Зависимость дебита нефти и обводненности от времени для скважины № 1833



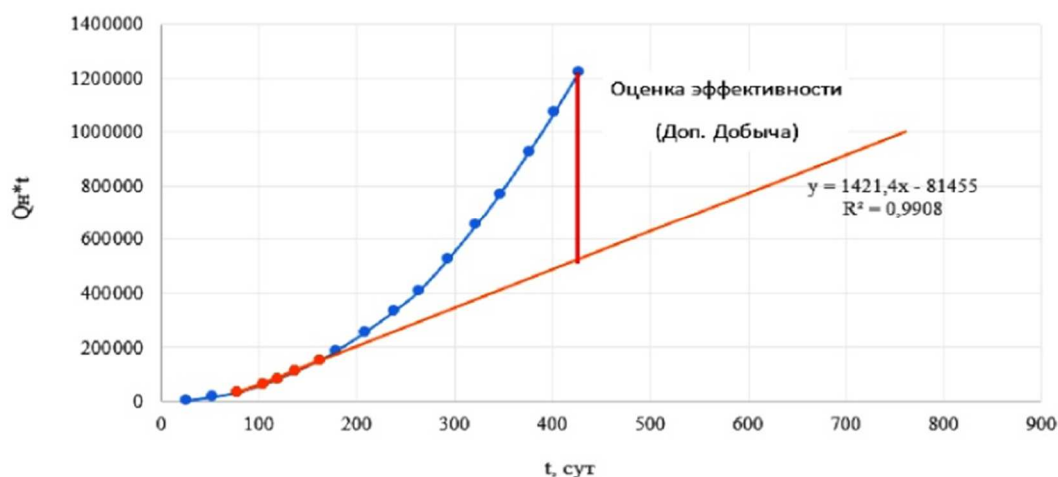
**Таблица 1** – Данные для построения кривой падения добычи для скважины № 1833 по методу А.В. Копытова

Дата	Суточный дебет скважины, т / сут	Время работы скважины по месяцам, дней	Добыча нефти по месяцам, т / мес	Накопленная добыча нефти по скважине за рассматриваемый период Q <sub>н</sub> , т	Накопленное время эксплуатации скважины за контрольный период t, сут	Q <sub>н</sub> *t
янв. 15	6,5	25	162,5	162,5	25	4062,5
фев. 15	6,44	27	173,88	336,38	52	17491,76
мар. 15	4,02	26	166,92	503,3	78	39257,4
апр. 15	6,38	27	172,26	675,56	105	70933,8
май. 15	6,3	14	88,2	763,76	119	90887,4
июн. 15	6,28	18	113,04	876,8	137	120121,6
июл. 15	5,24	25	156	1032,8	162	167313,6
авг. 15	6,21	17	105,57	1138,37	179	203768,2
сен. 15	6,1	30	183	1321,37	209	276166,3
окт. 15	5,9	29	171,1	1492,47	238	355207,9
ноя. 15	5,7	25	142,5	1634,97	263	429997,1

**Таблица 3.2** – Данные для построения кривой падения добычи для скважины № 1833 по методу А.В. Копытова после ГТМ

дек. 15	8,2	30	246	1880,97	293	551124,2
янв. 16	8,17	29	236,93	2117,9	322	681963,8
фев. 16	8,13	24	195,12	2313,02	346	800304,9
мар. 16	8,06	30	241,8	2554,82	376	960612,3
апр. 16	7,84	26	203,84	2758,66	402	1108981
май. 16	7,81	25	195,25	2953,91	427	1261320

Метод Копытова



**Рисунок 5** – Кривая падения добычи, построенная по методу А.В. Копытова для добывающей скважины № 1833

Так как эффект от геолого-технического мероприятия еще не закончился, то определять окончание эффективности («ГОС-1АС») для скважины 1833 буду прогнозным путем, с помощью построения линии тренда. Величину дополнительной добычи будем считать на май 2016, обрабатывая прямолинейный участок зависимости (рис. 4), получили уравнение линии тренда, которая имеет вид  $y = 1525,6x - 85678$  при  $R_2 = 0,9877$ , время с момента ввода скважины в эксплуатацию на май 2016 составило  $t = 427$  суток. Решая уравнение, получим величину накопленной добычи нефти без учета проведенной обработки  $Q_n = 1324,949$  т. При этом фактическая накопленная добыча на май 2016 составила 2953,91 т. Таким образом, на май 2016 г. величина дополнительной добычи  $Q_{н,доп.}$  нефти из скважины №1 833 составила 1628,96 т.

Для следующей скважины расчет будет аналогичный, рассмотрим скважину № 1834. Суммарная дополнительная добыча нефти по 2 скважинам составила 2818,228 т.



## Вывод

В данной работе рассмотрен анализ физико-химических методов увеличения нефтеотдачи применяемых на месторождении. Представлена технология применения сшитых полимерных систем. Был произведен расчет эффективности применения «ГОС-1АС».

Эффективность МУН определяется – дополнительной добычей и приростом КИН.

В нашей работе рассматривался участок пласта с нагнетательной скважиной № 5290, где проводилась технология «ГОС-1АС» и 7 добывающих скважин, находящихся в непосредственной близости от нее и которые потенциально могут быть гидродинамически связаны с нагнетательной скважиной. Однако в процессе исследования 4 скважины не были взяты в расчет, так как ссылаясь на отчеты по работе этих скважин в своей истории они не реагировали на изменение режима работы нагнетательной скважины. Следовательно, в расчет были взяты скважины № 1833, 1834, 1761, однако № 1761 давала отрицательный эффект после проведения мероприятия, так что характеристики вытеснения были построены только для скважин № 1833 и № 1834. По этим скважинам наблюдается прирост дебита по нефти с декабря 2015 года, что видно из таблиц приведенных ранее, однако в августе 2016 происходит окончание действия эффекта и резкое снижение добычи нефти. Следовательно, продолжительно эффекта можно оценивать в 8 месяцев.

## Литература:

1. Токарев М. А. Чинаров А. С. Статистические методы прогноза и оценка эффективности воздействия на пласт. – Уфа : ООО Монография, 2007. – 132 с.
2. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара : Самар. Дом печати, 2002. – 392 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М. :Недра, 1990. – 427 с.
4. Махмудбеков Э.А., Вольнов А.И. Интенсификация добычи нефти // Учебник. – М. : Недра, 1975. – 264 с.
5. Сазонов Б.Ф., Колганов В.И. Методы увеличения нефтеизвлечения – проблемы и перспективы // Нефтяное хозяйство, 1987. – № 12. – С. 34–35.
6. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки // Серия Нефтепромышленное дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 1977. – 50 с.
7. Гиматулин Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М. : Недра, 1980.

## References:

1. Tokarev M.A. Chinarov A.S. Statistical methods of prediction and assessment of the effectiveness of the impact on the reservoir. – Ufa : LLC Monografia, 2007. – 132 p.
2. Manyrin V.N., Shvetsov I.A. Physico-chemical methods of increasing oil recovery by waterflooding. – Samara : Samara. Press House, 2002. – 392 p.
3. Boiko V.S. Development and operation of oil fields: a textbook for universities. – M. : Nedra, 1990. – 427 p.
4. Makhmudbekov E.A., Volnov A.I. Intensification of oil production // Textbook. – M. : Nedra, 1975. – 264 p.
5. Sazonov B.F., Kolganov V.I. Methods to increase oil recovery – problems and prospects // Oil-oil economy, 1987. – № 12. – P. 34–35.
6. Kazakov A.A., Orlov V.S. Prediction of watering and oil recovery at the late stage of development // Oilfield Business Series. – M. : VNIIOENG, 1977. – 50 p.
7. Gimatudinov Sh.K. Reference book on oil production. – M. : Nedra, 1980.



УДК 622.279

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОДВЕСНОГО КОМПРЕССОРА ПРИ ОТКАЧКЕ ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

### EFFICIENCY OF THE OUTBOARD COMPRESSOR WHEN PUMPING GAS FROM THE ANNULUS OF PRODUCING WELLS

**Белозеров Виктор Владимирович**

аспирант  
кафедры машины и оборудование  
нефтегазовых промыслов,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
belozеров2512@mail.ru

**Belozеров Viktor Vladimirovich**

Post-graduate Student of the  
Department Machinery and Equipment of  
Oil and Gas fields,  
Ufa State Petroleum Technical University  
belozеров2512@mail.ru

**Аннотация.** Одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность эксплуатации добывающих скважин, является поддержание оптимального затрубного давления газа. Накопление нефтяного газа в затрубном пространстве в процессе механизированной добычи приводит к снижению депрессии на пласт, притока пластовой жидкости и другим негативным последствиям. В работе исследуется эффективность применения подвешенного поршневого компрессора для откачки газа из затрубного пространства.

**Annotation.** One of the key factors affecting the efficiency of production wells is the maintenance of the optimal annular gas pressure. The accumulation of oil gas in the annular space during mechanized production leads to a decrease in the depression on the formation, the inflow of reservoir fluid and other negative consequences. The paper investigates the efficiency of using a suspended piston compressor for pumping gas from the annulus.

**Ключевые слова:** добывающая скважина, давление газа в затрубном пространстве, компрессор.

**Keywords:** producing well, gas pressure in annulus, compressor.

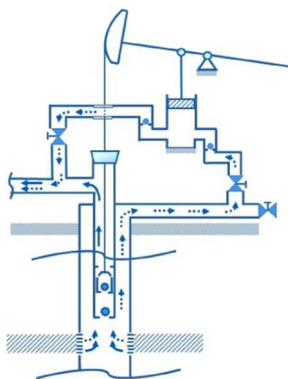
Одним из негативных факторов, в значительной степени препятствующим интенсификации добычи нефти, в частности, при эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов (УСШН), получивших широкое распространение при разработке малодебитного фонда скважин, является накопление в затрубном пространстве попутного нефтяного газа. Повышение давления газа в затрубном пространстве приводит к росту забойного давления, снижению депрессии и притока пластового флюида. Кроме того, накопление в затрубном пространстве газа, отсепарировавшегося на приеме штангового насоса, способствует «оттеснению» динамического уровня жидкости и его снижению, вплоть до приема штангового насоса. Отрицательное влияние газа на приеме, обусловленное снижением подачи насоса за счет роста объемной доли свободного газа в продукции скважины, а также повышением риска теплового заклинивания плунжера в цилиндре, еще более снижают эффективность насосной эксплуатации.

Таким образом, задача оптимизации давления газа в затрубном пространстве с точки зрения рентабельной эксплуатации нефтяных скважин является одной из актуальных и ключевых задач. В работе рассматривается технология, основанная на снижении давления в затрубном пространстве с помощью компрессора, откачивающего газ из затрубного пространства и перепускающего его в выкидную линию скважины, причем компрессор встраивается в кинематику станка-качалки так, чтобы для нагнетания газа в выкидную линию скважины использовались неуравновешенные силы штанговой колонны при ее нисходящем ходе (рис. 1).

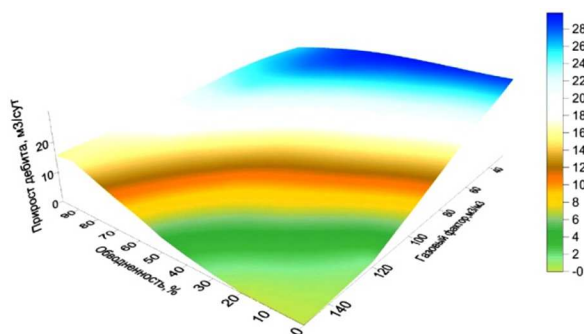
Расчет стационарного течения трехфазного газожидкостного потока в системе «скважина – пласт – насос» производится с детальным поинтервальным расчетом параметров многофазного потока по глубине скважины, равновесных процессов выделения и растворения нефтяного газа, эффекта проскальзывания (дрейфа) нефтяной и газовой фаз, изменения режима течения потока. Оценка эффективности снижения давления газа в затрубном пространстве базируется на расчете дебита жидкости при текущей величине затрубного давления газа и прогнозного дебита при работе с оптимальным затрубным давлением газа, достигаемым за счет откачки газа компрессором. На первом этапе выполняется расчет дебита скважины для текущего режима скважины, работающей без компрессора. На втором этапе рассчитывается прогнозный дебит жидкости при оптимальном режиме эксплуатации скважины.

Эффективность откачки газа из затрубного пространства в значительной степени определяется степенью потенциального снижения давления газа в нем. На рисунке 2 показано влияние обводненности продукции и газового фактора на величину потенциального прироста дебита жидкости в скважине при снижении затрубного давления от текущего до оптимального значения.





**Рисунок 1** – Схема штанговой установки с подвесным компрессором



**Рисунок 2** – Зависимость потенциального прироста дебита жидкости в скважине от обводненности и газового фактора

Из рисунка видно, что наибольший прирост дебита жидкости наблюдается при небольшом (менее  $100 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ ) газовом факторе и большой обводненности продукции (более 60 %), за счет увеличения притока жидкости из пласта вследствие уменьшения доли газа, выделяющегося из нефти в пласте при разгазировании. Видно также, что при большом газовом факторе (более  $120 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ ) и малой обводненности продукции (менее 20 %) прирост дебита незначителен, поскольку в этой области оптимальное затрубное давление значительно и составляет порядка 4,0 МПа. Расчетами установлено, что откачка газа из затрубного пространства скважины позволяет получить существенный прирост дебита жидкости – до  $15\text{--}20 \text{ м}^3 / \text{сут}$ .

**Литература:**

1. Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Исмагилов Р.Р. Методика расчета штанговых колонн для винтовых насосных установок // Нефтегазовое дело (Электронный научный журнал). – 2015. – № 4. – С. 72–94.
2. Рабаев Р.У., Белозеров В.В., Молчанова В.А. Методы утилизации попутного затрубного нефтяного газа // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 2. – С. 88–93.
3. Применение винтовых насосов с поверхностным приводом для добычи нефти / К.Р. Уразаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 108–110.
4. Белозеров В.В., Рабаев Р.У., Молчанова В.А. Исследование эффективности снижения давления газа в затрубном пространстве скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 134–138.
5. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Топольников А.С. Математическая модель штанговой установки с эжектором для откачки газа из затрубного пространства // Нефть. Газ. Новации. – 2007. – № 6. – С. 54–60.

**References:**

1. Urazakov K.R., Latypov B.M., Ismagilov R.R. Method of calculation of sucker rods for screw pumping units // Oil and Gas Business (Electronic Scientific Journal). – 2015. – № 4. – P. 72–94.
2. Rabaev R.U., Belozеров V.V., Molchanova V.A. Methods for utilization of associated underbalanced oil gas // Oil and Gas Business. – 2019. – Vol. 17. – № 2. – P. 88–93.
3. Application of screw pumps with surface drive for oil extraction / K.R. Urazakov [et al.] // Neftyanoye uslovanie. – 2003. – № 6. – P. 108–110.
4. Belozеров V.V., Rabaev R.U., Molchanova V.A. Study of the effectiveness of gas pressure reduction in the annular space of wells // Oil Farming. – 2019. – № 11. – P. 134–138.
5. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Topolnikov A.S. Mathematical model of a rod unit with an ejector for pumping gas from the annular space // Oil. Gas. Novation. – 2007. – № 6. – P. 54–60.



УДК 622.24

## ВЛИЯНИЕ РАСТВОРИМОСТИ ГАЗА НА АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА В ПХГ – ЗЕЛЕНАЯ СВИТА

### EFFECT OF GAS SOLUBILITY IN WATER TOWARD ACTIVE GAS VOLUME IN UNDERGROUND GAS STORAGE – ZELENAYA SVITA

**Васильев Владимир Андреевич**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
vvasilev@ncfu.ru

**Прачев Юрий Николаевич**

кандидат педагогических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
iprachev@ncfu.ru

**Дитрих Анастасия Владимировна**

старший преподаватель  
кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
azdorenko@ncfu.ru

**Шестерень Алена Олеговна**

старший преподаватель  
кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
ashesteren@ncfu.ru

**Николайченко Александр Сергеевич**

старший преподаватель  
кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
anikolaichenko@ncfu.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются основные причины  
пластовых потерь газа в подземных хранилищах газа. Пред-  
ставлены расчет и оценка объемов уносимого газа по данным  
за 27 лет эксплуатации ПХГ – Зеленая свита.

**Ключевые слова:** потери газа, растворимость газа, диффу-  
зия, подземное хранилище газа (ПХГ).

**Vasiliev Vladimir Andreevich**

Candidate of Technical Sciences, Ph.D.,  
Associate Professor of Exploitation of Oil and  
Gas Fields Sub-Department,  
North Caucasus Federal University  
vvasilev@ncfu.ru

**Prachev Iurii Nikolaevich**

Candidate of Pedagogical Sciences,  
Associate Professor of Exploitation of Oil and  
Gas Fields Sub-Department,  
North Caucasus Federal University  
iprachev@ncfu.ru

**Ditrikh Anastasiia Vladimirovna**

Senior Lecturer of Exploitation of Oil and  
Gas Fields Sub-Department,  
North Caucasus Federal University  
azdorenko@ncfu.ru

**Shesteren Alena Olegovna**

Senior Lecturer of Exploitation of Oil and  
Gas Fields Sub-Department,  
North Caucasus Federal University  
ashesteren@ncfu.ru

**Nikolaychenko Alexander Sergeevich**

Senior Lecturer of Exploitation of Oil and  
Gas Fields Sub-Department,  
North Caucasus Federal University  
anikolaichenko@ncfu.ru

**Annotation.** This article is devoted major  
reasons of gas loss in the layer of the under-  
ground gas storages. It contains computing  
and gas volume loss appraisal according to  
the data of production activity for 27 years  
UGS – Zelenaya Svita.

**Keywords:** gas loss, gas solubility, diffusion,  
underground gas storage (UGS).

Энерго- и ресурсосбережение в настоящее время является актуальной темой. В связи с постоянным ростом цены на газ, повысилось внимание к оценке потерь газа как пластовых, так и в промышленном оборудовании на поверхности. Пластовые потери газа могут быть обусловлены разными причинами: негерметичностью покрышки, утечками за замок структуры, растворением и уносом газа пластовой водой при условиях, способствующих этому. Такие условия имеются на ПХГ – Зеленая свита, которое подстилается подошвенной водой. Поток воды движется с юга-запада на северо-восток со скоростью, по разным оценкам, от миллиметров до десятков м / год.

Газ, успевший раствориться в некотором объеме воды к моменту ухода этого объема из ПХГ, уносится за пределы ПХГ и теряется. Представляет научный интерес оценить возможные масштабы этого явления для ПХГ – Зеленая свита.



По своей физической сущности движение растворенного газа в пористой среде сходно с движением в ней меченых частиц, которое описывается теорией процесса перемешивания однородной жидкости, движущейся в пористой среде [1].

Перемешиваться могут лишь взаиморастворимые жидкости. Взаиморастворимые жидкости смешиваются одна с другой и образуют смеси с физическими характеристиками функциями их концентраций. Наиболее простым для исследования является перемешивание таких жидкостей, которые в любой концентрации в смеси обладают одинаковыми свойствами. Например, это перемешивание однородной жидкости, проследить за которым возможно, добавив в поток динамически нейтральный индикатор (меченые частицы). Растворение газа в воде также не влияет существенно на ее свойства, что и дает возможность изучать движение растворенного газа в воде, используя теорию процесса перемешивания однородной жидкости.

При прохождении последовательно какого-то сечения в пористой среде установившимся потоком двух смешивающихся жидкостей, приведенных первоначально в соприкосновение, изменение концентрации второй жидкости в первой в этом сечении определяется:

- средней скоростью движения потока (конвективный перенос), которая равна:  $u = v / m$  ( $v$  – скорость фильтрации,  $m$  – пористость);
- молекулярной диффузией;
- конвективной диффузией.

Рассмотрим каждый из факторов отдельно, считая для определенности, что происходит распространение краски в одномерном плоскопараллельном потоке. В отсутствие второго и третьего факторов окрашенная жидкость будет распространяться в виде ступеньки со скоростью  $v / m$ , т.е. со средней скоростью  $u$ .

Второй фактор – молекулярная диффузия, вызывающая молекулярное перемешивание, вызванное различием содержания краски в двух соседних сечениях (закон Фика).

Если учитывать перемешивание, то краска уже не будет распространяться в виде ступеньки – фронт будет размываться.

Опыты показали, что перемешивание однородной жидкости хорошо описывается уравнением диффузии с конвективным членом (3), но в то же время найденный в опытах коэффициент диффузии оказался гораздо большим коэффициента молекулярной диффузии и существенно зависит от скорости т.е., что некоторый процесс, возможно чисто механической природы, определяет перемешивание жидкостей. Этот процесс был назван конвективной диффузией частиц одной жидкости в другой при движении их в пористой среде. Коэффициент конвективной диффузии был обозначен  $D$ . Объяснение тому, что  $D = D(v) \geq D_0$ , следующее.

Жидкие частицы движутся в пористой среде по сложной системе микропотоков. В результате хаотичного характера внутренней геометрии порового пространства компоненты фактических (локальных) скоростей движения этих частиц могут принимать самые разные значения, но так, чтобы средняя их (по массе движущихся частиц через сечение породы плоскостью) величина равнялась как раз скорости  $u$ . Поэтому, если в момент времени  $t = 0$  покрасить жидкие частицы, находящиеся на границе пористой среды, то они не будут двигаться в среде с одинаковой скоростью: те из них, на микролинии тока которых значения локальных скоростей больше, уйдут вперед, другие отстанут, что и приведет к размыву первоначально ступенчатого фронта концентрации, размыву более интенсивному, чем размыв вследствие молекулярной диффузии.

Для применения теории перемешивания однородной жидкости, движущейся в пористой среде, к задаче перемещения растворенного газа при циклической эксплуатации ПХГ большое значение имеют результаты обработки [1] опытных данных Коха и Слобода, которые наблюдали за прослойкой одной жидкости в массе другой жидкости при их совместном движении сквозь пористую среду. В этих экспериментах использовались жидкости одной вязкости, но различного химического состава, что и позволяло следить за процессом их перемешивания.

Совпадение опытных данных с теоретическим решением оказалось достаточно высоким при принятом коэффициенте диффузии  $D_{cp} = 1,92 \cdot 10^{-2} \text{ см}^2/\text{с}$ . Оказалось, что определенные экспериментальным путем значения коэффициента диффузии  $D$  в 1000 раз больше значения коэффициента молекулярной диффузии  $D_0$ . Если изобразить графически то, что рисунок будет симметричен относительно вертикальной оси, т.е. распределение концентрации в тылу прослойки является зеркальным отображением распределения концентрации на ее фронте. А это значит, что распределение концентрации не зависит от направления движения.

Применительно к ПХГ – Зеленая свита с подошвенной водой, это означает, что фронтное распределение концентрации растворенного газа в периоде закачки, сразу же становится тыловым распределением в периоде отбора, а роль прослойки выполняет соприкасающийся с зеркалом воды газ. Предполагается, что оно (зеркало) совпадает с положением скачка насыщенности газом при вытеснении воды газом (закачка) и при вытеснении газа водой (отбор).



При определении коэффициента диффузии (продольной) воспользуемся экспериментальной установленной зависимостью безразмерного коэффициента продольной диффузии  $D / D_0$  от числа Пекле:

$$Pe = \frac{vl}{D_0}, \text{ где } l - \text{характерный размер, в качестве которого принимался средний диаметр зерен [2].}$$

Вода с растворенным в ней газом, вытесняемая газом (в закачке), или вытесняющая газ (в отборе), имеет те же физические свойства, что и дегазированная вода, т.е. тот же коэффициент молекулярной диффузии.

Колебание подошвенного ГВК за период отбора или закачки равно приблизительно 2 м, т.е. среднее значение  $u$  равно  $0,13 \cdot 10^{-4}$  см / с.

Для ПХГ – Зеленая свита  $l = 0,1$  мм = 0,01 см,  $m = 0,25$  и

$$Pe = \frac{mul}{D_0} = \frac{0,25 \cdot 0,13 \cdot 10^{-4} \cdot 0,01}{10^{-5}} = 0,0033, \tag{1}$$

то есть  $Pe \approx 0,003$  и этому значению числа Пекле, соответствует значение  $D / D_0 \approx 1$  [1], которое не зависит от скорости и перемещения ГВК.

Учитывая выше приведенное значение  $D_0$  получаем  $D = 10^{-9}$  м<sup>2</sup> / с

Рассмотрим, как будет происходить растворение газа в воде сначала в периоде закачки. Так как растворение газа будет совмещаться с перемещением ГВК (подошвенной воды), то контакт газ-вода с максимальной концентрацией растворенного газа  $C_0$  будет играть роль вытесняющей жидкости (с максимальной концентрацией растворенного газа).

Распределение концентрации растворенного газа от контакта газ-вода вглубь описывается формулой:

$$C(x,t) \approx C_0 \operatorname{erfc} \left( \frac{x}{2\sqrt{Kt}} \right), \tag{2}$$

где  $K = D_0 / m$ ,  $x$  – отсчитывается от контакта газ-вода.

Из формулы (2) следует, что зона, в которой концентрация изменяется от начальной  $C_0$  до практически нулевой –  $0,005 C_0$ , расширяется по закону:

$$x = 4\sqrt{Kt}. \tag{3}$$

Учитывая, что определяющим для интенсивности конвективной диффузии является не направление движения жидкости, а скорость движения, можем заключить, что это тем более верно для молекулярной диффузии ( $D = D_0$ ).

Зная расход уносимого растворенного газа, можно вычислить потери газа за цикл эксплуатации. Эти потери прямо пропорциональны скорости движения подошвенной воды, о значениях которой в литературе приводятся сильно различающиеся данные.

По данным источника [4] в пределах Северо-Ставропольской площади падение напоров в северном направлении составляет приблизительно 10 м, т.е.  $1 \cdot 10^5$  Па на 6 км. Тогда действительная скорость движения воды будет составлять  $V_b \approx 2$  мм / год.

Объем уносимого за год (за цикл эксплуатации) газа (4) при следующих исходных данных:

- действительная скорость движения воды –  $V_b = 5 \cdot 10^{-3}$  м / сут;
- ширина потока подошвенной в пределах ПХГ –  $L = 3000$  м;
- водонасыщенность –  $S_b = 0,7$ ;
- пористость  $\tau = 0,25$ ;
- концентрация растворенного газа на контакте газ-вода при пластовых давлениях и температуре  $C_0 = 1,27$  м<sup>3</sup> / м<sup>3</sup>;
- время эксплуатации – 27 лет (27 циклов эксплуатации);
- $x_0$  – расстояние, на которое концентрация растворенного газа практически равна нулю.

$$Q_{y.p.g.} = 365 \cdot V_b \cdot L \cdot S_b \cdot m \cdot \int_0^{x_0} C(x,t) dx. \tag{4}$$

Произведя расчеты по (4) потери за 27-ой цикл составили 2,6 м<sup>3</sup>.

По другим сведениям падение напоров составляет приблизительно 10 м на 1000 м, что дает значение  $V_b$  в шесть раз больше и, соответственно, потери за 27-ой цикл  $2,6 \times 6 = 15,6$  м<sup>3</sup>, что практически означает их отсутствие.

Таким образом потери газа за счет уноса его в растворенном состоянии за XVII цикл эксплуатации получились пренебрежимо малыми. Еще меньше они за прошедшие циклы эксплуатации хранилища.



Вместе с тем надо отметить, что они получились по расчету такими малыми потому, что скорость воды была вычислена по данным работы [4], а не измерена непосредственно, например, с помощью индикаторов.

Поэтому нами для вычисления скорости движения подошвенной воды использовались также результаты трассерных исследований М.С. Лебедева, проведенных в работе [4]. В конце периода закачки в скв. № 367 был закачан под ГВК, во II пласт, трассер синего цвета, который был обнаружен в пробах флюидов, отобранных из скважин №№ 299, 300 и 284, отстоящих от скв. № 367 соответственно на 900, 750 и 1500 м. Первые порции трассера были отобраны из скважин №№ 299, 300 и 284 через 102, 106 и 134 сут., соответственно, что дает действительные скорости движения воды 8,8; 7,1; и 11,2 м / сут. Поэтому можно принять среднее значение скорости движения воды по данным М.С. Лебедева равным 10 м / сут. (3650 м / год). При такой скорости движения подошвенной воды потери газа составляют за 27 цикл эксплуатации около 5 млн м<sup>3</sup> / год. Будучи соотнесены к активному объему газа, равному  $\approx 3,5$  млрд м<sup>3</sup>, эти потери составляют 0,14 %. Поэтому можно сделать вывод о том, что потерь газа вследствие его растворения и уноса подошвенной водой – нет.

#### Литература:

1. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / А. Бан [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1962.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М. : Недра, 1972. – С. 288.
3. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М. : изд-во «Высшая школа», 1967.
4. Совершенствование методики оценки емкостно-фильтрационных свойств коллекторов подземных хранилищ газа: на примере Северо-Ставропольского подземного хранилища газа / Лебедев Михаил Сергеевич, кандидат геолого-минералогических наук. – Ставрополь, 2006. – 164 с.

#### References:

1. Influence of properties of rocks on the movement of fluid in them / A. Ban [et al.]. – M. : Gostoptekhizdat, 1962.
2. Barenblatt G.I., Yentov V.M., Ryzhik V.M. Theory of non-stationary fluid and gas filtration. – M. : Nedra, 1972. – P. 288.
3. Lykov A.V. Heat Transfer Theory. – M. : Higher School Publisher, 1967.
4. Perfection of the evaluation procedure of the capacity and filtration properties of reservoirs of underground gas storages: by the example of the North Stavropol underground gas storage / Doctor of Geological and Mineralogical Sciences M.S. Lebedev. – Stavropol, 2006. – 164 p.





УДК 622.692.4

## ПРИМЕНЕНИЕ СМЯГЧЕННОЙ ВОДЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИЦЕЛЛЯРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

### SOFTENED WATER APPLICATION TO IMPROVE MICELLAR FLOODING PERFORMANCE

#### Велиев Эльчин Фикрет оглы

кандидат технических наук,  
заместитель руководителя лаборатории  
«Аналитических Исследований»,  
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Азербайджан  
elchinf.veliyev@socar.az

#### Veliyev Elchin Fikret

Ph. D., Deputy Manager,  
«Analytical Research» Laboratory,  
NIPI «Neftegaz» SOCAR, Azerbaijan  
elchinf.veliyev@socar.az

**Аннотация.** В данной работе представлены исследования по улучшению эффективности мицеллярного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых вод. Проведены исследования по изучению таких параметров как: критическая концентрация мицеллообразования, стабильность эмульсии, вязкость и коэффициент извлечения нефти. Результаты лабораторных экспериментов по вытеснению нефти, проводимых на насыпных моделях пласта показали увеличение значения КИН мицеллярного заводнения на 11,8 % при закачке оторочки смягченной воды.

**Annotation.** This paper presents an investigation of softened water application to improve micellar flooding performance in high salinity conditions. The following parameters have been studied: critical micelle concentration, emulsion stability, viscosity and oil recovery factor. It was obtained 11,8 % oil recovery increase in micellar flooding while injection of softened water slug.

**Ключевые слова:** критическая концентрация мицеллообразования, мицеллярное заводнение, методы увеличения нефтеотдачи.

**Keywords:** critical micelle concentration, micellar flooding, enhanced oil recovery method.

#### Введение

В связи с неизбежным ростом количества месторождений находящихся на поздней стадии разработки неуклонно возрастает значение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На заводнение пластов традиционно приходится большая часть дополнительной добычи нефти от применения МУН, что, конечно же, связано с экономической и технологической доступностью данной технологии. В связи с этим широкое распространение получили технологии по модификации свойств закачиваемой воды, путем создания водных растворов различных химических соединений, среди которых следует выделить две большие группы: полимеры и поверхностно-активные вещества (ПАВ) [1–3]. В представленном исследовании рассматривается технология мицеллярного заводнения пласта по сути, являющаяся разновидностью ПАВ заводнения. При мицеллярном заводнении пласта подбирается концентрация ПАВ необходимая для достижения критической концентрации мицеллообразования (ККМ), то есть минимальной концентрации ПАВ необходимой для образования устойчивых мицелл [4–6]. Образовавшиеся мицеллы, адсорбируясь на границе раздела нефть-вода, уменьшают поверхностное натяжение, приводя к образованию эмульсии нефти в воде. Образование эмульсии, увеличивает коэффициент подвижности нефти, так как задействует дополнительные объемы остаточной нефти в пласте и соответственно увеличивает коэффициент нефтеотдачи. Стабильность образовавшейся эмульсии, как и создание условий ее образования, являются крайне важными факторами эффективности мицеллярного заводнения.

Тем не менее, применение технологии мицеллярного заводнения сопряжено с рядом трудностей. В первую очередь следует отметить не стабильность получаемых эмульсий в условиях высокой минерализации пластовых вод, образование осадков при контакте мицеллярного раствора с катионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  и как следствие снижения проницаемости [7, 8]. Превышение определенной пороговой величины минерализации и вовсе приводит к агломерации мицелл в силу ослабления сил электростатического отталкивания [9]. Высокая минерализация пластовых вод увеличивает и величину адсорбции ПАВ, то есть возрастает необходимостью увеличения концентрации ПАВ для достижения ККМ, как следствие существенно повышается расход реагентов. В данной работе представлены исследования по улучшению эффективности мицеллярного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых вод, основанные на изучении таких параметров как: критическая концентрация мицеллообразования, стабильность эмульсии, вязкость и коэффициент извлечения нефти.



## Экспериментальная часть

В исследованиях были применены следующие химические реагенты произведённые компанией Sigma Aldrich: NaCl (чистота 99,5 %) и CaCl<sub>2</sub> (чистота 99,5 %). В качестве ПАВ применялась натриевая соль лаурилсерной кислоты – лаурилсульфат натрия (ЛСН). Деионизированная вода, использовалась для приготовления всех водных растворов в представленном исследовании. При приготовлении эмульсий и в экспериментах по вытеснению использовалась нефть с месторождения Азери-Чираг-Гюнешли.

Для приготовления эмульсии нефть / вода, сырую нефть с объемной долей 0,25 добавляли в мицеллярный раствор ПАВ при перемешивании на скорости мешалки в 9000 об / мин, в течение 30 мин при температуре в 40 °С. Стабильность эмульсии в условиях минерализации пластовых вод изучалась путем добавления в приготовленные образцы эмульсии NaCl и CaCl<sub>2</sub> при различных концентрациях.

Поверхностное натяжение измерялось методом висючей капли на тензимотере DSA100 компании Kruss. Реологические свойства исследуемых образцов определялись на реометре компании Brookfield.

$\zeta$  – потенциал полученных эмульсионных систем определялся на Zetasizer Nano ZSP (Malvern Instruments Ltd.). Все лабораторные измерения проводились при температуре в 25 °С.

Эксперименты по вытеснению проводились на насыпной модели пласта проницаемостью 600 мД и согласно процедуре, описанной в работе [10]. Все эксперименты данной серии проводились при температуре в 62 °С, то есть средней пластовой температуре месторождения Азери – Чираг – Гюнешли (АЧГ). В качестве смягчённой воды использовался состав, описанный в работе [11].

## Результаты и обсуждение

### Критическая концентрация мицеллообразования

При концентрации ПАВ в 1,5 % наблюдалось наименьшее значение поверхностного натяжения в 17,5 мН / м. Дальнейшее увеличение концентрации ПАВ на значения поверхностного натяжения существенного влияния не оказало. Таким образом, концентрация ПАВ в 1.5 % была принята как ККМ.

### Стабильность эмульсии

Стабильность эмульсии определялась измерением значений дзета потенциала (табл. 1). Как видно из полученных результатов увеличение содержания NaCl до 1 % увеличивает стабильность полученной эмульсии.

Таблица 1 – Дзета потенциал

	Концентрация, (%)	1-ое измерение	2-ое измерение	3-е измерение
NaCl	0	35,1	36,2	35,6
	0,5	38,3	38,9	37,5
	1,0	48,9	47,3	44,5
	3,0	31,2	30,3	32,1
	5,0	26,7	24,9	26,2
CaCl <sub>2</sub>	0,5	28,3	27,8	27,4
	1	24,5	26,1	25,4
	2	24,4	24,7	23,8
	3	23,8	22,4	21,9

### Реологические свойства

Вязкость эмульсии с мицеллярным раствором в качестве дисперсионной среды составила 5 мПа·с при напряжении сдвига в 26,5 с<sup>-1</sup>.

Добавлении к полученной эмульсии соли одновалентного металла (т.е. NaCl) увеличило вязкость коллоидной системы до 10 мПа·с при 1 % масс. содержании NaCl. Однако дальнейшее увеличение содержания NaCl напротив привело к снижению вязкости. Первоначальный рост значений реологических показателей, объясняется уменьшением отталкивающих сил в растворе с увеличением минерализации, что в свою очередь приводит к вовлечению большего количества нефти в процесс эмульгирования, тем самым увеличивая вязкость. Однако данный эффект наблюдается в ограниченном диапазоне минерализации и избыточное содержание соли приводит к агломерации мицелл, снижая объем задействованной в процессе образования эмульсии нефти (табл. 2). Данное предположе-



ние подтверждается рядом исследований, указывающим на уменьшение размеров дисперсионной фазы в эмульсиях типа нефть-вода при увеличении минерализации среды [6]. Интересным является тот факт, что увеличение концентрации ПАВ позволило нивелировать негативный эффект избыточной минерализации среды, так при концентрации ПАВ в 3 % вязкость эмульсии составляла 5,4 мПа·с. Следует отметить, что данный эффект наблюдался лишь в случае, когда минерализация среды была создана одновалентной солью (т.е. NaCl). Результаты серии экспериментов проведенных с применением двухвалентных солей (т.е. CaCl<sub>2</sub>) показали резкое падение реологических показаний вследствие разрушения эмульсии вне зависимости от концентрации ПАВ, что по всей видимости связано с уменьшением стабильности эмульсии в силу увеличения сил притяжения между частицами дисперсной фазы и их агломерацией. Здесь следует прояснить, что речь идет об агломерации капель нефти в эмульсии, в отличие от экспериментов, проведенных с солями одновалентных металлов, где речь шла об агломерации мицелл. Следует также отметить, что приведенные выше данные относятся к экспериментам, проведенным при температуре в 250 °С. Увеличение температуры до 620 °С хоть и наблюдаемых закономерностей не изменило, но к падению зарегистрированных значений вязкости все же привело, вне зависимости от валентности соли используемой для моделирования условий минерализации пластовых вод, что свидетельствует о снижении эффективности мицеллярного заводнения с увеличением пластовой температуры.

**Таблица 2** – Динамика изменения реологических показателей в зависимости от степени минерализации среды

	Концентрация (%)	Вязкость (мПа·с)					
		ККМ (1,5 % ПАВ)		2 % ПАВ		3 % ПАВ	
		25 °С	62 °С	25 °С	62 °С	25 °С	62 °С
NaCl	0	5	3,4	5,3	3,1	6,4	4,1
	0,5	7,2	4,3	7,8	5,1	8,1	5,3
	1,0	10,1	7,3	11,3	7,7	12,6	8,2
	3,0	4,2	3,1	4,9	3,8	5,9	3,4
	5,0	2,4	1,9	3,8	2,7	5,4	3,5
CaCl <sub>2</sub>	0,5	4,2	2,1	5,1	3,6	6,1	3,2
	1	3,1	1,7	3,5	2,2	3,8	2,1
	2	1,6	1,1	2,1	1,3	2,3	1,4
	3	1,02	~1	1,5	~1	1,7	~1

### Эксперименты по вытеснению нефти

Данная серия экспериментов была проведена в 3 этапа:

1 этап – в экспериментах в качестве модели пластовой и морской воды применялся исключительно водный раствор NaCl при различных концентрациях.

2 этап – в экспериментах в качестве модели пластовой и морской воды применялся исключительно водный раствор CaCl<sub>2</sub> при различных концентрациях.

3 этап – в экспериментах в качестве модели пластовой и морской воды применялась синтетическая морская вода, а до закачки мицеллярного раствора закачивалась оторочка смягченной воды в количестве 0,25 поровых объемов.

Результаты экспериментов проводимых на первом этапе исследований показали увеличение КИН на 16 % при концентрации NaCl в 1 %, что подтверждает выдвинутое ранее предположение об увеличении объема эмульгирующейся нефти при данной минерализации пластовой воды (табл. 3). Результаты экспериментов проводимых на втором этапе исследований показали наибольшее значения увеличения КИН на 3 % при минерализации пластовой воды в 0,5 %, дальнейшее увеличение минерализации привело к падению значений КИН (табл. 3). Таким образом, эксперименты по вытеснению подтвердили выдвинутую ранее гипотезу о негативном влиянии двухвалентных солей на эффективность мицеллярного заводнения.

Применение однокомпонентных по составу солей с целью моделирования минерализации пластовых вод проводилось для сравнительного анализа влияния одновалентных и двухвалентных солей на эффективность мицеллярного заводнения. В условиях реального пласта, безусловно, подобной гомогенности как в составе, так и концентрации пластовых вод, конечно же, нет. С целью экстраполяции полученных результатов на реальные пластовые условия был проведен 3 этап исследований с моделированием условий месторождения АЧГ. На этом этапе было проведено два эксперимента по вытеснению нефти как с оторочкой смягченной воды так и без нее (табл. 4). Следует заметить, что используемая в данном исследовании технология изготовления смягченной воды вполне может быть заменена существующими аналогами. При закачке оторочки смягченной воды значения КИН



увеличились практически до 19 %, при этом наблюдался рост дифференциального давления, свидетельствующий об увеличении вязкости образовавшейся эмульсии вследствие возрастания количества эмульсированной нефти, в силу значительного уменьшения минерализации пластовых вод.

**Таблица 3** – Динамика изменения КИН при мицеллярном заводнении в зависимости от минерализации среды

	Концентрация (%)	Вязкость (мПа · с)		
		S <sub>ост</sub> После первичного вытеснения	S <sub>ост</sub> После вторичного вытеснения мицеллярным раствором	КИН
NaCl	0	47,02	60,1	13,1
	0,5	48,3	63,4	15,1
	1,0	48,6	64,3	15,7
	3,0	46,8	57,5	10,7
	5,0	47,8	54,9	7,1
CaCl <sub>2</sub>	0,5	48,3	54,6	6,3
	1	43,1	51,2	8,1
	2	41,5	46,2	4,7
	3	39,2	43,9	4,7

**Таблица 4** – Динамика изменения КИН

Смягченная вода (поровый объем)	Вязкость (мПа·с)		
	S <sub>ост</sub> После первичного вытеснения	S <sub>ост</sub> После вторичного вытеснения мицеллярным раствором	Коэффициент извлечения нефти (КИН)
0	44,2	51,3	7.1
0,25	45,3	64.2	18.9

**Выводы**

- Увеличение содержания NaCl до 1 % увеличивает стабильность полученной эмульсии, но двухвалентные соли оказывают негативный эффект на стабильность эмульсии
- Увеличение минерализации пластовых вод негативно сказывается на эффективности мицеллярного заводнения. Увеличение концентрации ПАВ позволяет нивелировать негативное влияние лишь одновалентных солей.
- При закачке оторочки смягченной воды значения КИН увеличились до 19 %.

**Литература:**

1. Suleimanov B.A., Veliyev E.F. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery // Petroleum Science and Technology. – 2017. – Vol. 35. – №. 4. – P. 319–326.
2. Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water / B.A. Suleimanov [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 162. – P. 35–43.
3. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // Petroleum Science and Technology. – 2015. – Vol. 33. – №. 10. – P. 1133–1140.
4. Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent advances in surfactant EOR // SPE journal. – 2011. – Vol. 16. – №. 4. – P. 889–907.
5. EOR potential of mixed alkylbenzenesulfonate surfactant at low salinity and the effect of calcium on «optimal ionic strength» / T. Tichelkamp [et al.] // Energy & Fuels. – 2016. – Vol. 30. – №. 4. – P. 2919–2924.
6. Experimental study on ethanolamine/surfactant flooding for enhanced oil recovery / Y. Bai [et al.] // Energy & fuels. – 2014. – Vol. 28. – №. 3. – P. 1829–1837.
6. Enhanced oil recovery by nonionic surfactants considering micellization, surface, and foaming properties / A. Bera [et al.] // Petroleum Science. – 2017. – Vol. 14. – №. 2. – P. 362–371.
7. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // Petroleum. – 2017. – Vol. 3. – №. 2. – P. 197–211.
8. Iyota H., Krastev R. Miscibility of sodium chloride and sodium dodecyl sulfate in the adsorbed film and aggregate // Colloid and polymer science. – 2009. – Vol. 287. – №. 4. – P. 425–433.
9. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 193. – P. 107–411.
10. Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F. Softened water application for enhanced oil recovery // SOCAR Proceedings. – 2019. – Vol. 1. – P. 19–28.

**References:**

1. Suleimanov B.A., Veliyev E.F. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery // *Petroleum Science and Technology*. – 2017. – Vol. 35. – №. 4. – P. 319–326.
2. Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water / B.A. Suleimanov [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 162. – P. 35–43.
3. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – Vol. 33. – №. 10. – P. 1133–1140.
4. Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent advances in surfactant EOR // *SPE journal*. – 2011. – Vol. 16. – №. 4. – P. 889–907.
5. EOR potential of mixed alkylbenzenesulfonate surfactant at low salinity and the effect of calcium on «optimal ionic strength» / T. Tichelkamp [et al.] // *Energy & Fuels*. – 2016. – Vol. 30. – №. 4. – P. 2919–2924.
6. Experimental study on ethanolamine/surfactant flooding for enhanced oil recovery / Y. Bai [et al.] // *Energy & fuels*. – 2014. – Vol. 28. – №. 3. – P. 1829–1837.
6. Enhanced oil recovery by nonionic surfactants considering micellization, surface, and foaming properties / A. Bera [et al.] // *Petroleum Science*. – 2017. – Vol. 14. – №. 2. – P. 362–371.
7. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // *Petroleum*. – 2017. – Vol. 3. – №. 2. – P. 197–211.
8. Iyota H., Krastev R. Miscibility of sodium chloride and sodium dodecyl sulfate in the adsorbed film and aggregate // *Colloid and polymer science*. – 2009. – Vol. 287. – №. 4. – P. 425–433.
9. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 193. – P. 107–411.
10. Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F. Softened water application for enhanced oil recovery // *SOCAR Proceedings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 19–28.





УДК 622

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

### EFFICIENCY IMPROVEMENT OF THE BOREHOLE PUMPING UNIT

**Гасанов Фазиль Гурбан Оглы**

доктор философии по техническим наукам  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан  
fazilq.hasanov@socar.az

**Hasanov Fazil Gurban**

PhD in Technical Sciences  
Oil Gas Scientific Research Project  
Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan  
fazilq.hasanov@socar.az

**Аннотация.** В штанговой скважинной насосной установке дополнительные силы инерции, возникающие в точке подвеса штанги от веса штанги и жидкости, зависят от закона движения точки подвеса штанги. В штанговой насосной установке с индивидуальным приводом, из-за изменения скорости и ускорения точки подвеса штанг по значению и направлению от весов штанги и жидкости создаются дополнительные силы инерции. Для устранения инерционных сил предлагается использование гидропоршневого насоса, совершающего прямолинейное равномерное движение в скважине и подвешивание штанговой колонны плунжера штангового насоса к подвесу поршня гидропоршневого насоса. Поршень гидропоршневого насоса приводится в движение закачиванием под поршень рабочей жидкости из приустьевого ёмкости с помощью насоса.

**Annotation.** In a sucker rod pumping unit, additional inertial forces arising at the rod suspension point from the action of the rod weight and fluid depend on the law of motion of the rod suspension point. In a sucker rod pumping unit with an individual drive – a pumping unit, due to a change in the speed and acceleration of the rod suspension point in value and direction from the weights of the rod and liquid, additional inertial forces are created. To eliminate inertial forces, it is proposed to use a hydraulic piston pump, which performs a straight-line uniform movement in the well and suspends the rod string of the sucker rod pump plunger to the suspension of the hydraulic piston pump piston. The piston of the hydraulic piston pump is driven by pumping the working fluid from the well-head reservoir under the piston using a pump.

**Ключевые слова:** штанговая насосная установка, насосно-компрессорная труба, привод, плунжерная пара, подвес штанговой колонны, деформация, длина хода, силы инерции, силы трения, гидропоршневой насос.

**Keywords:** sucker rod pumping unit, tubing, drive, pumping unit, plunger pair, rod string suspension, deformation, stroke length, inertial forces, friction forces, hydraulic piston pump.

**В** нефтегазодобыче широко распространено применение штанговой глубинной насосной установки [1]. Силы, действующие на точку подвеса штанги, зависят от подземных оборудований установки и закона движения точки подвеса штанги. Наибольшая и наименьшая нагрузки, действующие на подвес штанги возникают соответственно при его движении вверх и вниз [2]:

$$P_{вр} = P_{шт} + P_{ж} + P_{иншт} + P_{инж} + P_{тр} \tag{1}$$

$$P_{вн} = P_{шт} - P_{иншт} - P_{инж} - P_{тр} \tag{2}$$

Здесь  $P_{шт}$  – вес штанги в жидкости;  $P_{ж}$  – вес поднимаемого столба жидкости;  $P_{иншт}$ ,  $P_{инж}$  – силы инерции соответственно штанги и жидкости;  $P_{тр}$  – силы трения штанги в жидкости и трубе, плунжера в цилиндре.

Сила инерции, возникающая от веса штанги:

$$P_{иншт} = \frac{P_{штв}}{g} w_{пд}, \tag{3}$$

где  $P_{штв}$  – вес штанги в воздухе;  $w_{пд}$  – ускорение точки подвеса штанги.

Сила инерции, возникающая от веса жидкости

$$P_{инж} = \frac{P_{ж}}{g} \cdot \frac{F - f_{шт}}{F_T - f_{шт}} w_{пд}, \tag{4}$$

$f_{шт}$  и  $F_T$  – площади поперечных сечений соответственно штанги и трубных колонн,  $см^2$ ;  $F$  – площадь поперечного сечения плунжера насоса,  $см^2$ .

В штанговой скважинной насосной установке с индивидуальным приводом – станком качалкой из-за изменения скорости и ускорения точкой подвеса штанги по значению и направлению от весов штанги и жидкости возникают дополнительные силы инерции.



Создавая равномерное прямолинейное движение точки подвеса штанги, движущейся вверх и вниз, можно устранить ускорение точки подвеса и силы инерции, возникающие соответственно от весов штанги и жидкости. В этом случае, при движении вверх и вниз по причине уменьшения дополнительных динамических нагрузок, действующих на подвес штанги формулы (1) и (2) будут выглядеть так:

$$P_{вр} = P_{шт} + P_{ж} + P_{тр}; \quad (5)$$

$$P_{вн} = P_{шт} - P_{тр}. \quad (6)$$

При движении вверх на точку подвеса штанги действуют веса штанги и жидкости, сила трения; а при движении вниз вес штанги и силы трения. При этом насос наполняется лучше, а за счёт уменьшения амплитуд максимальных и минимальных нагрузок срок эксплуатации штанг возрастает.

Предлагается вместо приустьевого привода на определённой глубине скважины внутри насосно-компрессорной трубы использовать гидропоршневой насос [3]. На поршень гидропоршневого насоса подвешивается штанговая колонна и на её конец подвешивается плунжер штангового насоса. В этом случае совместная деформация штанговой и трубных колонн определяется из следующего выражения:

$$\lambda = \frac{P_{ж}}{E} \left( \frac{L_1}{f_{шт}} + \frac{L_1}{f_{b1}} + \frac{L_2}{f_{b2}} \right), \quad (7)$$

здесь  $L_1$ ,  $L_2$  – длины соответственно 1-ой и 2-ой ступени колонн насосно-компрессорных труб.

За счёт применения в скважине гидропоршневого насоса длина штанговой колонны и соответствующая ей деформация и собственные колебательные движения уменьшаются.

На рисунке показана конструкция предлагаемой скважинной насосной установки. Установка состоит из ёмкости 1 рабочей жидкости, приустьевого силового насоса 2, трёхходового переключающего клапана 3, отсечного регулирующего клапана 4, колонной головки 5, трубной колонны 6 для передачи рабочей жидкости, второй и первой 7 ступеней двухступенчатой колонны насосно-компрессорных труб, гидропоршневого насоса 8, штанговой колонны 9, штангового скважинного насоса 10. Двухступенчатая колонна насосно-компрессорных труб подвешена на колонную головку. Штанговый глубинный насос с цилиндром, плунжером, нагнетающим и всасывающим клапанами насажена на нижний конец первой ступени колонны насосно-компрессорных труб. Гидропоршневой насос с цилиндром, поршнем и подвесом штанговой колонны насажена на нижний конец второй ступени колонны насосно-компрессорных труб. Поршень гидропоршневого насоса подвижно размещён на конце колонны труб, которая подаёт рабочую жидкость. На подвес гидропоршневого насоса подвешена штанговая колонна и на её конец подвешен плунжер штангового насоса. Цилиндр штангового насоса насажен на конец первой ступени колонны насосно-компрессорных труб.

Принцип работы установки следующий. Силовой насос 2 принимает рабочую жидкость из приустьевой ёмкости 1 и закачивает её посредством колонны труб 6 для подачи рабочей жидкости под поршень в цилиндре гидропоршневого насоса 8. Под давлением рабочей жидкости поршень гидропоршневого насоса, двигаясь вверх, поднимает вместе с собой прикреплённую к нему штанговую колонну. Поднятием штанговой колонны 9, плунжер в цилиндре штангового насоса 10 так же поднимается. При движении вверх плунжера нагнетательный клапан закрывается и поднимает жидкость над ним, а всасывающий клапан открывается и скважинная продукция из пласта поступает в цилиндр штангового насоса. В конце хода вверх поршня гидропоршневого насоса рабочая жидкость, закачиваемая в него устьевым насосом, посредством трёхходового переключающего клапана 3 направляется в ёмкость, отсечной регулирующей клапан 4 открывается и поршень гидропоршневого насоса под тяжестью штанговой колонны, вытесняя жидкость под собой, опускается и вместе с ним опускается плунжер штангового насоса. Вытесняемая рабочая жидкость в объёме, соответствующем ходу поршня, возвращается в устьевую ёмкость. При движении плунжера вниз всасывающий клапан штангового насоса закрывается, нагнетательный клапан открывается и скважинная продукция поднимается над плунжером. За счёт подачи рабочей жидкости под поршень гидропоршневого насоса при помощи устьевого силового насоса поршень гидропоршневого насоса, штанговая колонна и плунжер штангового насоса поднимаются вверх. А на конце этого хода подвеса штанговой колонны трёхходовой переключающий клапан 3 на устье скважины, изменяя направление рабочей жидкости, подаваемой из ёмкости, возвращает её обратно в ёмкость и включается отсечной регулирующей клапан 4. Из-за тяжести штанговой колонны, поршень гидропоршневого насоса вытесняя рабочую жидкость под ним в объёме, соответствующем длине хода поршня, возвращает обратно в ёмкость. Таким образом, за счёт периодической подачи рабочей жидкости посредством силового насоса и трёхходового переключающего клапана из устьевой ёмкости под поршень в цилиндре гидропоршневого насоса и в ёмкость, создаётся возвратно-поступательное движение поршня гидропоршневого насоса, штанговой колонны и плунжера штангового насоса и в результате этого скважинная продукция поднимается на земную поверхность.

Экономическая эффективность применения предлагаемой скважинной насосной установки достигается за счёт надёжности установки и увеличения срока эксплуатации, уменьшения расходов электрической энергии, движения рабочей жидкости по замкнутому циклу и отсутствия необходимости в постоянной подготовке рабочей жидкости.

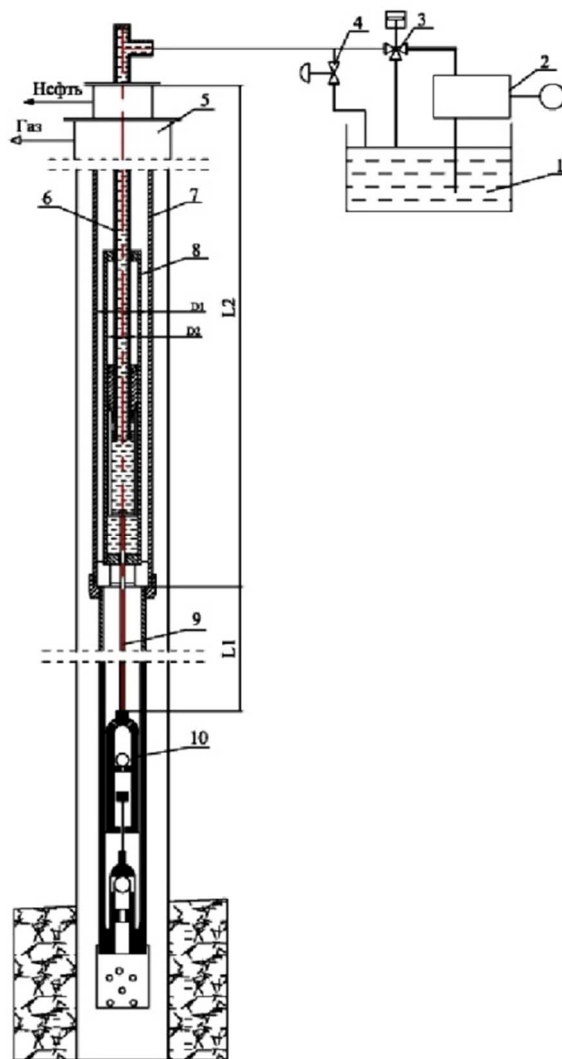


Рисунок – Скважинная насосная установка

**Выводы**

1. Созданием прямолинейного равномерного движения точки подвеса штанги, движущегося возвратно-поступательно, можно уменьшить ускорение и возникающие под его воздействием дополнительные силы инерции.

2. Применением в скважине гидропоршневого насоса можно уменьшить длину штанговой колонны и соответственно ей деформацию, собственные колебательные движения штанг и силы инерции.

**Литература:**

1. Аливердизаде К.С. Приводы штангового глубинного насоса. – М. : Недра, 1973. – 192 с.
2. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. – М. : Недра, 1983. – 312 с.
3. Исмаилов Ф.С., Гасанов Ф.Г., Байрамов С.Б. Комбинированная скважинная насосная установка. Патент Азербайджанской Республики № 2019 0093

**References:**

1. Aliverdizadeh K.S. Drives of rod deep pump. – M. : Nedra, 1973. – 192 с.
2. Chicherov L.G. Oilfield machines and mechanisms. – M. : Nedra, 1983. – 312 с.
3. Ismailov F.S., Hasanov F.G., Bayramov S.B. Combined well pumping unit. Patent of Republic of Azerbaijan № 2019 0093



УДК 622.279.7

## ОЦЕНКА УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ВОЗМОЖНЫЕ РИСКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

### SAFETY LEVEL ASSESSMENT AND POSSIBLE RISKS WHEN OPERATING WELLS WITH INTER-COLUMN PRESSURE

**Гасумов Рамиз Алиевич**

д-р техн. наук, профессор,  
заслуженный деятель науки РФ,  
академик РАН, генеральный директор,  
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский  
проектный институт природных газов»  
r.gasumov@yandex.ru

**Гасумов Эльдар Рамизович**

кандидат экономических наук, доцент,  
Азербайджанский Университет  
нефти и промышленности

**Аннотация.** В работе рассмотрены результаты проведенных работ по составлению схемы обеспечения безопасности эксплуатации скважин с межколонными давлениями. Изложены результаты контроля и анализа факторов опасности межколонных проявлений и факторов уязвимости скважин и объектов окружающей среды, сочетание которых и определяет риск возникновения аварий, инцидентов и нежелательных событий. Предложено единая система требований к обеспечению безопасной эксплуатации скважин с межколонными проявлениями. Изложены основные требования к организации контроля скважин с целью выявления межколонных проявлений, к изучению межколонных проявлений и техническому диагностированию скважин, критерии и порядок оценки безопасности скважин с межколонными проявлениями, рекомендации по эксплуатации скважин. Рассмотрены меры риска в качестве оценки безопасности эксплуатируемой скважины. Проведена оценка безопасности скважин с межколонными проявлениями на основании оценки степени опасности межколонных проявлений и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды. Уровень безопасности оценивается по принципу пересечения этих событий и количественно выражается коэффициентом риска аварии.

**Ключевые слова:** скважина, межколонные давление, показатели опасности, показатели уязвимости, промышленная безопасность, эксплуатация скважин.

**Gasumov Ramiz Aliевич**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Honored Scientist of the Russian Federation,  
Member of the Russian Academy of Natural  
Sciences, General Director,  
Director General,  
JSC «North-Caucasus Research  
Design Institute of Natural Gases»  
r.gasumov@yandex.ru

**Gasumov Eldar Ramizovich**

Candidate of Economic Sciences,  
Azerbaijan State University of  
Oil and Industry

**Annotation.** The paper considers the results of the work carried out to draw up a safety scheme for the operation of wells with annular pressures. The results of monitoring and analyzing the risk factors of annular manifestations and vulnerability factors of wells and environmental objects, the combination of which determines the risk of accidents, incidents and undesirable events, are presented. A unified system of requirements for ensuring the safe operation of wells with annular manifestations is proposed. The basic requirements for the organization of well control in order to identify annular manifestations, for the study of annular manifestations and technical diagnostics of wells, criteria and procedure for assessing the safety of wells with annular manifestations, recommendations for well operation are stated. Risk measures are considered as an assessment of the safety of an operating well. The safety assessment of wells with annular manifestations was carried out on the basis of an assessment of the degree of danger of annular manifestations and the degree of vulnerability of the well and environmental objects. The safety level is assessed by the principle of intersection of these events and is quantitatively expressed by the accident risk factor.

**Keywords:** well, annular pressure, hazard indicators, vulnerability indicators, industrial safety, well operation.

Практический опыт разработки месторождений углеводородов (УВ) показывает, что значительное количество газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин имеют межколонные давления, возникающие в результате нарушения герметичности межколонного и заколонного пространств. При этом с увеличением продолжительности эксплуатации месторождений количество таких скважин, как правило, возрастает. В большинстве случаев контролируемые межколонные проявления (МКП) не представляют реальной угрозы, но при определенных условиях могут привести к возникновению аварий, образованию техногенных залежей и грифонов [1, 2].

Ремонтные работы по ликвидации МКП, в основном, нерезультативны или дают кратковременный эффект. Поэтому целесообразно продолжать эксплуатацию таких скважин, обеспечив при этом приемлемый уровень безопасности. В большинстве случаев контролируемые МКП не представляют значительной реальной угрозы. Но при определенных условиях эксплуатация скважин с межколонными давлениями (МКД) может привести к различным техническим и технологическим осложнениям. Их доля от фонда скважин на различных месторождениях в некоторых случаях достигает до 60 % [1, 2].



В общем обязательными и необходимыми условиями, приводящими к возникновению давления в межколонном пространстве, являются такие факторы, как наличие источника давления и его гидродинамической связи с устьем скважины, а также герметичность ее приустьевой части. Основными нормативными документами для поддержания стабильной эксплуатации скважин являются государственные и отраслевые нормативные документы [3–5, 6].

Особое внимание уделяется скважинам вскрывших пласты, содержащие в продукции агрессивных компонентов, где при обнаружении давления в МКП эксплуатация объекта должны быть прекращена. Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр на основании результатов исследований и принятию мер по выявлению и устранению причин возникновения межколонного давления.

Используемые в практике нормативные документы определяет комплекс работ, позволяющий на основе результатов проведенных газодинамических, гидрогеохимических исследований и барических наблюдений с последующей классификацией кривых накопления давления и интерпретацией полученных данных совместно с фактическим материалом на стадии строительства скважин, устанавливать причины возникновения МКП и их источники [6–9].

Результаты анализа промысловых материалов показывает, что общими для всех месторождений УВ причинами возникновения МКП являются: горно-геологические, технологические, технические, организационные и др. При этом МКП большей частью связаны с негерметичностью эксплуатационных колонн и (или) образованием флюидопроводящих каналов в цементном камне. Рассмотренные выше факторы, влияющие на герметичность скважины в комплексе или по отдельности, приводят к возникновению МКП и их отрицательного воздействия на окружающую среду и человека [10].

В настоящее время существует ряд технико-технологических способов предупреждения и ликвидации МКП на стадии эксплуатации скважин. При этом работы по ликвидации межколонных проявлений должны быть направлены на прекращение и предупреждение проникновения пластового флюида в межколонное пространство скважины из затрубья по нарушениям герметичности в эксплуатационной колонне или из пласта по трещинам в цементном кольце. При этом нередко целесообразно продолжать эксплуатацию скважин с МКД, обеспечив при этом приемлемый уровень безопасности. С этой целью необходимо создание схемы обеспечения безопасности скважин, в основе которой должны использоваться результаты контроля и анализа факторов опасности МКП и факторов уязвимости скважин. Очевидна необходимость формирования единой системы требований по безопасности при эксплуатации скважин с МКП на месторождениях УВ. Поэтому определение уровня безопасности эксплуатации таких объектов имеет огромное значение для добывающих предприятий [1].

В настоящее время имеется ряд нормативных документов, в которых даются несколько определенных и рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации различных опасных производственных объектов (ОПО). Так в методических рекомендациях под безопасностью объекта понимается «свойство объекта, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и интересов человека, окружающей среды и объектов экономики на основе реализации мер по предупреждению аварийных состояний и аварий» [11, 12].

Предложенное нами методике безопасность скважины с МКП определяется, как свойство скважины сохранять функции по обеспечению герметичности и обеспечивать защиту жизни, здоровья и интересов человека и объектов окружающей среды на основе реализации мер по предупреждению аварий и осложнений.

Критериями безопасности скважины с МКД являются предельные значения показателей МКП, технического состояния и условий эксплуатации скважины, соответствующие допустимому уровню риска и рассчитанные для конкретной скважины. Эксплуатация скважин с МКП определяется в соответствии с результатами оценки безопасности, которая проводится для каждой скважины с МКД. Оценка безопасности эксплуатации скважин основывается на результатах контроля и анализа факторов безопасности, существенных для скважин с МКП и является регламентированной процедурой подтверждения отсутствия недопустимого риска, связанного с МКД. Под факторами безопасности понимается сочетание показателей опасности и уязвимости, количественные характеристики которых определяют вероятностью (риск) возникновения аварий, инцидентов и нежелательных событий, вызванных воздействием МКП на скважину, людей и объекты окружающей среды [12].

Основной целью оценки безопасности скважин с МКП является обоснование решения о возможности (невозможности) их дальнейшей эксплуатации. В круг задач этой оценки входят:

- уточнение информации об основных опасностях и угрозах, провоцируемых МКП на конкретной скважине;
- обоснование и повышение эффективности мероприятий, по обеспечению безопасности скважин с МКП;
- расстановка приоритетов при направлении имеющихся в эксплуатирующей организации ресурсов на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт скважин с МКП с целью оптимального распределения средств по скважинам в соответствии с уровнем их безопасности;
- определение эффекта от изменения в приемах практической работы и технического обслуживания фонда скважин, направленных на обеспечение безопасности скважин с МКП;
- подготовка персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт скважин с МКП;





– обеспечение исходными данными разрабатываемой и совершенствуемой нормативно-технической документации по эксплуатации, техническому обслуживанию, контролю и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Исходными данными для проведения оценки безопасности эксплуатации скважин с МКД являются: параметры МКП, полученные в результате их диагностики (показатели опасности); результаты технического диагностирования скважин с МКП и условия эксплуатации скважин (показатели уязвимости); критерии предельных состояний скважин с МКП.

Результаты оценки безопасности используются при принятии ряда управленческих решений по скважинам с МКП, таких как:

- продолжение эксплуатации скважины в текущем режиме и мониторингом параметров МКП на срок до повторного проведения оценки безопасности;
- проведение компенсирующих мероприятий, направленных на уменьшение опасности и (или) уязвимости, с последующей повторной оценкой безопасности;
- проведение ремонтных работ по ликвидации МКП с последующим вводом скважины в эксплуатацию и проведением повторной оценки безопасности;
- проведение ремонтных работ по ликвидации МКП с последующей ликвидацией скважины;
- ликвидация скважины с включением работ по ликвидации МКП в состав проекта ликвидационных работ.

Определено, что риск аварии на скважине с МКД является вероятностью возникновения аварии на скважине, определяемая сочетанием степени опасности МКП и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды [14].

Как уже отметили выше, риск аварии возникает только в области пересечения опасности с объектом, а при воздействии опасности на объект возникает его реакция на это воздействие (уязвимость). Таким образом, риск аварии является производной опасности и уязвимости объекта. Графически рассматриваемые соотношения представлены на рисунке 1. Опасность МКП представляет способность межколлонного флюида воздействовать на крепь скважины, нарушать ее работоспособное состояние, наносить вред окружающей среде, приводить к возникновению аварий.

Наиболее приемлемым показателем для работы является количественная оценка опасности, при проведении которой следует иметь в виду, что этот показатель является достаточно сложной функцией многих переменных – факторов. Для получения количественной характеристики указанного понятия необходимо определить полный набор таких факторов, объединение которых по совокупностям называется показателем опасности. Показателями опасности является совокупность факторов, характеризующих опасность межколлонного проявления.

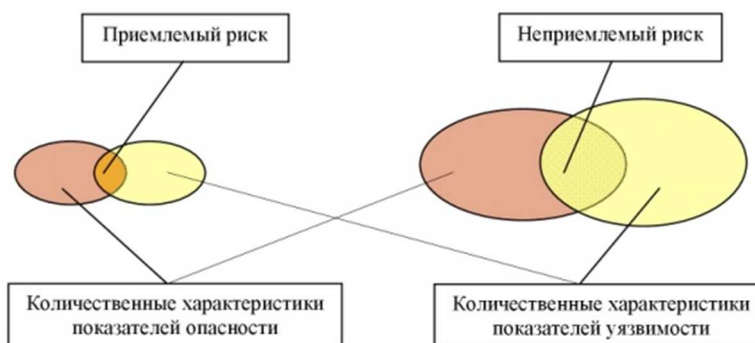


Рисунок 1 – Схема формирования риска от внешней опасности

При оценке опасности необходимо проведение идентификации опасностей аварии, являющейся процессом выявления и признания, что опасности аварии на опасном производственном объекте, которым относятся скважина, существуют, и определения их характеристик [11, 14].

Опасность МКП оценивается по интегральному коэффициенту опасности, учитывающему различные механизмы негативного воздействия межколлонного флюида. Интегральная опасность МКП оценивается для каждого межколлонного пространства. Опасность МКП определяется по следующим характеристикам, выступающим в роли показателей опасности: величина МКД; коррозионная агрессивность межколлонного флюида; энергоемкостная характеристика МКП. Степень опасности по каждому из показателей устанавливается отдельно на том или ином уровне на основании результатов диагностики МКП и экспертных оценок. Степень опасности по каждому показателю принимается по худшему из соответствующих отличительных признаков.

В зависимости от величин показателей строится градация по степеням опасности. Такой подход позволяет работать уже с достаточно ограниченным числом переменных и выполнять количественную оценку, которую можно назвать интегральной.



Степень опасности, вызванной воздействием МКД на крепь и устьевое оборудование скважины, оценивается в зависимости от величины предельного давления, рассчитанного для данного МКП.

Анализ имеющихся нормативных документов и практический опыт позволил провести градацию степени опасности аварии на три группы – малую, среднюю и большую, согласно величинам МКД (табл. 1).

Как видно из приведенной таблицы величина МКД не должна достигать значений предельно допустимого давления рассматриваемого межколонного пространства. При невозможности поддерживать МКД на уровнях, ниже предельно допустимых значений, скважина должна быть остановлена на капитальный ремонт.

**Таблица 1** – Степень опасности по величине МКД

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \leq 0,3$ , где $P_{МК}$ – величина межколонного давления; $[P_{МК}]$ – величина предельно допустимого давления для рассматриваемого межколонного пространства
Средняя	2	$0,3 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \leq 0,7$
Большая	3	$0,7 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} < 1,0$

Предельно допустимые значения МКД должны быть ниже давления смятия эксплуатационной (внутренней) колонны, критического внутреннего давления промежуточной (внешней) колонны, при котором происходит ее разрыв, давления гидравлического разрыва (ГРП) пластов в интервале башмака промежуточной колонны. Величина предельно допустимого МКД определяется расчетным путем для каждого межколонного пространства [15].

Возможность эксплуатации скважин с МКП определяется параметрами межколонных газопроявлений, одним из которых является величина МКД. Ее предельное значение определяется из условий сохранения целостности обсадных труб и исключения возможности разрыва пород или насыщения проницаемых горизонтов, перекрытых внешней обсадной колонной. По величине МКД в МКП скважины распределяются на три группы по степени опасности для дальнейшей эксплуатации. Объекты, отнесенные к третьей наиболее опасной группе, в которых давление в закрытом МКП больше давления ГРП на глубине башмака внешней колонны данного МКП, подлежат переводу в капитальный ремонт скважин (КРС). Также переводу в КРС подлежат все скважины, по результатам исследований которых выявлены перетоки газа, формирующие техногенную залежь, где предельно допустимое МКД представляет давление ГРП [1].

Предельно допустимое межколонное давление в МКП скважин в любом регионе не должно превышать давления, которое не обеспечивает целостность обсадных колон и приводит к ГРП.

Все стальные конструкции скважин подвержены в той или иной степени воздействию коррозии независимо от условий их эксплуатации. Все они подлежат защите от коррозии в течение всего срока службы.

Основным показателем агрессивности сред и устойчивости материалов к коррозии является скорость коррозии, величина которой служит определяющим критерием для выбора методов противокоррозионной защиты и расчета коррозионных допусков. В большинстве случаев скорость коррозии определяется теоретическим или опытным путем.

В межколонных пространствах опытные замеры скорости коррозии возможны лишь с внутренней стороны эксплуатационной колонны. В остальных случаях такие измерения невозможны из-за заполнения пространств цементом, что в полной мере относится и к заколонному пространству. Степень агрессивного воздействия промысловых сред на оборудование определяется составом и давлением газовых сред, наличием и составом жидких сред, температурой, режимом течения и наличием механических примесей в движущихся средах. Агрессивность безводной фазы невысока и не требует проведения противокоррозионных мероприятий. Степень опасности, вызванной коррозионной агрессивностью флюида, находящегося в межколонном пространстве, определяется также в зависимости от его физико-химического состава и парциального давления агрессивных компонентов [14–16].

При высокой скорости коррозии и предельных значениях параметров коррозионной агрессивности среды необходимо применение ингибиторной защиты оборудования. Коррозионную агрессивность промысловых сред определяют по содержанию в них агрессивных газов по таблице 2. Высокая степень коррозионной опасности возникает при присутствии в скважинном оборудовании водной фазы, наличие которой приводит к протеканию коррозионного процесса по электрохимическому механизму. При этом агрессивность водных фаз оценивается не ниже средней степени по содержанию агрессивных компонентов в газовой фазе (табл. 2), в равновесии которой находятся жидкие фазы. Если разные части объекта подвержены действию многокомпонентных сред с различной степенью агрессивности, то степень агрессивного воздействия для всей конструкции принимается равной наиболее агрессивной [13–16].



Таблица 2 – Степень агрессивности газовых сред

Газ	Давление парциальное, МПа	Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия
Сероводород	Менее 0,00015	Средняя	Коррозионный мониторинг
	Свыше 0,00015	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии
Диоксид углерода	Менее 0,05	Низкая	–
	От 0,05 до 0,2	Средняя	Коррозионный мониторинг
	0,2 и выше	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии

Для межколонного и заколонного пространств, степень коррозионной опасности также определяется величиной коррозионной агрессивности флюида, заполняющего имеющиеся полости и вступающего в контакт с обсадными колоннами. Отличительные признаки межколонного флюида, имеющего различную степень опасности, соответствуют значениям параметров коррозионной агрессивности промысловых сред.

Степень опасности, вызванная коррозионной агрессивностью межколонного флюида, оценивается в зависимости от его физико-химического состава и парциального давления агрессивных компонентов, в соответствии с признаками (табл. 2).

Степень опасности, обусловленная энергоемкостными характеристиками МКП, оценивается в зависимости от результатов стравливания и восстановления давления в межколонном пространстве, в соответствии с признаками, указывающей степень опасности: отсутствует, малая, средняя, большая. Исходя из этого энергоемкостные характеристики степени опасности возникновения аварии на скважине подразделяются на четыре группы, отличающихся друг от друга временем стравливания межколонного флюида, наличием его истечения из МКП, временем восстановления МКД и расходом межколонного флюида при его стравливании. Таким образом, степень опасности по рассматриваемым показателям, в принципе, является функцией времени стравливания и дебита флюида из межколонного пространства.

Вне зависимости от параметров МКП запрещается эксплуатация скважин, имеющих предельные показатели технического состояния конструктивных элементов, подверженных воздействию МКД, а также критические параметры межколонных проявлений, выявленных в процессе проведения диагностирования межколонных проявлений и технического диагностирования скважины.

При проведении оценки возможности возникновения аварийных ситуаций на скважинах с МКД, к которым относятся скважины с МКП, необходимо учитывать не только воздействие на них опасных процессов, но и реакцию объектов на это воздействие, т.е. уязвимость. Уязвимость – это свойство элементов скважины терять способность к выполнению заданных функций и возможность попадания людей и объектов окружающей среды под негативное воздействие МКП.

Степень уязвимости скважин определяется их восприимчивостью к воздействию факторов опасности. Уязвимость является достаточно сложной функцией многих факторов. Поэтому для получения количественных характеристик указанного понятия необходимо определить полный набор таких факторов. Их объединение по совокупностям, характеризующим уязвимость при возможной опасности межколонного проявления, является показателями уязвимости. В зависимости от величин показателей строится градация по степеням уязвимости, что позволяет работать уже с достаточно ограниченным числом переменных и выполнять количественную оценку, которая называется интегральной. Уязвимость скважины может быть определена по следующим показателям: техническое состояние обсадных колонн, ограничивающих межколонное пространство; конструкция скважины; уровень развития системы мониторинга и контроля МКП; наличие объектов, восприимчивых к факторам опасности МКП.

Степень уязвимости по каждому из показателей устанавливается отдельно на том или ином уровне на основании результатов технического диагностирования скважины и условий ее эксплуатации. При этом значения для каждого показателя берутся по худшему из соответствующих отличительных признаков. Проведенный анализ имеющихся материалов показал, что каждый из рассмотренных показателей уязвимости может проявляться независимо друг от друга, а степень уязвимости скважины с МКП зависит от их комплексного воздействия.

Техническое состояние МКП, являющееся показателем уязвимости, характеризуется рядом параметров, контролируемых методами геофизических исследований скважин (ГИС) и газогидродинамические исследования скважины (ГДИ). Для расчета текущих прочностных параметров труб обсадных колонн исходной информацией являются данные, полученные при геофизических исследованиях технического состояния скважины. При этом определяются толщины стенок колонн, замеряются их внутренние диаметры, определяется коррозионный износ обсадных колонн (изменение от номинала). Толщина стенок труб второй колонны устанавливается при обследовании первой колонны с повышенной погрешностью показаний геофизических приборов.

Таким образом, основными методами контроля показателей уязвимости и их признаков являются ГИС и ГДИ, а также визуальные наблюдения и измерения на местности.



Эксплуатация скважин с МКП определяется в соответствии с результатами оценки безопасности, которая проводится для каждой скважины с МКД.

Оценка безопасности скважин с МКП проводится на основании оценки степени опасности межколонных проявлений и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды. Уровень безопасности оценивается по принципу пересечения этих событий и количественно выражается коэффициентом риска аварии:

$$R = k_{оп} \cdot k_y, \tag{1}$$

где  $k_{оп}$  – коэффициент опасности межколонного проявления;  $k_y$  – коэффициент уязвимости межколонного пространства.

Уровень безопасности оценивается по величине коэффициента риска аварии, в соответствии с данными таблицы 3.

**Таблица 3** – Уровень безопасности скважин с межколонными проявлениями

	Уровень безопасности	Коэффициент риска
1	Нормальный (малая степень риска)	$R \leq 0,15$
2	Пониженный (умеренная степень риска)	$0,15 < R \leq 0,3$
3	Неудовлетворительный (большая степень риска)	$0,3 < R \leq 0,5$
4	Опасный уровень (критическая ситуация)	$R > 0,5$

Уровень безопасности оценивается для каждого межколонного пространства с МКП. Безопасность скважины в целом оценивается по межколонному пространству с наихудшим уровнем безопасности.

Как видно из приведенной таблицы 3 уровень безопасности скважины имеет несколько градаций в зависимости от значений коэффициента риска, определяющего возможность и условия ее эксплуатации. Так, в области значений  $R \leq 0,15$  уровень безопасности скважины оценивается как нормальный. Значение критериев безопасности не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля межколонного проявления.

В области значений  $0,15 < R \leq 0,3$  уровень безопасности скважины оценивается как пониженный. Имеются те или иные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении мероприятий по повышению уровня безопасности, конкретный перечень которых вытекает из анализа факторов, обуславливающих максимальные значения показателей опасности и уязвимости.

В области значений  $0,3 < R \leq 0,5$  уровень безопасности скважины оценивается как неудовлетворительный. Имеются отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии и восстановлению нормального уровня безопасности.

В области значений  $R > 0,5$  ситуация на скважине характеризуется как критическая. Скважина подлежит незамедлительному выводу из эксплуатации, проведению работ по ликвидации межколонных проявлений с последующим вводом в эксплуатацию или ликвидацией скважины.

Таким образом, коэффициент риска является одним из основных количественных показателей, по которому оценивается уровень безопасности скважин с межколонными проявлениями.

Для повышения уровня безопасности скважин с межколонными проявлениями, не связанными с проведением ремонтных работ, необходимо: развитие системы мониторинга и контроля за межколонными проявлениями; проведение мероприятий по снижению МКД; повышение достоверности информации о техническом состоянии скважин и характеристиках МКП; повышение уровня готовности к действиям по ликвидации и локализации аварий, связанных с МКП.

### Литература:

1. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2013. – Т. 2. – 267 с.
2. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Повышения эффективности строительства высокопроизводительных скважин на месторождениях и ПХГ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – 416 с.
3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – 1997. – № 116-ФЗ.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Федеральные нормы и правила (утв. Ростехнадзором. 12.03.2013): – Вып. 19. – Сер. 08 Документы по безопасности надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : ЗАО НТЦ ПБ. – 288 с.



5. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах: ПБ 08-621-03. – Вып. 4. – Сер. 8 Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М. : НТЦ «Промышленная безопасность». – 2003.
6. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных газоконденсатных месторождениях // Записки горного института. – СПб., 2020. – Т. 244. – С. 418–427.
7. Возникновение флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин / Р.А. Гасумов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – М., 2019. – № 10 (610). – С. 37–42.
8. Исследования причин заколонных проявлений при цементировании в скважине эксплуатационной колонны / Р.А. Гасумов [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – Ставрополь, 2017. – № 4. – С. 125–136.
9. Способ исследования динамических процессов газовой среды многопластовых газовых месторождений и подземных хранилищ газа / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2017. – № 12. – С. 38–41.
10. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Павлюкова И.В. О влиянии техногенных факторов на геотехнические системы и обеспечении экологической безопасности разработки месторождений УВ // Территория «Нефтегаз». – М., 2016. – № 7–8. – С. 110–115.
11. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» // СТО Газпром 2-2.3-400-2009. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2010. – 361 с.
12. Продление сроков безопасной эксплуатации скважин / Р.А. Гасумов [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – М., 2016. – № 2. – С. 25–27.
13. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов // РД 03-418-01. – М., 2001. – 21 с.
14. Инструкция по техническому диагностированию скважин ПХГ // СТО Газпром 2-2.3-145-2007. – М. : ИРЦ Газпром. – 2006. – 62 с.
15. Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» // СТО 2-2.3-312-2009. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2009. – 59 с.
16. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов // СТО Газпром 9.3-011-201. – М. : ООО «Газпром экспо». – 2011. – 34 с.

#### References:

1. Gasumov R.A., Minlikayev V.Z. Technique and technology of well repair. – М. : LLC Gazprom expo. – 2013. – Vol. 2. – 267 p.
2. Gasumov R.A., Minchenko Y.S., Gasumov E.R. Increasing the efficiency of high-performance well construction in fields and underground gas storage facilities. – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – 416 p.
3. Federal Law «On Industrial Safety of Hazardous Production Facilities». – 1997. – № 116-FZ.
4. Safety Rules in the Oil and Gas Industry. Federal norms and rules (approved. by Rostekhnadzor. 12.03.2013): – Issue 19. – Ser. 08 Documents on safety of supervisory and permitting activities in the oil and gas industry. – М. : ЗАО NTC PB. – 288 p.
5. Rules of creation and operation of underground gas storages in porous strata: PB 08-621-03. – Issue 4. – Ser. 8 Normative Documents on Safety, Supervision and Permitting Activity in Oil and Gas Industry. – М. : STC «Promyshlennaya bezopasnost». – 2003.
6. Gasumov R.A., Minchenko Y.S., Gasumov E.R. Features of creating underground reservoirs in depleted gas-condensate fields // Notes of the Mining Institute. – Spb., 2020. – Vol. 244. – P. 418–427.
7. Occurrence of fluid-producing channels in the cemented well space / R.A. Gasumov [et al.] // Neftepromyshlennoe delo. – М., 2019. – № 10 (610). – P. 37–42.
8. Studies of the causes of behind-the-casing manifestations during cementing in the production string well / R.A. Gasumov [et al.] // Nauka. Innovations. Technologies. – Stavropol, 2017. – № 4. – P. 125–136.
9. Method of research of dynamic processes of the gas environment of multi-layer gas fields and underground gas storages / R.A. Gasumov [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – М., 2017. – № 12. – P. 38–41.
10. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Pavlyukova I.V. On the impact of man-made factors on geotechnical systems and ensuring environmental safety of hydrocarbon deposits development // Territory «Neftegaz». – М., 2016. – № 7–8. – P. 110–115.
11. Methodology of Risk Analysis for Hazardous Production Facilities of Gas Producing Companies of Gazprom OJSC // STO Gazprom 2-2.3-400-2009. – М. : LLC Gazprom expo. – 2010. – 361 p.
12. Extension of safe well operation period / R.A. Gasumov [et al.] // Bulletin of the Drilling Contractors Association. – М., 2016. – № 2. – P. 25–27.
13. Methodical instructions for risk analysis of hazardous production facilities // RD 03-418-01. – М., 2001. – 21 p.
14. Instruction on technical diagnostics of UGSF wells // STO Gazprom 2-2.3-145-2007. – М. : IRC Gazprom. – 2006. – 62 p.
15. Methods of Technical Diagnosing of Gas and Gas Condensate Wells at Gas Producing Companies of «Gazprom» JSC // STO 2-2.3-312-2009. – М. : Gazprom expo LLC. – 2009. – 59 p.
16. Corrosion Inhibitor Protection of Field Facilities and Pipe-Lines // STO Gazprom 9.3-011-201. – М. : LLC Gazprom Expo. – 2011. – 34 p.





УДК 622.279.7

## БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ С КОНДЕНСИРУЕМОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ И СВЕРХ АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

### PLUGGING SOLUTION WITH CONDENSABLE SOLID PHASE FOR KILLING WELLS WITH ABNORMALLY LOW AND OVER ABNORMALLY LOW FORMATIONS PRESSURES

**Гасумов Рамиз Алиевич**

д-р техн. наук, профессор,  
заслуженный деятель науки РФ,  
академик РАН, генеральный директор,  
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский  
проектный институт природных газов»  
r.gasumov@yandex.ru

**Костюков Сергей Владимирович**

аспирант,  
научный сотрудник лаборатории технологии бурения,  
ремонта и эксплуатации скважин,  
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский  
проектный институт природных газов»  
kostyukovsv@scnipigaz.ru

**Аннотация.** В работе представлены результаты лабораторных исследований блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на основе соединений кальция. Выявлены особенности такого рода систем, и определены их положительные характеристики, что позволило сделать вывод о перспективности их применения в качестве блокирующих составов для применения в скважинах со сложными горно-геологическими условиями.

**Ключевые слова:** технологическая жидкость, аномально низкое пластовое давление, сверх аномально низкое пластовое давление, конденсируемая твердая фаза, блокирующий состав, газовая скважина.

**Gasumov Ramiz Alievich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Honored Scientist of the Russian Federation,  
Member of the Russian Academy of Natural  
Sciences, General Director,  
Director General,  
JSC «North-Caucasus Research  
Design Institute of Natural Gases»  
r.gasumov@yandex.ru

**Kostyukov Sergey Vladimirovich**

Postgraduate Student,  
Researcher at the Laboratory of  
Drilling Technology,  
Well Repair And Operation  
Technology Laboratory,  
JSC North Caucasus Research  
Design Institute of Natural Gases  
kostyukovsv@scnipigaz.ru

**Annotation.** The article is devoted to the results of laboratory studies of plugging solutions with a condensable solid phase based on calcium. The features of such systems have been revealed and their positive characteristics have been determined. It made it possible to conclude that such systems compounds are promising plugging solutions for usage in wells with complicated mining and geological conditions.

**Keywords:** technological fluid, abnormally low formation pressure, over abnormally low formation pressure, condensable solid phase, plugging solution, gas well.

**В** настоящее время значительная часть газовых и газоконденсатных месторождений России находятся на заключительной стадии разработки. Одним из наиболее негативных проявлений этого является существенное снижение пластовых давления. Для таких месторождений характерны аномально низкие и сверх аномально низкие пластовые давления (АНПД и САНПД, соответственно), что чревато поглощением больших объемов технологических жидкостей в процессе ремонтных работ и падением производительности скважины в послеремонтный период.

Указанное значительно осложняет проведение работ в скважинах и предъявляет достаточно жесткие требования к применяемым технологиям. Сущность их сводится к необходимости недопущения негативного влияния применяемых технических решений на физико-химические, фильтрационные и прочие параметры эксплуатируемого объекта разработки, т.е. продуктивного пласта. В первую очередь это касается глушения скважин. Как известно указанная операция предваряет большинство работ и зачастую именно от нее зависит эффективность проведенного ремонта. Столь существенное влияние технологических приемов глушения можно объяснить следующим:

– жидкости, применяемые при глушении, непосредственно контактируют с породами пластов и могут привести к разупрочнению их структуры и ухудшению коллекторских свойств за счет набухания глинистых минералов, формирования в поровых каналах стойких во времени полимерных пленок, засорение пор частицами коагулирующего агента и т.д.;

– качественное блокирование продуктивной толщи на период ремонта препятствует загрязнению призабойной зоны технологическими жидкостями, тампонажными растворами, а также их компонентами и фильтрациями.



В настоящее время наиболее часто применяются два способа глушения скважин. Первый из них основан на использовании жидкости глушения. Это универсальная технологическая жидкость обеспечивающая создание гидростатического давления на пласт и формирование в стволе скважины фильтрационных корок. Жидкостью глушения, как правило, полностью заполняют ствол скважины, поэтому многие дальнейшие операции проводятся в ее среде. Также зачастую ее используют в качестве промывочной. Недостатком этого способа является универсальность применяемых жидкостей глушения. Они могут иметь оптимальные реологические и фильтрационные свойства, но не способны создать в призабойной зоне пласта (ПЗП) прочный блокирующий экран, который бы мог выдержать значительные репрессии на пласт (5–15 МПа), что характерно при проведении ремонтных работ в условиях АНПД и тем более САНПД.

Этого недостатка лишен второй способ – глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта. При его реализации используются две специализированные жидкости – блокирующий состав и рабочая жидкость. При проведении работ они закачиваются последовательно. Блокирующий состав обеспечивает создание в ПЗП прочного плотного блокирующего экрана, препятствующего поглощению используемых при дальнейшем ремонте технологических жидкостей и их фильтратов в пласт. Для него характерны высокие вязкость и фильтрационные свойства, значительное содержание кольматирующих добавок, фракционный состав и содержание которых определяется с учетом правила Абрамса [1].

Основными функциями рабочей жидкости являются задавка блокирующего состава в продуктивный пласт и создание гидростатического давления в скважине для предотвращения проявлений пластовых флюидов в процессе выполнения ремонтных работ. Кроме того указанная жидкость благодаря низкой вязкости и малому содержанию твердых частиц (или их отсутствию) может использоваться при проведении дальнейших операций в качестве буферной или промывочной.

Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта имеет значительные преимущества и как показывает опыт обеспечивает более высокую эффективность при проведении ремонта на месторождениях с АНПД и САНПД. При этом ключевым моментом здесь является параметры используемого блокирующего состава. Он должен обладать следующими свойствами:

- высокой блокирующей способностью;
- возможность деблокирования ПЗП при малых депрессиях в процессе вызова притока при освоении скважины;
- не оказывать негативного влияния на породы пласта и его коллекторские свойства (ингибировать набухание глин, не образовывать устойчивые адсорбционные структуры на стенках поровых каналов (например, полимерные пленки) и другое).

Существует значительное количество технологических жидкостей, которые могут быть использованы в качестве блокирующего состава. Как правило, это многофазные системы – пены, эмульсии, суспензии, содержащие частицы твердой фазы. Традиционно в таких растворах в качестве кольматирующего агента используют органические и минеральные наполнители (молотые торф, слюду, мел, кальцит и т.д.) или их смеси. Также известны составы с конденсируемой твердой фазой, которая образуется в результате химического взаимодействия компонентов.

Особенно следует отметить гидросолегелевые системы. В них твердая фаза составлена частицами нерастворимых в воде гидроксидов и солей металлов. Такие растворы обладают рядом положительных свойств:

- кольматант образуется в блокирующем составе в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в составе;
- фракционный состав частиц кольматирующего агента может изменяться в достаточно широких пределах за счет корректировки содержания химических реагентов в рецептуре блокирующего состава;
- гидроксидная составляющая конденсируемой твердой фазы представлена аморфными частицами, имеющими большую поверхностную активность, благодаря чему система структурирована и обладает высокими тиксотропными свойствами.

Последнее особенно важно. Частицы твердой фазы таких составов прочно связаны друг с другом полимерными молекулами. За счет этого с учетом низкой скорости течения, гидросолегелевые блокирующие составы в поровом пространстве переходят в не текучее состояние, что позволяет создать плотный и прочный блокирующий экран при малой глубине проникновения в пласт.

АО «СевКавНИПИгаз» имеет большой опыт разработки технологических жидкостей и технологий глушения скважин для месторождений с различными горно-геологическими и климатическими условиями [2–4]. В рамках работ по исследованию гидросолегелевых систем был разработан блокирующий состав с конденсируемой твердой фазой, выбранной из числа кислоторастворимых химических соединений [3, 4]. Состав стабилизирован органическими добавками – поверхностно-активными веществами (стеарат цинка и другие) и полимером. По химическому составу конденсируемая твердая



фаза представлена частицами аморфного гидроксида кальция  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и кристаллического гидроортофосфата кальция  $\text{CaHPO}_4$ . Он обладает высокими ингибирующими, тиксотропными и блокирующими свойствами (выдерживает перепад давлений до 20 МПа) и может применяться на месторождениях с АНПД и САНПД с терригенными коллекторами с неоднородной проницаемостью, содержащими глинистые минералы различного минералогического и химического состава. Кроме того, блокирующий состав обеспечивает сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 % при давлении освоения 0,2–0,4 МПа). Его высокая ингибирующая способность обусловлено большим содержанием хлоридов щелочных металлов (или аммония), являющихся побочным продуктом химических реакций приводящих к выделению вещества для формирования твердой фазы.

Таким образом, при проведении ремонтных работ на скважинах с АНПД и САНПД перспективным является применение технологии глушения с временным блокированием продуктивного пласта с использованием гидросолегелевых блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой.

### Литература:

1. Крылов В.И., Крецул В.В., Меденцев С.В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 477 с.
3. Гасумов Р.А., Костюков С.В. Стеарат цинка как модификатор структуры блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5. – С. 70–75.
4. Пат. 2543003 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/504. Состав для временного блокирования продуктивного пласта на водной основе [Текст] / Р.А. Гасумов, А.А. Гаврилов, Т.Ш. Вагина, С.В. Костюков, патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2014110212/03: заявл. 18.03.14, опубл. 27.02.15, бюл. – № 6. – 11 с.

### References:

1. Krylov V.I., Kretsul V.V., Medentsev S.V. Modern technological fluids for well completion and workover. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 1. – P. 36–44.
2. Gasumov R.A., Minlikayev V.Z. Increase and restoration of productivity of gas and gas condensate wells. – M. : LLC Gazprom expo, 2010. – 477 p.
3. Gasumov R.A., Kostyukov S.V. Zinc stearate as a modifier of blocking compositions structure with condensable solid phase in fields with abnormally low reservoir pressures // Oilfield Business. – 2019. – № 5. – P. 70–75.
4. Pat. 2543003 Russian Federation, IPC C 09 K 8/504. Composition for temporary water-based blocking of productive formation [Text] / R.A. Gasumov, A.A. Gavrillov, T.Sh. Vagina, S.V. Kostyukov, patent holder OJSC «Gazprom». – № 2014110212/03: application. 18.03.14, publ. 27.02.15. – № 6. – 11 p.



УДК 622.279.6

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ МЕХАНИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА ХАРЬЯГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CONDUCTING GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES BY MECHANICAL METHODS ON THE KHARYAGINSKOYE FIELD

**Долингер Александр Александрович**

студент  
направления подготовки «Нефтегазовое дело»,  
Ухтинский государственный технический университет  
dolinger11@icloud.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений и  
подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В процессе добычи нефти вся извлекаемая пластовая жидкость (нефть и вода) проходит через призабойную зону пласта добывающих скважин. Эти процессы происходят при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости были первоначально на поверхности или в пласте. В результате в призабойной зоне пласта, как в фильтре, могут откладываться как различные углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), так и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия. Засорённость призабойной зоны пласта – одна из актуальных проблем, возникающих при эксплуатации скважин. Из-за этого ухудшается приток пластового флюида в скважину. Для интенсификации притока в скважину используются различные методы воздействия на призабойную зону пласта, которые увеличивают её проницаемость, и, как следствие этого, происходит увеличение притока пластового флюида в скважину. В статье рассмотрены результаты проведения ГТМ на Харьягинском месторождении механическими методами, к которым относятся ГРП и реперфорация скважин. Сравниваются показатели эффективности, определяются основные проблемы и даются рекомендации.

**Ключевые слова:** анализ разработки Харьягинского месторождения; текущее состояние системы разработки; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; общие сведения о проведённых ГТМ; гидроразрыв пласта; реперфорация пластов; сравнение эффективности ГРП и реперфорации пластов.

**Dolinger Alexander Alexandrovich**

Student  
«Oil and Gas Business»  
Direction of Training,  
Ukhta State Technical University  
dolinger11@icloud.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department of  
Development and Operation of  
Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** In the process of oil production, all of the recoverable formation fluid (oil and water) passes through the bottomhole formation zone of the producing wells. These processes occur at temperatures and pressures different from those at which these fluids were originally at the surface or in the formation. As a result, both various hydrocarbon components (resins, asphaltenes, paraffins, etc.) and various salts precipitating from solutions as a result of thermodynamic equilibrium disturbance can be deposited in the bottomhole formation zone, as in a filter. Clogging of the bottomhole formation zone is one of the urgent problems that arise during the operation of wells. Because of this, the inflow of formation fluid into the well is impaired. To stimulate the inflow into the well, various methods are used to influence the bottomhole formation zone, which increase its permeability, and, as a consequence, an increase in the inflow of formation fluid into the well occurs. The article discusses the results of geological and technical measures on the Kharyaginskoye field by mechanical methods, which include hydraulic fracturing and well reperforation. Performance indicators are compared, key issues identified and recommendations made.

**Keywords:** analysis of the development of the Kharyaginskoye field; current state of the development system; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; general information about the conducted geological and technical measures; hydraulic fracturing; reperforation of layers; comparison of the efficiency of hydraulic fracturing and reservoir reperforation.

#### Общие сведения о месторождении

**Х**арьягинская структура выявлена и подготовлена к бурению сейсморазведочными работами в 1961–1963 гг. Харьягинское месторождение открыто в 1970 году, введено в разработку в 1987 году. Характерной особенностью месторождения является многосластовость. Залежи нефти установлены в интервале разреза толщиной 2800 м в стратиграфическом диапазоне от среднедевонских до нижнетриасовых отложений включительно.



В продуктивном разрезе месторождения выделено 6 объектов разработки:

I – залежи нефти поддоманиково терригенного комплекса среднего и верхнего девона («верхняя» пачка старооскольского горизонта в качестве базисного пласта);

II – залежи нефти в рифогенных карбонатах верхнего девона (базисная залежь D<sub>3</sub>-III);

III – залежи нефти в карбонатах нижней перми (ассельско-сакмарский и артинский ярусы);

IV – залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (группа пластов P<sub>2</sub>-I – P<sub>2</sub>-IV, базисный пласт – P<sub>2</sub>-III);

V – залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (группа пластов P<sub>2</sub>-V – P<sub>2</sub>-XIII с пластом – P<sub>2</sub>-V в качестве базисного);

VI – залежи нефти в полимиктовых песчаниках триаса (базисный пласт – T<sub>1</sub>-I).

По геологическому строению месторождение относится к категории очень сложнопостроенных, для него характерны как литологические замещения, так и тектонические нарушения, невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Эксплуатационное бурение на месторождении ведётся с 1987 года в пределах южного купола Центрально-Харьягинского поднятия. В целях уточнения строения месторождения по различным маркирующим горизонтам в 1991–1993 гг. проводились сейсморазведочные работы на северной периклинали Центрально-Харьягинского поднятия и на Южно-Харьягинском поднятии. В первые пять лет с начала разработки месторождения проводилось интенсивное эксплуатационное бурение на площади (максимальный уровень был достигнут в 1991 году и составил 120 тыс. м / год), с 1992 года наблюдается сокращение темпов бурения, а в течение 1994–1999 гг. бурение практически прекратилось.

Только с 2000 года наметилась тенденция к росту эксплуатационного бурения. В 2002 году объём эксплуатационного бурения составил 37,5 тыс. м. Суммарный объём проходки достиг 652,6 тыс. м, при этом почти половина метража (274,7 тыс. м) приходится на I объект.

По мере накопления и обработки сейсмического и геолого-геофизического материала в процессе разбуривания изменялось представление о геологическом строении месторождения. Кардинальным образом изменилась геологическая модель I объекта разработки, по которому принят вариант тектонического строения. Почти по всем залежам произошло уменьшение площадей нефтеносности, обусловленное дроблением единых, как представлялось ранее, залежей на две и более, выявлением зон замещения коллекторов плотными породами, особенно в пластах V и VI объектов, установлением, как правило, более высокого положения ВНК.

За период с начала освоения месторождения в его разработке участвовало 272 скважины (80 % пробуренных), в том числе добыча нефти осуществлялась из 267 скважин, под закачку воды использовали 53 скважин, из которых 48 скважин первоначально обрабатывалась на нефть.

### Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

В соответствии с утверждённой технологической схемой разработки на площади месторождения предусматривалось пробурить 1250 скважин, в т.ч. добывающих 674, нагнетательных 233, резервных 273, оценочных 44, контрольных 26. Распределение основного и резервного фонда скважин по категориям и объектам разработки выглядело следующим образом (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика проектного фонда скважин

Объект разработки	Количество скважин, ед.				
	добывающих	нагнетательных	основного фонда	резервных	итого
I	165	65	230	69	299
II	76	12	88	41	129
III	82	31	113	34	147
IV	167	62	229	69	98
V	119	44	163	40	203
VI	65	19	84	20	104
по месторождению	674	233	907	273	1180
по 4 разрабатываемым объектам	516	190	706	198	904

В самом начале разбуривания месторождения выявились существенные изменения в представлении о геологическом строении всех разрабатываемых объектов, особенно V и VI, в связи с чем их разбуривание по утверждённым сеткам было признано нецелесообразным. Практически по всем объектам установлено сокращение площадей нефтеносности, часть проектных скважин оказалась размещённой в некондиционных толщинах и за контуром. По этим причинам в период с 1989-1994 гг.





возникла необходимость отказа от бурения 168 скважин (121 – добывающей и 47 – нагнетательной), что составляет 23,8 % от утверждённого основного фонда. Было утверждено исключение из эксплуатационного бурения следующего числа скважин:

- по I объекту – 34 скважины: 27 добывающих и 7 нагнетательных;
- по IV объекту – 31 скважины: 19 добывающих и 12 нагнетательных;
- по V объекту – 57 скважин: 43 добывающих и 14 нагнетательных;
- по VI объекту – 46 скважин: 32 добывающих и 14 нагнетательных.

Таким образом, к началу 1995 года скорректированный проектный фонд по разрабатываемым объектам составлял 538 скважин и по объектам распределялся следующим образом (табл. 2).

**Таблица 2** – Характеристика текущего фонда скважин

Объект разработки	Количество скважин, ед.				
	добывающих	нагнетательных	основного фонда	резервных	итого
I	138	58	196	69	265
IV	148	50	198	69	267
V	76	30	106	40	146
VI	33	5	38	20	58
по 4 разрабатываемым объектам	395	143	538	198	736

Изменение экономической ситуации в стране привело к практическому прекращению бурения на месторождении с 1994 по 2001 г. По состоянию на 01.01.2017 г. суммарный эксплуатационный метраж (без учёта скважин, пробуренных на II и III объекты) составил 491 тыс. м. При этом почти половина метража (49,8 %) приходится на I объект, 30,6 % – на IV, 12,1 % – на V и лишь 7,5 % – на VI. При этом все эксплуатационные объекты характеризуются неразвитой системой заводнения, из-за чего наблюдается падение пластового давления практически по всем объектам разработки. Наибольшее падение пластового давления фиксируется в центральной части южного купола базисного пласта IV ЭО P<sub>2</sub>-III. Поэтому на данный момент как никогда остро встаёт вопрос о совершенствовании системы заводнения пласта P<sub>2</sub>-III.

Залежь нефти IV ЭО представлена четырьмя продуктивными пластами P<sub>2</sub>-I, P<sub>2</sub>-II, P<sub>2</sub>-III и P<sub>2</sub>-IV. Так, основной пласт P<sub>2</sub>-III, содержащий 75 % запасов нефти, перфорирован в 85 % скважин, вскрывших его бурением, и обеспечивает 79 % текущей добычи нефти. Второй по величине запасов пласт P<sub>2</sub>-II (15 %) вскрыт перфорацией в 55 % продуктивных на него скважинах и обеспечивает почти 20 % от годовой добычи нефти, что свидетельствует об имеющемся некотором резерве по наиболее полному использованию продуктивного разреза IV ЭО. Распределение действовавшего в 2018 году фонда скважин по их среднегодовым дебитам и обводнённости представлено на рисунке 1 и таблицах 3 и 4.



**Рисунок 1** – Динамика показателей использования фонда добывающих скважин



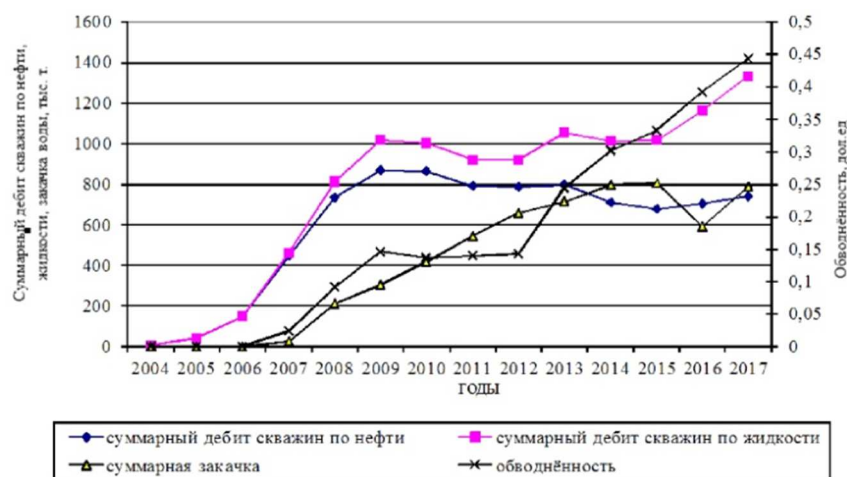
**Таблица 3** – Распределение действующего фонда скважин IV ЭО по среднегодовым дебитам по нефти и по обводнённости в 2017 году

Обводнённость, %	Количество скважин		Диапазоны дебитов по нефти, тонн / сут.				
	ед.	%	до 5	5–10	10–50	50–100	100–150
0	26	29,9	25		1		
0–2	6	6,9	1			5	
2–10	16	18,4			8	8	
10–50	18	20,7	1		13	4	
50–90	21	24,1	2		19		
> 90	0	0,0					
Всего	87	100	29		41	17	

**Таблица 4** – Распределение действующего фонда скважин IV ЭО по среднегодовым дебитам по жидкости и по обводнённости в 2018 году

Обводнённость, %	Количество скважин		Диапазоны дебитов по жидкости, тонн / сут.				
	ед.	%	до 5	5–10	10–50	50–100	100–150
0	26	29,9	25		1		
0-2	6	6,9	1			5	
2-10	16	18,4			6	10	
10-50	18	20,7	1		5	12	
50-90	21	24,1			4	16	1
> 90	0	0,0					
Всего	87	100	27		16	43	1

Годовые отборы нефти росли до 2009 года, в основном, за счёт высоких темпов ввода новых скважин в эксплуатацию (по 20 новых добывающих скважин в год). Максимальный уровень достигнут в 2009 году практически при полной разбуренности проектным фондом. Темп отбора НИЗ составил примерно 3,7 %. Этот уровень добычи удалось удержать ещё один год за счёт ввода оставшихся 10 новых добывающих скважин. Затем в 2011 году произошло значительное снижение годовой добычи нефти из-за отставания внедрения ППД, годовая компенсация отборов закачкой составила лишь 30 % от текущих отборов жидкости. При растущих годовых объёмах закачки воды удалось стабилизировать добычу нефти в 2011–2013 гг., затем из-за ограничения закачки воды и начавшегося достаточно быстро обводнения скважин (характерно для II стадии разработки нефтяных месторождений) годовые уровни добычи нефти стали снижаться. Динамика основных показателей разработки IV ЭО представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Динамика основных показателей разработки IV ЭО

Особенно сильно снизились добывающие способности скважин по пласту P<sub>2</sub>-III. Основная причина этого – снижение пластового давления. При первоначальном 16,5 МПа на данный момент оно составляет 9,2 МПа и даже меньше, т.е. к началу 2020 года приблизится к давлению насыщения – 7,4 МПа. Динамика изменения пластового давления приведена на рисунке 3, карта изобар пласта P<sub>2</sub>-III представлена на рисунке 4.



В 2017 году добыча нефти несколько выросла благодаря улучшению показателей работы скважин, что в свою очередь обеспечило высокие коэффициенты изменения дебитов скважин, равных 0,985. В прошедшем году также достигнут значительный сдвиг по сокращению неработающего фонда скважин (сокращение 38 % от числа простаивающих), а средний дебит на одну введенную скважину – 28,8 тонн / сут.

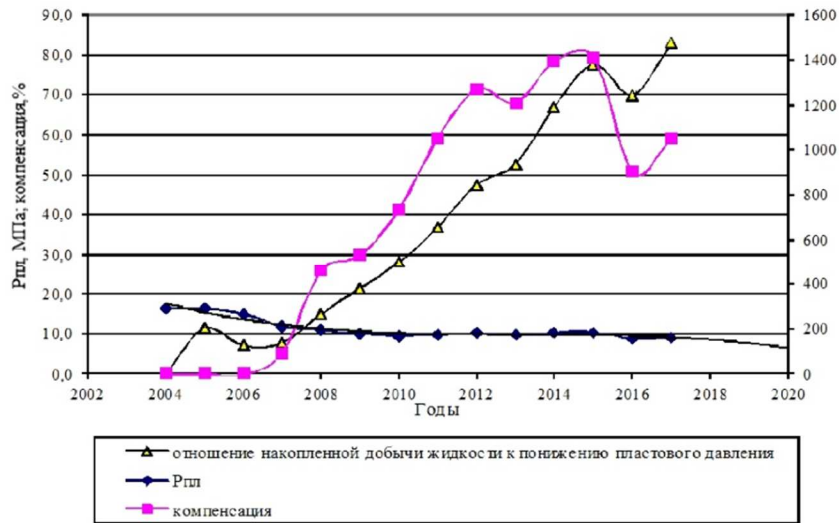


Рисунок 3 – Динамика компенсации и изменения пластового давления по пласту P2-III

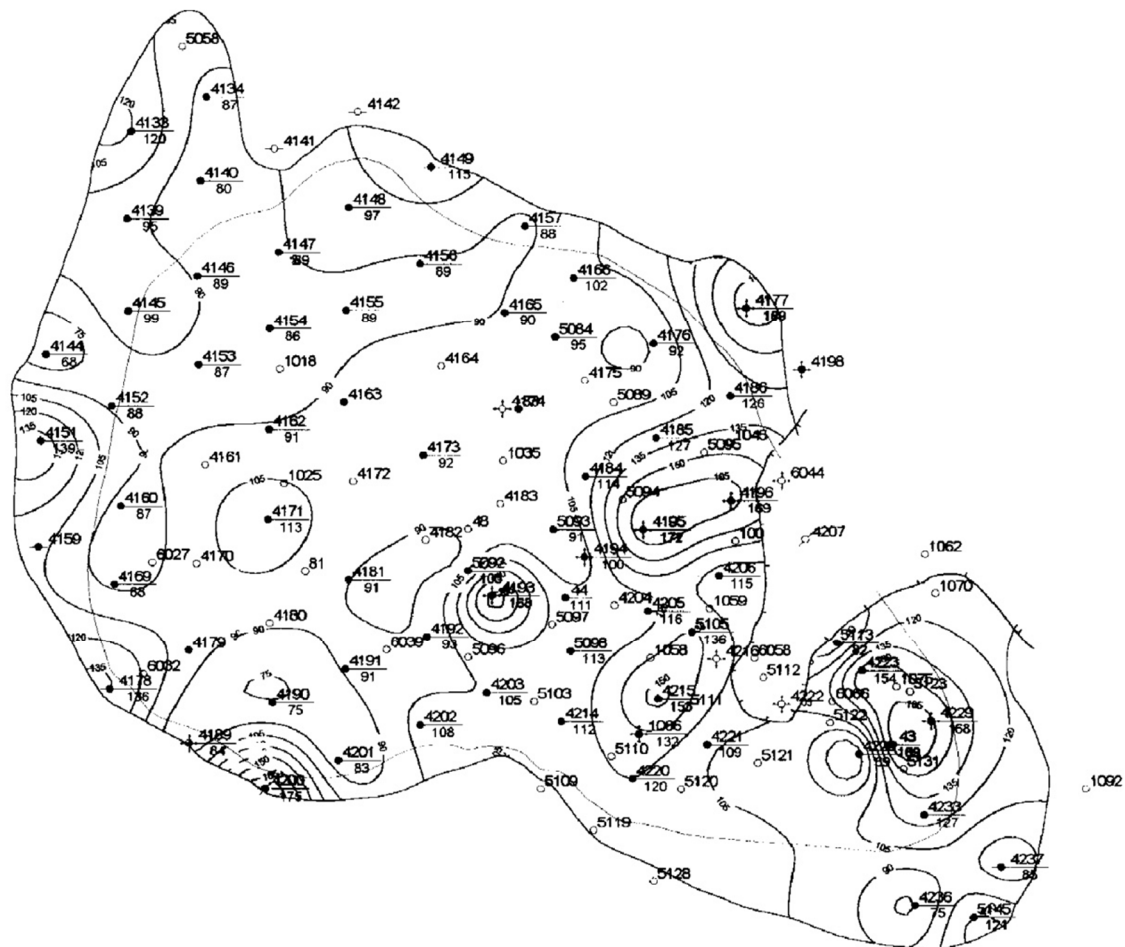


Рисунок 4 – Карта изобар пласта P<sub>2</sub>-III Харьягинского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.



## Общие сведения о проведённых ГТМ

С самого начала освоения месторождения возникла необходимость корректировки принятых в технологической схеме решений. Наиболее существенными причинами такой необходимости были следующие:

- 1) перенос начала бурения и ввода в разработку сероводородсодержащих II и III объектов;
- 2) сокращение проектного фонда скважин из-за значительного изменения геологических моделей (и, соответственно, запасов) всех введённых в разработку объектов.

Вместе с запаздыванием в бурении и обустройстве скважин (а в период 1994–1999 гг. полным прекращением бурения), а также медленным развитием системы заводнения это привело к резкому расхождению проектных и фактических показателей разработки как по объектам, так и в целом по месторождению.

В период 2010–2017 гг. на добывающих скважинах Харьягинского месторождения проводились мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Из механических методов применялись дострелы пластов, объектов и реперфорация ранее вскрытых интервалов, гидравлический разрыв пласта, термическое и акустическое воздействие, из гидродинамических методов – форсирование (оптимизация) отборов жидкости, ввод скважин в эксплуатацию за счёт переводов с других горизонтов пластов. По группе химических методов воздействия проводились различные виды кислотных обработок, закачка антипарафиновых композиций. По нагнетательному фонду наиболее широкое применение имели технологии, направленные на увеличение приёмистости скважин и мероприятия, связанные с переводом добывающих скважин в нагнетание.

Объёмы проводимых ГТМ по добывающему и нагнетательному фонду в последние годы выросли. Основной объём мероприятий приходится на I и IV эксплуатационные объекты.

Значительная часть ГТМ как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах осуществлялась силами бригад КРС, ПРС и специализированных предприятий. Сюда относятся все работы по интенсификации отборов жидкости и обработкам нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приёмистости и очистки призабойной зоны.

## Гидроразрыв пласта

В рассматриваемый период было проведено 8 операций по гидроразрыву пласта. Информация о результатах проведения ГРП представлена в таблице 5.

Гидроразрывы проводились в скважинах, пласты которых характеризуются высокими коллекторскими свойствами: по ГИС пористость колеблется от 13 до 22 %, проницаемость – от 0,002 до 0,329 мкм<sup>2</sup>. Исключение только составили скважины №№ 4233 и 5123, пласты которых представлены низкопроницаемыми песчаниками.

Две операции проводились по I объекту, три – по скважинам IV объекта, две операции по V объекту и одна по VI объекту разработки. Проектирование технологий ГРП и их проведение на скважинах в 2011 году осуществила компания «Самотлор фракмастер сервисиз», в 2016 году на скважине № 1537 проведён компанией «Schlumberger».

На рисунке 5 представлена гистограмма сравнения дебита нефти по скважинам до и после проведения ГРП.

Как видно из рисунка 5, по скважинам №№ 4233 и 5112 прирост добычи нефти незначителен (около 2 тонн / сут.), а по скважине № 1045 наблюдается снижение добычи.

Причиной неэффективной операции в скважине № 1045 является низкое пластовое давление (22,9 МПа при начальном 46,2 МПа). На работу данной скважины не сказывается влияние нагнетательных скважин №№ 100 и 1037. Из-за наличия на этом участке двух тектонических нарушений гидродинамическая связь с ними видимо отсутствует. Специальные исследования (гидропрослушивание) не проводились. По предварительным результатам закачки трассеров в нагнетательную скважину № 1037, выполненной в 2004 году, лишь 2 % объёма закачиваемой воды достигает скважины № 1045.

Невысокие результаты после проведения ГРП получены в скважине № 4233 по причине расположения в пределах залежи южного купола. Участок пласта к моменту проведения ГРП разрабатывался на естественном режиме, не была сформирована система заводнения. Средневзвешенное пластовое давление составило 10–11 МПа, что ниже начального, которое принято по данному пласту равным 16 МПа.

В таблице 6 представлена информация о продолжительности эффекта и дополнительной добыче нефти.

В 2011 году при вводе из бездействия в скважине № 5112 провели гидроразрыв пласта. Данная скважина эксплуатировалась в периодическом режиме и в январе 2012 года была остановлена по причине низкой продуктивности. Пластовое давление в тот период держалось на уровне 10–11 МПа (при начальном по пласту равном 13 МПа). Влияние закачки нагнетательной скважины № 6065 не наблюдается. Причиной отсутствия гидродинамической связи видимо является литологическая неоднородность продуктивных отложений.



Таблица 5 – Результаты проведения ГРП

№ скважины	Объект	Вид обработки	Дата пуска	Характеристика работы скважин								
				до ГТМ				после ГТМ				
				Дебит нефти, тонн / сут.	Дебит жидкости, тонн / сут.	обводнённость, %	Дебит нефти, тонн / сут.	Дебит жидкости, тонн / сут.	обводнённость, %	Дебит нефти, тонн / сут.	обводнённость, %	
4233	IV, V	ГРП	06.06.2011	10,8	14,8	26,7	14,1	19,3	27,1			
48	IV	ГРП	06.01.2011	23,6	25,2	6,6	36,5	40,2	9,4			
5112	IV, V	ГРП	24.06.2012	4,7	4,9	4,0	6,6	7,0	6,4			
5123	V	ГРП	28.05.2013	10,3	10,9	5,2	16,4	17,3	5,3			
4223	IV	ГРП	20.05.2013	7,5	8,3	9,0	21,1	23,7	11,0			
4228	IV	ГРП	21.01.2014	7,5	8,4	10,3	27,3	91,2	70,1			
1045	I	ГРП	19.04.2015	48,3	49,3	1,9	24,5	28,0	12,5			
1537	I	ГРП	04.07.2016	9,4	15,9	40,9	26,9	28,1	4,2			

Таблица 6 – Эффект проведения ГРП

№ скважины	Объект	Вид обработки	Дата пуска	Дополнительная добыча нефти, тонн	Продолжительность эффекта, сут.	Отработанное время, сут.	Прирост дебита нефти за отработанное время, тонн / сут.	Прирост дебита нефти за время эффекта, тонн / сут.
4233	IV, V	ГРП	06.06.2011	933,1	205,0	288,0	3,2	4,6
48	IV	ГРП	06.01.2011	27126,7	2071,8	2102,8	12,9	13,1
5112	IV, V	ГРП	24.06.2012	394,1	181,0	212,0	1,9	2,2
5123	V	ГРП	28.05.2013	2281,4	347,0	378,0	6,0	6,6
4223	IV	ГРП	20.05.2013	26280,0	1902,8	1933,8	13,6	13,8
4228	IV	ГРП	21.01.2014	21194,4	1071,9	1071,9	19,8	19,8
1045	I	ГРП	19.04.2015	0,0	0,0	67,0		
1537	I	ГРП	04.07.2016	2617,1	149,5	149,5	17,5	17,5
Всего	8			80827	5929	6203	13,0	13,6



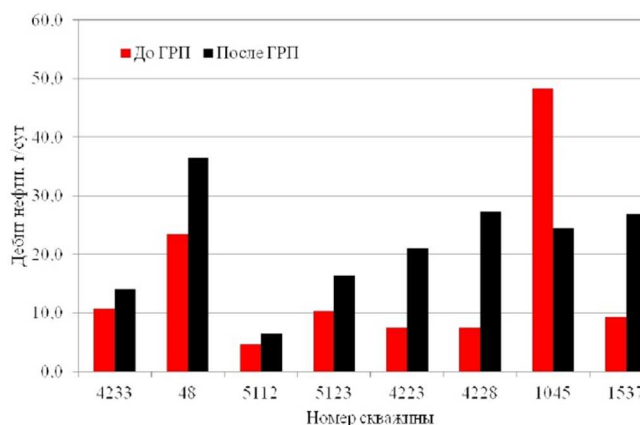


Рисунок 5 – Распределение добычи нефти до и после проведения ГРП

Дополнительная добыча нефти по всем скважинам составила 80827 тонн, среднее время продолжительности эффекта – 847 сут., средний прирост дебита за время эффекта 13,6 тонн / сут.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- 1) невысокие показатели эффективности мероприятий в скважинах V объекта и отсутствие эффекта от ГРП на I объекте обусловлены, в первую очередь, низким уровнем энергетического состояния пластовой системы;
- 2) оценка эффективности мероприятий по ГРП затруднена в связи с отсутствием геофизических исследований работы скважин до и после воздействия;
- 3) обобщение опыта работ, проведённых на месторождении, указывает на необходимость строгого отбора скважин-кандидатов на ГРП и применение адаптированных технологий гидроразрывов по совокупности геолого-технологических критериев.

### Реперфорация пластов

Для повышения продуктивности добывающих скважин на Харьягинском месторождении используются перфорационные работы, в число которых входит перестрел (или реперфорация) ранее перфорированных интервалов, дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов.

Кроме использования данных работ в качестве самостоятельного метода повышения продуктивности скважин, перфорационные работы проводятся также в составе мероприятий вторичного освоения скважин, подготовки гидроразрыва пласта и при ремонтно-изоляционных работах.

За рассматриваемый период было проведено 35 операций по реперфорации пластов. Обычно реперфорации проводились в сочетании с другими методами обработки призабойной зоны (термобарическими, акустическими и кислотными). Частично результаты проведения реперфорации скважин представлены в таблице 7.

За истекший период по 24 успешным обработкам дополнительная добыча нефти составила 240,1 тыс. тонн при продолжительности эффекта 11 495 сут. Прирост дебита нефти за отработанное время – 19,9 тонн / сут., за время эффекта 20,9 тонн / сут.

I объект. Реперфорация пласта D<sub>2st</sub> выполнена в 14 скважинах (в основном бездействующего фонда). Сравнение дебита до и после проведения реперфорации представлено на рисунке 6.

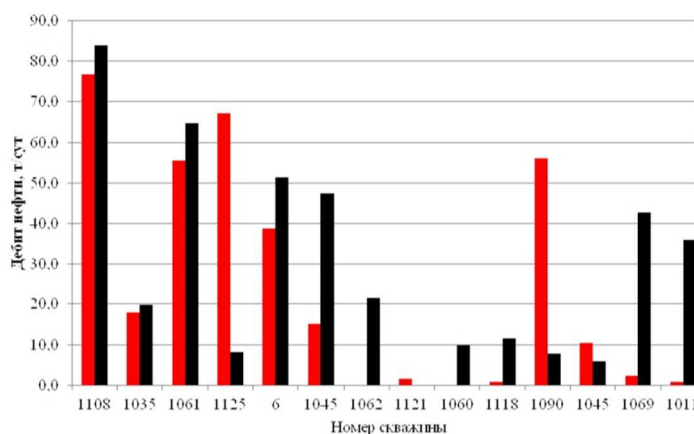


Рисунок 6 – Распределение добычи нефти до и после проведения реперфорации на I объект



Таблица 7 – Эффект проведения реперфорации

№ скважины	Объект	Дата пуска	Характеристика работы скважин					
			до ГТМ			после ГТМ		
			Дебит нефти, ТОНН/СУТ.	Дебит жидкости, ТОНН/СУТ.	обводнённость, %	Дебит нефти, ТОНН/СУТ.	Дебит жидкости, ТОНН/СУТ.	обводнённость, %
48	IV	08.10.2010	23,6	23,6	0,0	23,6	25,2	6,6
1108	I	30.08.2010	76,7	78,8	2,8	84,0	85,7	2,0
4152	IV	24.05.2010	3,3	4,0	16,7	36,1	50,0	27,8
6066	VI	16.08.2010	4,1	4,4	8,2	7,3	7,9	7,6
1035	I	21.08.2011	17,8	21,4	16,8	19,9	33,5	40,7
4163	IV	15.02.2011	15,5	16,0	2,9	22,5	25,7	12,2
1061	I	30.08.2011	55,6	56,6	1,7	64,7	66,7	3,0
4108	IV	16.12.2012	18,6	18,9	1,7	9,1	9,2	1,1
4054	IV	26.05.2012	6,3	7,4	13,9	6,4	6,6	2,3
5098	IV	30.08.2012	15,5	52,9	70,7	24,7	115,5	78,6
5112	V + VI	07.08.2013	6,6	7,0	5,8	8,4	9,5	11,4
1125	I	18.02.2013	67,2	73,7	8,9	8,3	18,8	56,0



**IV объект.** На скважинах данного объекта проведено 12 операций по перестрелу пластов. Коэффициент успешности обработок равен 0,58.

Эффективность реперфораций скважин была обусловлена уровнем энергетического состояния пласта. Высокий эффект получен по скважине № 4152 при вводе из длительного бездействия. Кроме реперфорации в скважине проведена ОПЗ (ПГД-БК). Под влиянием закачки с вводом нагнетательных скважин №№ 4144 и 4159 дебит нефти её увеличился с 23,3 тонн / сут. в 2000 году до 42,7 тонн / сут. в 2005 году, в 2006 году отмечается незначительное снижение дебита нефти до 36,3 тонн / сут. Средний прирост дебита нефти составил 32,8 тонн / сут.

Дебит нефти по скважине № 4151 в результате реперфорации пласта практически не изменился из-за роста обводнённости продукции. Скважина находится в зоне влияния закачки нагнетательных скважин №№ 4144 и 4159. Снижение дебита нефти из-за увеличения обводнённости отмечается в скважинах №№ 5036 (расположена вблизи ВНК) и 43 (влияние нагнетательной скважины № 4229). Дебиты жидкости скважин №№ 5036 и 43 увеличились в 2 раза.

Неэффективными оказались реперфорации пластов малообводнённых скважин №№ 48, 4054, 4108 и 65, не испытавших на момент обработки активного воздействия закачки воды. После обработки дебиты нефти и жидкости снизились.

В целом по объекту дополнительная добыча нефти составила 96,2 тыс. тонн при продолжительности эффекта 4 675,8 сут. Основной эффект получен за счёт реперфорации пластов в скважине № 4152. Прирост дебита нефти за отработанное время составил 19,4 тонн / сут, за время эффекта 20,7 тонн / сут.

**V объект.** Реперфорация пластов на депрессии была выполнена в двух скважинах. В скважине № 5022 северного купола прирост дебита нефти составил 11,5 тонн / сут. Скважина введена из бездействия в 2012 году. Высоким энергетическим состоянием пласта P<sub>2</sub>-V объясняется эффективность реперфорации по скважине № 5058. Скважина находилась в консервации с 2015 года, дебит нефти её составил 48,8 тонн / сут практически без воды. Для поддержания отборов в ноябре 2014 года под закачку введена скважина № 5054. По скважине № 5112, работающей совместно на V (пласты P<sub>2</sub>-IX) и VI объекты, эффект не был получен.

В скважине № 6077 при вводе из бездействия (более трёх лет) выполнена реперфорация пластов P<sub>2</sub>-VII. Дебит нефти составил 9,4 тонн / сут.

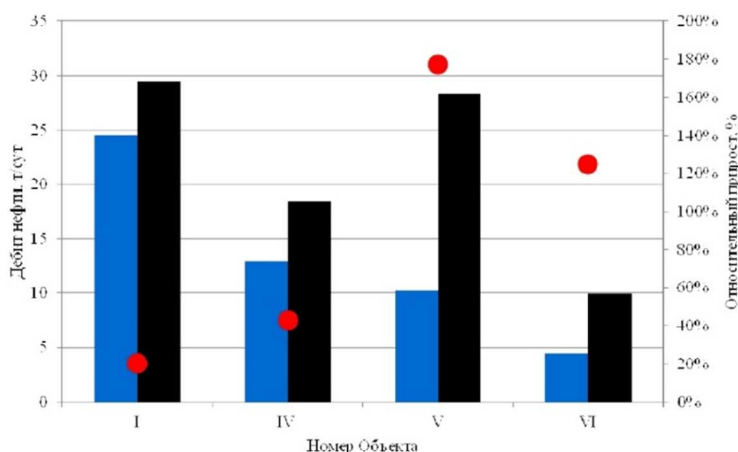
Дополнительная добыча нефти по объекту составила 78,4 тыс. тонн при продолжительности эффекта 2 508 сут. Прирост дебита нефти составил 31,3 тонн/сут.

**VI объект.** Реперфорация пластов данного объекта выполнена в двух скважинах. Дополнительная добыча от мероприятия составила 0,26 тыс. тонн (в основном от реперфорации в скважине № 6066), при продолжительности эффекта 267,9 сут.

В скважине № 6066 реперфорация пласта выполнена на депрессии перфоратором «Predator», спускаемым на трубах (технология TCP-L) с последующей кислотной обработкой (КПАС). Эффективность комплексной обработки не высокая. Прирост дебита нефти составил 3,2 тонн / сут при продолжительности эффекта 73 сут.

В скважине № 6050 при вводе её из бездействия (остановлена в 2004 году в системе ППД) выполнена реперфорация пласта T<sub>1</sub>-I практически без эффекта. В декабре 2014 года скважина остановлена и переведена в капитальный ремонт с целью изоляции обводнённого пласта и перевода на вышележащий пласт T<sub>1</sub>-VIII.

Для сравнения эффективности проведения реперфорации пласта сравним средние показатели эффективности по объектам отдельно. Сравнительный график приведён на рисунке 7.



**Рисунок 7** – Сравнение эффективности реперфорации по объектам эксплуатации



Как видно из рисунка 7, максимальный абсолютный и относительный прирост добычи наблюдается по VI и V объекту эксплуатации. Это обусловлено более высоким энергетическим запасом пласта, т.е. более высоким пластовым давлением и высокой однородностью коллектора, что даёт гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами.

Дополнительная добыча нефти за счёт проведения реперфорации скважин равна 240 127 тонн по всем скважинам, средняя продолжительность эффекта 328 сут., прирост добычи составил 20,9 тонн / сут. на скважину.

Таким образом, результаты реперфорации пластов указывают на высокую эффективность в условиях достаточного запаса пластовой энергии и позволяют считать реперфорацию пластов одним из основных методов интенсификации добычи нефти на перспективу.

### Сравнение эффективности ГРП и реперфорации пластов

В рассматриваемый период было проведено 8 скважино-операций по гидроразрыву пласта и 35 операций по реперфорации скважин. Это связано со значительно более низкой стоимостью мероприятий по реперфорации скважин.

Наколенная дополнительная добыча по скважинам после ГРП составила 80 827 тонн, что значительно ниже, чем от реперфорации скважин – 240 127 тонн. Но пересчитывая дополнительную добычу нефти на 1 скважину, получаем 6 861 тонн / скв. при реперфорации и 10 103 тонн / скв. при гидроразрыве пласта. То есть эффективность ГРП выше и продолжительность эффекта ГРП значительно выше, чем реперфорация (847 и 328 сут. соответственно).

В обоих случаях основной причиной неудовлетворительных результатов воздействия на скважину является низкое пластовое давление и плохая гидродинамическая связь с нагнетательными скважинами.

Несмотря на почти двукратное превышение показателей дополнительной добычи нефти и продолжительности эффекта при проведении ГРП, стоит отметить на порядок меньшую стоимость реперфорации. Исходя из этого, рекомендуется также в будущем основным методом механизированного воздействия на пласт использовать реперфорацию скважин.

### Выводы и рекомендации

Исходя из проведенного анализа, можно сделать следующие выводы:

1. В будущем основным методом механизированного воздействия на пласт использовать реперфорацию скважин в связи с её более низкой ценой.
2. Необходимо более детально подходить к отбору скважин-кандидатов для проведения ГРП и корректировать методику проведения ГРП исходя из геофизических параметров скважин.
3. Следует воздержаться от проведения мероприятий по механическому воздействию на пласт с низким пластовым давлением и плохой гидродинамической связью с нагнетательным фондом.

### Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
6. Скважинные фильтры / А.А. Третьяк [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2019. – 228 с.
7. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
8. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
9. Херьягинское месторождение: результаты внедрения инновационной технологии мониторинга работы скважин для карбонатной залежи / О.Н. Зошенко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 66–70.
10. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин Северо-Херьягинского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (19–20 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 253–256.



11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ результатов опробования и испытания скважин Средне-Харьягинского нефтяного месторождения // Ежемесячный научный журнал «Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук» № 04 (75) апрель 2015. Ч. IV. Материалы I Международной научной конференции «Проблемы науки и научного познания». – М. : Научно-информационный издательский центр и редакция журнала «Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук», 2015. – С. 185–192.

12. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техника и технология строительства эксплуатационной вертикальной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 216–239.

13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шиян С.И. Исследование износостойких покрытий буровых труб при строительстве эксплуатационной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 278–284.

14. Опыт применения новых материалов и инновационной технологии цементирования 168-мм эксплуатационной колонны на Харьковском месторождении / А.В. Самсоненко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 5. – С. 31–34.

15. Опытные-промышленные работы по внедрению потокоотклоняющих технологий на Харьковском месторождении / Ю.М. Трушин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 52–57.

### References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.

4. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.

5. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.

6. Well filters / A.A. Tretiak [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2019. – 228 p.

7. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of technology. Control and management of the properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.

8. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields when measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.

9. Kharyaginskoye field: results of introduction of innovative technology of well operation monitoring for carbonate deposit / O.N. Zoshchenko [et al.] // Oil. Gas. novation. – 2019. – № 2. – P. 66–70.

10. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic research of wells in the North Kharyaga field // New technologies – oil and gas region: materials of All-Russian scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists with international participation (19–20 May 2015, Tyumen). – Tyumen : TyumSOGU, 2015. – Vol. 1. – P. 253–256.

11. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of the results of sampling and testing wells Sredne-Kharyaga oil field // Monthly scientific journal «Actual problems of humanities and natural sciences» № 04 (75) April 2015. Part IV. Proceedings of the I International scientific conference «Problems of science and scientific cognition». – M. : Scientific Information Publishing Center and the editorial board of the journal «Actual problems of humanities and natural sciences», 2015. – P. 185–192.

12. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technique and technology of construction of a production vertical well at the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 216–239.

13. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shiyani S.I. Study of wear-resistant coatings of drill pipes during the construction of a production well at the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 278–284.

14. Experience of using new materials and innovative technology of cementing of 168-mm production casing at Kharyaginskoye oil field / A.V. Samsonenko [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2011. – № 5. – P. 31–34.

15. Experimental-industrial works on introduction of flow-deflecting technologies at Kharyaginskoye mestoro / Y.M. Trushin [et al.] // Neftyanoye osobstvo. – 2018. – № 9. – P. 52–57.



УДК 622.276.3

## КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### DEVELOPMENT CONTROL ANASTASIEVSKO-TROITSKY FIELD

**Захарченко Евгения Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующая кафедрой геофизических методов  
поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
evgenia-zax@yandex.ru

**Лазарева Александра Андреевна**

ведущий геофизик,  
ООО «Башнефть-Петротест»  
lasofiya.z@gmail.com

**Захарченко Юлия Ивановна**

старший преподаватель кафедры  
геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
ofis-2010@yandex.ru

**Аннотация.** На сегодняшний день большинство нефтяных и нефтегазовых месторождений находится на завершающей стадии разработки, поэтому особенно важно контролировать процесс разработки месторождений и правильно планировать дальнейшую разработку месторождения с целью максимального извлечения остаточных запасов углеводородов.

**Ключевые слова:** стадия падающей добычи, оценка текущего насыщения, газонефтяной контакт, водонефтяной контакт, контроль за разработкой.

**Zakharchenko Evgenia Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Head of the Department of Geophysical  
Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
evgenia-zax@yandex.ru

**Lazareva Alexandra Andreevna**

leading geophysicist,  
Bashneft-Petrotest LLC  
lasofiya.z@gmail.com

**Zakharchenko Julia Ivanovna**

Senior Lecturer of the Department  
of Geophysical Methods of Prospecting  
and Exploration,  
Kuban State University  
ofis-2010@yandex.ru

**Annotation.** Today, most of the oil and gas fields are in the final stage of development, so it is especially important to control the process of field development and properly plan further development of the field in order to maximize the recovery of residual hydrocarbon reserves.

**Keywords:** stage of falling production, assessment of current saturation, gas-oil contact, water-oil contact, development control.

На сегодняшний день большинство нефтяных и нефтегазовых месторождений находится на завершающей стадии разработки. В данных условиях особенно важно правильное планирование дальнейшей разработки месторождения с целью максимального извлечения остаточных запасов углеводородов.

Анастасиевско-Троицкое нефтегазовое месторождение Западного Предкавказья является крупнейшим в регионе, открыто в 1955 г. и эксплуатируется до сих пор. В настоящее время разработка IV горизонта – основного объекта добычи месторождения находится на стадии падающей добычи [1].

В IV горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения выделены: верхняя песчано-глинистая часть (ВПГЧ) и основная песчаная часть (ОПЧ). Сейчас разрабатывается в основном ВПГЧ и частично ОПЧ совместно с ВПГЧ.

Основные сложности, возникающие при разработке ВПГЧ, связаны с чередованием песчано-глинистых пластов малой мощности с глинистостью в пределах 20–25 %, низкой минерализацией пластовых вод (20–25 г/л NaCl) и проникновением фильтрата раствора в пласт при глушении скважин [1].

Для оценки текущего насыщения в разрезе скважин, выявления перспективных интервалов под перфорацию, а также оценки степени обводнения пластов, контроля положения газонефтяных и водонефтяных контактов проводятся исследования методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК). В данных условиях разработки месторождения полезным и информативным является системный контроль за состоянием разрабатываемых пластов и их выработки [2].

На рисунке 1 представлен мониторинг исследований методом ИНК в контрольной скважине №1255 с 2009 г. по 2019 г.

В 2009 г. четко отбиваются газонефтяные контакты (ГНК) и водонефтяные контакты (ВНК) на глубинах 1489 м и 1491,7 м соответственно. По данным исследований 2014 г. видно, что нефтяная толщина на данном участке месторождения выработана и определяется только ГВК на глубине 1473 м. На настоящий момент (по данным исследований 2019 г.) скважина полностью обводнена.



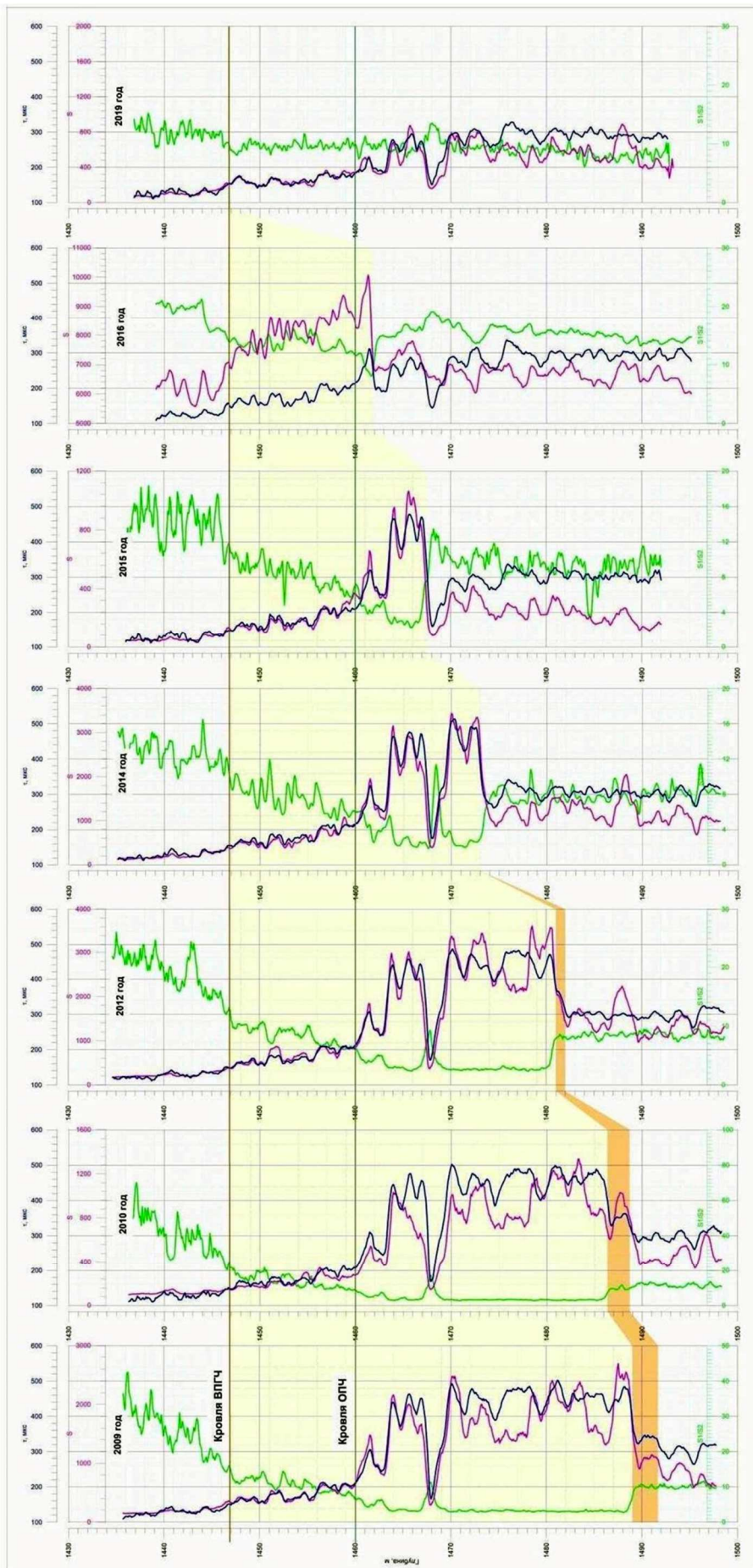


Рисунок 1 – Системный контроль за разработкой Анастасиевско-Троицкого месторождения методом ИНК в контрольной скважине №1255



Данные системные исследования в контрольных скважинах, а также повторные исследования в эксплуатационных скважинах при капитальном ремонте позволяют отслеживать подъем контактов ГНК и ВНК и скорость их подъема (м/год). На основании этих фактических данных строятся карты текущих поверхностей ГНК (ГВК) и ВНК, по которым производится подсчет запасов на месторождении.

#### **Литература:**

1. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.
2. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие // Под ред. С.И. Дембицкого. 2-е изд., испр. и доп. – Краснодар : Кубанский гос. ун-т, 2006. – 207 с.

#### **References:**

1. Shnurman I.G. Study of terrigenous reservoirs of the Pre-Caucasus on the results of geophysical well surveys. – Krasnodar : Prosveshchenie – Yug, 2003. – 397 p.
2. Konoplev Yu.V. Geophysical methods of control of oil and gas fields development: manual / edited by S.I. Dembitsky. 2nd ed. amended and additional. – Krasnodar : Kuban State University, 2006. – 207 p.



УДК 622.276.344

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НА ИСТОЩЕНИЕ

### ASSESSMENT OF THE EFFECT OF LAYERED HETEROGENEITY OF A GAS-OIL DEPOSIT ON OIL RECOVERY DURING DEPLETION DEVELOPMENT

**Игебаева Альфия Анваровна**

магистрант

кафедры разработки и эксплуатации газовых и  
нефтегазоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
alfiya.igebaeva@yandex.ru

**Igebayeva Alfiya Anvarovna**

Graduate Student,

Department of the Development and  
Operation of Gas and Oil, Gas and  
Condensate Fields Department,  
Ufa State Petroleum Technical University  
alfiya.igebaeva@yandex.ru

**Аннотация.** В данной статье исследуется вопрос рационального размещения ствола горизонтальной или наклонно-направленной скважины в газонефтяной залежи в пластах со слоистой неоднородностью. Производилось моделирование разработки залежи двухфазного типа при различных взаимных расположениях пропластков относительно друг друга. Осуществлялась сравнительная оценка эффективности разработки и приведены рекомендации по размещению.

**Annotation.** This article examines the issue of rational placement of the horizontal or directional borehole in the gas and oil deposits in layers with layered heterogeneity. The development of two-phase deposits was simulated at different relative positions of the interlayers relative to each other. A comparative assessment of the effectiveness of the development was carried out and recommendations for placement were given.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, наклонно-направленная скважина, газонефтяная залежь, слоисто-неоднородный пласт, гребень газа и воды.

**Keywords:** horizontal well, directional well, gas and oil reservoir, layered-heterogeneous formation, gas and water cone.

**И**з-за сокращения ресурсной базы страны в разработку вступают залежи двухфазного типа, которые длительное время могут разрабатываться в режиме истощения.

Сложностью разработки газонефтяных залежей является непосредственный контакт газа из газовой шапки, нефти и пластовой воды. Трудность связана с опасностью преждевременного загазовывания и обводнения продукции из-за прорывов газа и воды к добывающей скважине [1–4].

В то же время известно, что пласты характеризуются слоистой неоднородностью, в которых различие коэффициентов проницаемостей в прослоях оказывает влияние на показатели добычи нефти и газа [5].

При наличии данных осложняющих факторов известен факт положительного влияния горизонтальных скважин на показатели разработки месторождений.

Плюсами горизонтальных скважин по отношению к вертикальным являются увеличение продуктивности за счет большей площади фильтрации, уменьшение образования гребней газа и воды [6].

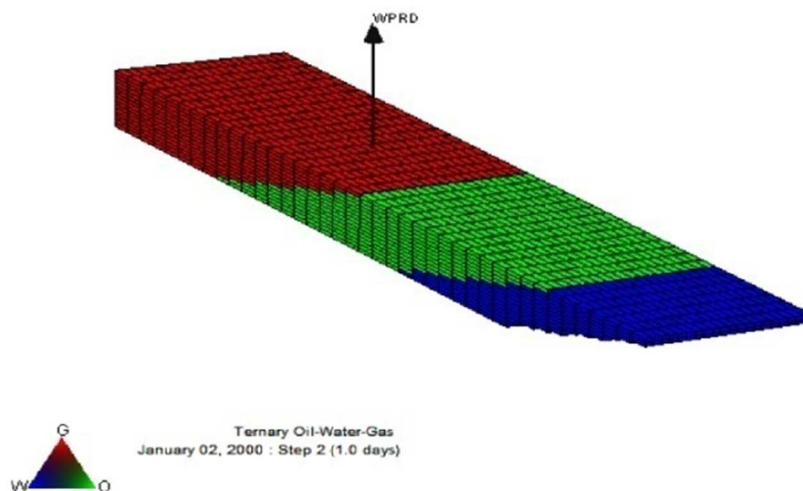
Целью данного исследования является подбор оптимального варианта расположения ствола горизонтальной и наклонно-направленной скважины в различных вариантах слоисто-неоднородного пласта при разработке газонефтяной залежи с активной водоносной областью в симуляторе Tempest More.

Для изучения вопроса рационального размещения ствола скважины построена модель полоскообразного элемента залежи, геометрические размеры которого 1000 x 3000 x 15 м, угол падения 10. Размер сетки модели 40 x 20 x 15.

Газонефтяная залежь разрабатывается одной горизонтальной скважиной в режиме истощения в период с 01.01.2000 по 01.01.2050 годы. Подсчитанные геологические запасы нефти в поверхностных условиях составили – 2846,06 тыс. м<sup>3</sup> нефти. Начальное пластовое давление 17,0 МПа. Глубина залегания пласта 1670 м. Газонефтяной и водонефтяной контакты находятся на глубинах 1695 м и 1713 м соответственно.

Модель газонефтяной залежи изображена на рисунке 1.

В данной работе используется модель «black oil», в которой вода и нефть не смешиваются, и газ предполагается растворимым в воде и нефти.

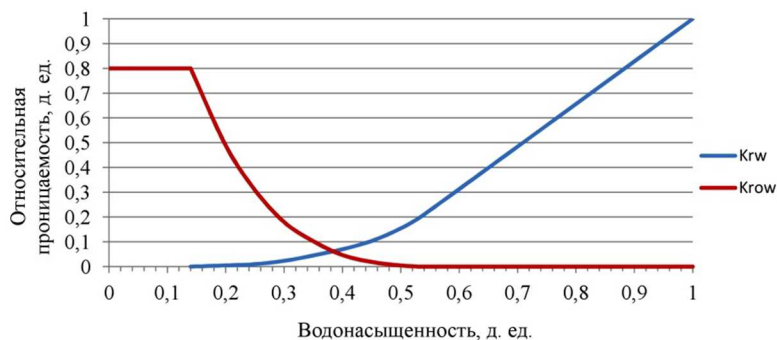


**Рисунок 1** – Модель газонефтяной залежи

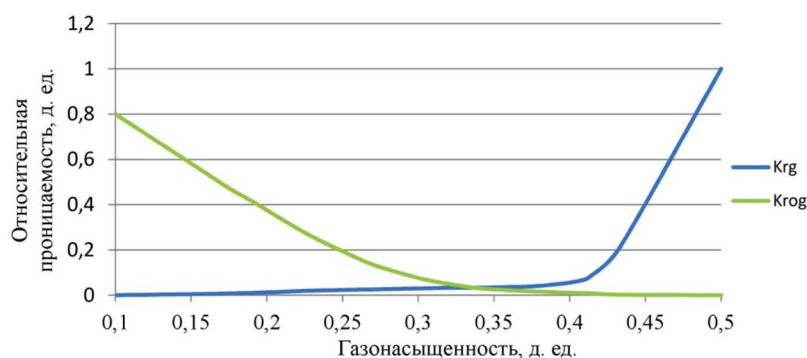
В данной работе используется модель «black oil», в которой вода и нефть не смешиваются, и газ предполагается растворимым в воде и нефти.

Плотность нефти в поверхностных условиях составляет  $883 \text{ кг / м}^3$ . Плотность нефти в пластовых условиях равна  $795 \text{ кг / м}^3$ . Вязкость нефти при начальных пластовых условиях составляет  $8,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ .

Относительные фазовые проницаемости, применяемые в данной модели, представлены на рисунках 2 и 3.



**Рисунок 2** – Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода



**Рисунок 3** – Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-газ

Для моделирования залежи с активным водоносным горизонтом была построена гидродинамическая модель аквифера, присоединяемая к определенной глубине.

Первая модель неоднородного коллектора состоит из трех пропластков: в середине пласта находится пропласток с проницаемостью 300 мД, остальные два пропластка имеют проницаемость 100 мД. Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной равно 0,1.

Были проведены расчеты по прогнозированию показателей разработки для пяти вариантов расположения скважины. В первых трех вариантах ствол скважины находится в середине пропласт-





ков параллельно кровле и подошве, в варианте 4 рассматривается одновременное вскрытие нескольких пропластков, в варианте 5 изучается наклонно-направленное вскрытие среднего пропластка. Схематичное изображение показано на рисунке 4.

Во всех пяти вариантах скважина пускалась в работу в режиме постоянной депрессии 4 атм. Для скважины ставились ограничения по газовому фактору 2 тыс. м<sup>3</sup> / м<sup>3</sup>, по обводненности продукции 98 %.

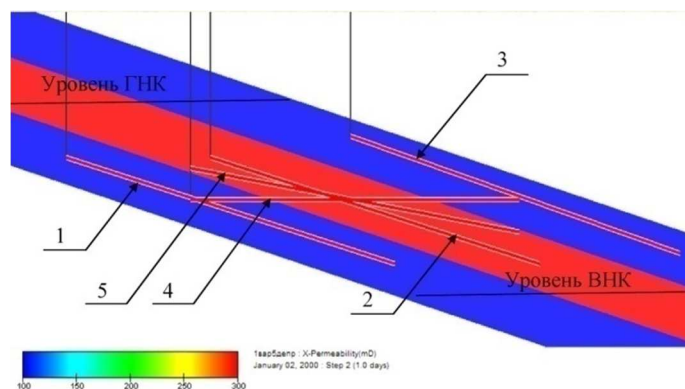


Рисунок 4 – Варианты расположение ствола скважины для первой модели

Для всех вариантов были рассчитаны коэффициенты извлечения нефти. Результаты моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты моделирования

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	12,14	18,39	9,92	17,38	19,04

Применение горизонтальных скважин для данной модели залежи обеспечивает меньшие депрессии на пласт, что позволяет сократить негативное влияние образования гребней газа и воды. Работы скважины при маленьких депрессиях решает проблему выбытия скважин из-за прорывов газа и воды.

Варианты 3 и 4 имеют низкие КИН, так как скважина находится в низкопроницаемых пропластках и близко к непроницаемым границам пласта. Кровля и подошва экранируют движение нефти, и дебиты по сравнению с остальными вариантами ниже.

В вариантах 4 и 5 достигается высокая нефтеотдача. В обоих случаях скважина находится в высокопроницаемом пропластке, что обеспечивает высокий дебит. Разница КИН в 0,6 % из-за того, что в пятом варианте скважина находится выше и вода из аквифера поступает в скважину на 4 месяца позже.

Четвертый вариант по сравнению с остальными вариантами характеризуется большим периодом безгазовой и безводной эксплуатации, так как находится равноудалено от газовой шапки и водонесного горизонта и параллельно газонефтяному и водонефтяному контакту.

Во второй модели пропласток с проницаемостью 300 мД находится в нижней части пласта. При первых четырех вариантах ствол скважины располагается так же как в первой модели. В пятом варианте рассматривается наклонно-направленное вскрытие нижнего пропластка.

Изображение пласта с вариантами местоположения скважины представлено на рисунке 5.

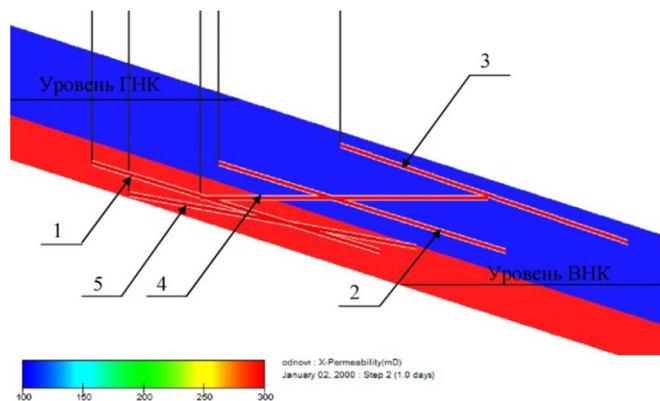


Рисунок 5 – Варианты расположение ствола скважины для второй модели



Полученные результаты представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Результаты моделирования

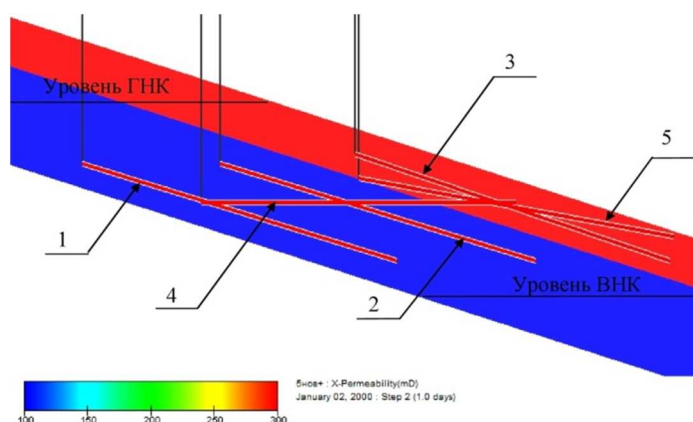
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	17,14	9,07	7,89	12,90	17,36

В данной модели расположение ствола скважины только в низкопроницаемом пропластке приводит к низкой нефтеотдаче (варианты 2, 3).

При расположении ствола скважины параллельно газонефтяному контакту в данной модели получается низкий коэффициент извлечения нефти, хотя обводненность продукции в данном варианте ниже. Это объясняется тем, что большая часть скважины находится в низкопроницаемом пропластке.

Наибольшая нефтеотдача в данной модели получается в варианте 5. Скважина в данном случае, по сравнению с вариантом 1, находится дальше от газовой шапки, что обеспечивает большую накопленную добычу нефти, несмотря на то, что обводненность продукции выше.

В следующей модели рассматривается случай, когда пропласток с проницаемостью 300 мД находится в верхней части пласта. Схематичное изображение пласта с вариантами расположения скважины представлено на рисунке 6.



**Рисунок 6** – Варианты расположение ствола скважины для третьей модели

Результаты расчетов приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Результаты моделирования

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	15,43	14,20	17,57	18,34	17,74

В вариантах 3 и 5 наблюдается резкое падение дебита нефти из-за близости к кровле пласта. Но из-за того, что ствол скважины в данных случаях находится в пропластке с большей проницаемостью, по сравнению с вариантами 1 и 2, накопленная добыча нефти получается выше.

В данной модели наибольшая нефтеотдача достигается при параллельном к ГНК расположении скважины. Это объясняется наибольшей отдаленности от газовой шапки и аквифера. Данный вариант характеризуется наименьшей обводненностью продукции скважины.

В залежах двухфазного типа в случаях, когда высокопроницаемый пропласток находится в нижней части или в середине пласта горизонтальную скважину рекомендуется располагать в пропластке с большим коэффициентом проницаемости и как можно дальше от газовой шапки и водоносной области.

В случае, когда высокопроницаемый пропласток находится в верхней части пласта, скважину следует располагать параллельно к газонефтяному контакту.

Данные расположения скважины обеспечивают высокий дебит и большой период безгазовой и безводной эксплуатации.

**Литература:**

1. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. – М. : Недра, 1980. – 225 с.
2. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. – М. : Недра, 1978. – 136 с.
3. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В.Е. Гавура [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – 344 с.





4. Пономарев А.И., Калиновский Ю.В. Установившийся совместный приток нефти и газа к скважине // Разработка газоконденсатных месторождений : Доклады, Краснодар, 29 мая–02 1990 года. – Краснодар, 1990. – С. 187–192.
5. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах // Открытое АО «Газпром», Общество с ограниченной ответственностью «Уренгойгазпром». – Новосибирск : Издательство Сибирского отделения РАН, 2007. – 232 с.
6. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
7. Пономарев А.И. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений в низкопроницаемых коллекторах. – Уфа : Изд-во Уфимск. гос. нефт. техн. ун-та, 1998. – 234 с.
8. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М.К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 104–111.

#### References:

1. Afanasyeva A.V., Zinovyeva L.A. Experience of oil and gas deposits development. – M. : Nedra, 1980. – 225 p.
2. Amelin I.D. Features of the development of oil and gas deposits. – M. : Nedra, 1978. – 136 p.
3. Modern methods and systems of development of gas-oil deposits / V.E. Gavura [et al.]. – M. : VNIIOENG, 1994. – 344 p.
4. Ponomarev A.I., Kalinovsky Y.V. The established joint flow of oil and gas to the well // Development of gas and condensate fields : Reports, Krasnodar, May 29–02 1990. – Krasnodar, 1990. – P. 187–192.
5. Ponomarev A.I. Increasing the efficiency of hydrocarbon deposits development in low-permeable and stratified inhomogeneous reservoirs // Open JSC «Gazprom», Limited Liability Company «Urengoygazprom». – Novosibirsk : Publishing House of Siberian Branch of RAS, 2007. – 232 p.
6. Berdin T.G. Designing the development of oil and gas fields by horizontal well systems. – M. : ООО Nedra-Business Center, 2001. – 199 p.
7. Ponomarev A.I. Development of oil and gas-condensate fields in low-permeability reservoirs. – Ufa : Publishing Ufa State Oil Technical University, 1998. – 234 p.
8. Analysis of causes of gas factor growth at the late stages of oil field development / M.K. Baimukhametov [et al.] // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2018. – Vol. 329. – № 8. – P. 104–111.



УДК 622.244.442

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЛИКВИДИРОВАННЫХ И КОНСЕРВИРОВАННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

### REHABILITATION OF ABANDONED AND PRESERVED WELLS TINNED WELLS IN THE FIELDS OF WESTERN KAZAKHSTAN

**Измуханбетов А.Б.**  
KMG,  
ТОО «Инжиниринг»  
i.amir.89@gmail.com

**Izmukhanbetov A.B.**  
KMG,  
Engineering LLP  
i.amir.89@gmail.com

**Аннотация.** Основная часть месторождений западного Казахстана были открыты во второй половине прошлого столетия. Не все они смогли обеспечить добычу углеводородов для успешной дальнейшей их разработки. Однако, на данный момент современные технологии вторичного вскрытия продуктивных горизонтов дают возможность добывать промышленные запасы продукции в сложно горно-геологических условиях. В свою очередь такой подход повышает шансы на дальнейшую разработку участков и блоков, а также нерентабельных месторождений. Поисково-разведочное бурение является весьма затратным, в плане времени и средств, технологическим процессом. Доразведка структур в ранее пробуренных законсервированных скважинах, с применением современных подходов, является экономически выгодным процессом разработки и эксплуатации.

**Annotation.** The main part of the fields in western Kazakhstan were discovered in the second half of the last century. Not all of them were able to ensure the production of hydrocarbons for their successful further development. At the present time, modern technologies of the opening formation horizons make it possible to extract industrial reserves of products in difficult mining and geological conditions. In turn, this approach increases the chances of further development of areas and blocks, as well as unprofitable deposits. Exploration drilling is a very costly, in terms of time and money, technological process. Additional exploration of structures in previously drilled suspended wells, using modern approaches, is an economically beneficial development and operation process.

**Ключевые слова:** консервация скважин, конструкция, биополимерный буровой раствор, цементный мост.

**Keywords:** well abandonment, well design, biopolymer drilling fluid, cement fluid.

На юго-восточной части Прикаспийской впадины Казахстана рассматриваются варианты вывода скважин из консервации с последующей доразведкой блока. В частности, блок Каратон-Сарыкамыс состоит из осадочных пород, включающих соленосные отложения кунгурского яруса нижней перми. В составе подсолевого комплекса пород в пределах рассматриваемой территории вскрыты пермские, каменноугольные и девонские отложения. Надсолевой разрез представлен полным комплексом отложений, характерным для всей Прикаспийской впадины.

Планируемые к выводу из консервации скважины находятся на месторождениях Байтобетарал, Атанак, Акнияз и Западный Карасор.

В частности, структура Байтобетарал представляет собой антиклинальное поднятие, вытянутое с юго-запада на северо-восток, разбитое сбросом северо-западного направления на два крыла: юго-восточное и северо-западное. Протяженность поднятия по длинной оси 10 км. Изученным является юго-восточное крыло. Площадь Байтобетарал была выведена из разведки как бесперспективная. Несмотря на выполнение определенного комплекса геологоразведочных работ геологическое строение структуры все же слабо изучено, в связи с чем необходимо проведение геологоразведочных работ для детализации геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности структуры.

На месторождении Атанак в процессе поискового бурения нефтегазопроявления не наблюдались, и площадь выведена из поискового бурения как бесперспективная на нефть и газ. Однако, установлено, что в отдельных образцах керна, поднятых из структурных скважин, главным образом из верхнемеловых отложений, отмечены слабые признаки нефти в виде запаха и примазок. Исходя из этого, есть основания считать, что перспективность нефтегазоносности площади Атанак недоизучена.

На площади Акнияз было пробурено 5 разведочных скважин и получены непромышленные приемы нефти, в связи с этим площадь была так же выведена из поисково-разведочного бурения как бесперспективная, тем не менее планируется организация и проведение комплекса работ по доразведке с использованием современных технологий вторичного вскрытия перспективно продуктивных пластов.

Восстановление скважин на вышеперечисленных месторождениях включает в себя комплекс восстановительных работ такие как разбуривание цементных мостов в интервале перфорации потенциального продуктивного горизонта, комплекс геофизических исследований по проверке технического



состояния эксплуатационной колонн, восстановление герметичности эксплуатационной колонны, а также возможная изоляция водонасыщенных горизонтов. При повторном испытании и освоении будет проведен комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, результаты которых определяют дальнейшую судьбу скважин.

Планируемый к проведению комплекс геофизических исследований включает специальные исследования, предназначенные для решения частных задач, связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнение герметичность затрубного пространства. Данный комплекс решает следующие задачи:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов, одиночных отверстий, негерметичность соединительных муфт а также их страгиваний по резьбе;
- измерение толщин и выделение интервалов внутренней и внешней коррозии обсадных труб;
- определение качества цементирования обсадных колонн (характер сцепления цементного камня с колонной и породой, распределение цемента за колонной);
- определение интервалов напряженного состояния обсадных труб, обусловленного деформацией колонны породами с высокими реологическими свойствами.

При подробном изучении истории проводки скважин, а также их дел, было определено что скважины бурились с использованием глинистого бурового раствора, без использования ингибиторов, что в свою очередь могло повлиять как на появление осложнений в процессе бурения, так и на процесс вскрытия продуктивного пласта. Все же для проведения работ по выводу скважин из консервации и восстановлению технического состояния скважин необходимо применение высокотехнологичных буровых растворов. К таким растворам относится биополимерный буровой раствор, компонентный состав которого показан в таблице 1. Как видно из таблицы биополимерный буровой раствор включает в состав химические реагенты, позволяющие управлять, как структурно-механическими, коллоидно-химическими, бактерицидными, так и утяжеляющимися свойствами.

**Таблица 1**

Название компонентов Биополимерного раствора	Кoeff. Запаса раствора на поверхности	Нормы расхода компонентов раствора м <sup>3</sup> /м и его компонентов кг/м <sup>3</sup>	
		Величина	Поправочный коэффициент
Техническая вода	1,5	1024	0,5
Каустическая сода		1,5	0,5
Кальцин. сода		1,5	1,0
DRISPAC R		5	1,0
DRISPAC SL		5	1,0
MIL – STARCH		12	1,0
Xanthan Gum		1	1,0
WO-Defoam		0,2	1,0
FK-Lube		3	1,0
CaCO <sub>3</sub>		38	1,0
Бактерицид		0,3	1,0

Данный раствор рекомендуется использовать, как в случае негерметичности эксплуатационной колонны, так и в условиях открытого ствола. При этом контактирование бурового раствора с горными породами, в разрезе скважины, полностью позволит сохранить устойчивость стенок скважин, с одной стороны, и предотвращать загрязнение продуктивных горизонтов.

В таблице 2 приведены рекомендуемые параметры биополимерного бурового раствора, намеченного к использованию при производстве вышеперечисленных работ, с учетом первоначальных данных о градиенте пластового давления.

Необходимое оборудование для приготовления и очистки бурового раствора, включают в себя: вибросито, пескоотделитель, дегазатор, диспергатор, блок приготовления раствора (гидроворонка, перемешиватель), цементировочный агрегат, емкость для технической воды, емкость для приготовления растворов и емкость для сбора скважиной жидкости.

За длительный период времени, в котором скважины находились в консервации за счет повышенного напряжения материала обсадной колонны, вызванное обжатием обсадных колонн породами с высокими реологическими свойствами, скважина могла потерять герметичность. Поэтому все данные по градиентам пластового давления должны уточняться в процессе восстановления скважины.



Таблица 2

Назначение раствора	Уд. вес, кг / м <sup>3</sup>	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	Вязкость пластическая, мПа × с	СНС, дПа		рН
					1 мин	10 мин	
1	2	3	4	5	6	7	8
Для проведения проверки технического состояния эксплуатационной колонны и разбуривания цементного моста, глинистых пробок, опрессовки экс. колонны и перфорации	1200–1250	35–50	6–7	10–12	10–15	20–25	8–9

На рисунке 1 показана конструкция одной из намечаемых к расконсервации скважин. По итогам ГИС выявлен водонасыщенный горизонт, а также в том же интервале за обсадной колонной отсутствует цементный камень, по этой причине присутствует риск не управляемого водопроявления. Для решения данной проблемы предложен спуск перфоратора на заданную глубину, прострел специальных отверстий и закачка цементного раствора под давлением в интервал залегания вышеуказанного водонасыщенного горизонта.

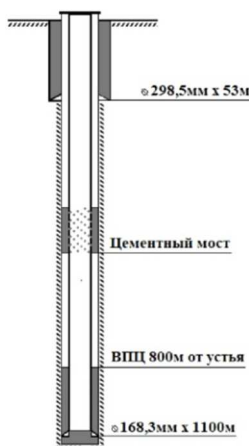


Рисунок 1 – Схема конструкции скважины, планируемая к расконсервации

Так же цементный раствор может быть использован для установки изоляционных мостов. При наличии негерметичности обсадной колонны появляется вероятность получения притока скважинного флюида в скважину. Для того, чтобы восстановить герметичность обсадной колонны, проводят комплекс ГИС, с помощью которого определяют профиль и характер негерметичности обсадной колонны. Затем спускают инструмент и на равновесии закачивают цементный раствор в интервал на 20 м ниже нижней границы и на 20 м выше верхней границы интервала негерметичности. При этом для установки цементного моста используется цементный раствор, компонентный состав которого, описан в таблице 3.

Таблица 3

П/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Концентрация, кг / м <sup>3</sup>
1	2	3	4
1	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	В соответствии с лабораторными анализами
2	Расширяющая добавка (ЕХ-50)	ТУ 5734-007-95807705-2011	
3	Ускоритель схватывания (CaCl <sub>2</sub> )	ГОСТ 450-77	
4	Пеногаситель (Wo-Defoam)	Импортная	
5	Структурообразователь (Крепль-1)	ТУ 2157-003-20935980-2008	
6	Вода техническая для затворения	Местное производство	

Параметры цементного раствора, для установки цементных мостов, указанные в таблице 4 были выведены расчетным и лабораторным путем.



Таблица 4

Состав раствора	Плотность, кг / см <sup>3</sup>		Температура Твердения раствора, °С	Растекаемость раствора, мм	Водоотстой раствора, мл	Предел прочности камня через 2 сутки, МПа	
	«сухого» материала	раствора				изгиб	сжатие
1	2	3	4	5	6	7	8
Цемент ПЦТ-1-100 (СС-Г)	3120–3150	1800–1850	80	240	0	4,1	14,7
Тех. вода	1000						

После ожидания затвердевания цемента, мост проверяется на прочность (герметичность) путем разгрузки инструмента на расчетный вес, либо гидравлической опрессовкой на давление определенное также расчетным путем.

Таким образом, на месторождениях Прикаспийской впадины Казахстана намечены проведение работ по расконсервации скважин с применением современных систем буровых и цементных растворов, для возобновления изучения и разработки месторождений, что в свою очередь делает данный вид операции особенным и инновационным для данного региона.

#### Литература:

1. Исламов Х.М. Реологические особенности буровых полимерных жидкостей // Изд-во Вестник АГТ, 2008. – С. 239–241.
2. Шмелева Е. Новая жизнь скважин-ветеранов // Издательство Российская газета. Столичный выпуск. – 2013. – № 6011. – С. 35.
3. Марахина А.С. Ремонтно-изоляционные работы путем устранения негерметичности обсадной колонны методом тампонирования // Студенческий научный форум. IX Международная студенческая научная конференция. – 2017. – URL : <https://scienceforum.ru/2017/article/2017039020>
4. Муллаяров Р.Р., Болотов В.П. Изоляция поглощающих пластов установкой цементного моста из условия равновесия пластового давления и давления в скважине // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2006. – С. 70–75.

#### References:

1. Islamov Kh.M. Rheological peculiarities of drilling polymer fluids // Vestnik AHT Publishing House, 2008. – P. 239–241.
2. Shmeleva E. New Life of the Veteran Wells // Izdatel'stvo Rossiyskaya Gazeta. Stolichnyy issue. – 2013. – № 6011. – P. 35.
3. Marakhina A.S. Repair-isolation works by elimination of casing leakage by tamponization // Student Scientific Forum. IX International student scientific conference. – 2017. – URL : <https://scienceforum.ru/2017/article/2017039020>
4. Mullayarov R.R., Bolotov V.P. Isolation of absorbing formations by cement bridge installation from reservoir pressure and pressure equilibrium conditions in a well // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology, Oil and Gas and Mining Engineering. – 2006. – P. 70–75.



УДК 622.276.63

## СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ DATA MINING ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

### DATA MINING STATISTICAL METHODS FOR ESTIMATING EFFICIENCY OF INTERVENTIONS FOR ENHANCED OIL RECOVERY

**Исламов Марсель Касимович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатация  
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
islamov\_mk@mail.ru

**Валеев Салават Фанисович**

первый заместитель генерального директора  
ООО «Лукойл-Нижегородниинепфтепроект»  
s.valeev@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы выбора параметров скважины для оценки эффективности кислотных обработок на добывающих скважинах.

**Ключевые слова:** добывающая скважина, кислотная обработка, дебит, проницаемость.

**Islamov Marsel Kasimovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Development and Exploitation of Oil and  
Gas Condensate Fields,  
Ufa State Petroleum Technological University  
islamov\_mk@mail.ru

**Valeev Salavat Fanisovich**

First Deputy Director General  
LLC «Lukoil-Nizhegorodniinefteproektnd»  
s.valeev@mail.ru

**Annotation.** These abstracts deal with well characteristics selection to evaluate the effectiveness of producing well acidizing.

**Keywords:** producing well, hydrochloric acidizing, well production rate, permeability.

Для оценки проводимых методов воздействия на добывающих нефтяных и газовых скважинах предлагается использовать статистический метод Data Mining, основываясь на дескриптивный, корреляционный и регрессивный анализ (установление зависимости непрерывных выходных переменных от входных значений). Многие из таких систем интегрируют в себе сразу несколько подходов, тем не менее, как правило, в каждой системе имеется какая то ключевая компонента, на которую делается ставка [1, с. 12].

В нашем случае ключевой компонентой оказалась пористость пласта.

Был проведен анализ эффективности соляно-кислотных обработок (СКО) 16 скважин эксплуатирующие Каширский, Верейский горизонты и Башкирский ярус Орьебашевского месторождения Республики Башкортостан.

Так как, результаты Data Mining в большой мере зависят от уровня подготовки данных, а не от «чудесных возможностей» некоего алгоритма или набора алгоритмов. Около 75 % работы над Data Mining состоит в сборе данных, который совершается еще до того, как запускаются сами инструменты. Успешный анализ требует качественной предобработки данных. По утверждению аналитиков и пользователей баз данных, процесс предобработки может занять до 80 % процентов всего Data Mining-процесса [1, с. 13].

Поэтому, исследуемые параметры СКО были разделены на две группы факторов – геологические (пористость, проницаемость, вязкость пластового флюида) и технологические (глубина скважины, перфорированная толщина пласта, давление и объём закачки кислотного раствора, дебиты скважин по жидкости и воде, и время отработки скважины после проведения СКО).

Эффективность мероприятий оценивалась по дополнительной добыче нефти по скважине, т.е. отношением разности дебитов скважин после обработке и до обработки ( $Q_{нп} - Q_{ндо}$ ) к дебиту скважин до обработки ( $Q_{ндо}$ ). Результаты выполненных обработок по 16 добывающим скважинам представлены далее в таблице 1.

Следует отметить, что увеличение дебита скважин по каширскому, Верейскому горизонтам и Башкирскому ярусу составляет в среднем 33 % и 37 % соответственно.





Таблица 1

Номер скважины	Отработка скважины после проведения СКО, сут.	Нарастающий прирост добычи, тыс. т.	Q <sub>жп.</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>вп.</sub> , м <sup>3</sup> /сут	$\frac{Q_{нп} - Q_{ндо}}{Q_{ндо}}$
Каширский + Верейский горизонты					
2300	47,00	0,0558	6,0	0,85	1,64
2332	52,86	0,0800	4,4	1,04	6
2340	54,80	0,0909	6,7	1,78	2,58
2341	58,78	0,1004	7,4	2,14	2,04
2347	215.458	0,2122	8,6	0,99	1,58
2352	6,679	0,0184	8,6	1,77	1,74
2357	49,776	0,0679	6,1	2,96	9,3
Башкирский ярус					
2399	44,73	0,1110	9,8	5,88	1,19
3660	94,48	0,2361	4,6	0,57	1,77
3688	15,00	0,0521	5,7	2,90	11,50
3757	42,34	0,0803	12,6	6,00	0,47
5308	332,70	0,9580	8,0	2,74	2,92
5309	119,60	0,5254	32,6	13,58	0,24
5319	2,96	0,0057	7,5	3,80	1,13
2365	67,71	0,3832	20,0	15,02	10,12

Для обработки и оценки влияния геологических и технологических факторов на эффективность СКО использовался программный пакет STATGRAPHICS Plus. В ходе отбора статистически значимых параметров было показана, что в наибольшей степени оказывают влияние на эффективность СКО – проницаемость пласта коллектора и объём закачки кислоты.

Анализ полученных результатов показал, что существуют некоторые предельные значения этих показателей, при которых, например, с увеличением проницаемости породы (примерно с 20 Мд) и объёма закачиваемой кислоты (примерно с 12 м<sup>3</sup>) эффективность СКО понижается. Это хорошо прослеживается на графиках, представленных на рисунке 1.

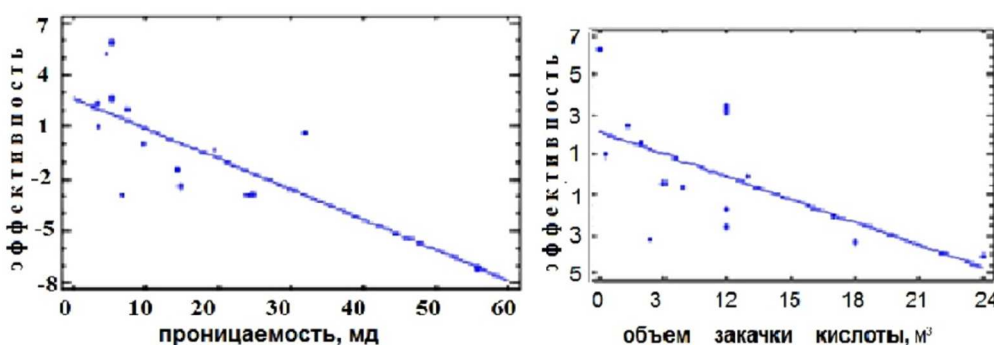


Рисунок 1 – Зависимость проницаемости и объёма закачки кислоты на эффективность СКО

Данное предположение было проверено с использованием метода построения регрессионной модели зависимости относительной (отн. един.) эффективности от проницаемости и объёма закачки кислоты (рис. 2). Результаты обработки данных показали, что для скважин № 2347 и № 5309 необходимо повторить СКО с целью повышения производительности скважин, т.к. они попадают в зону отрицательной эффективности.

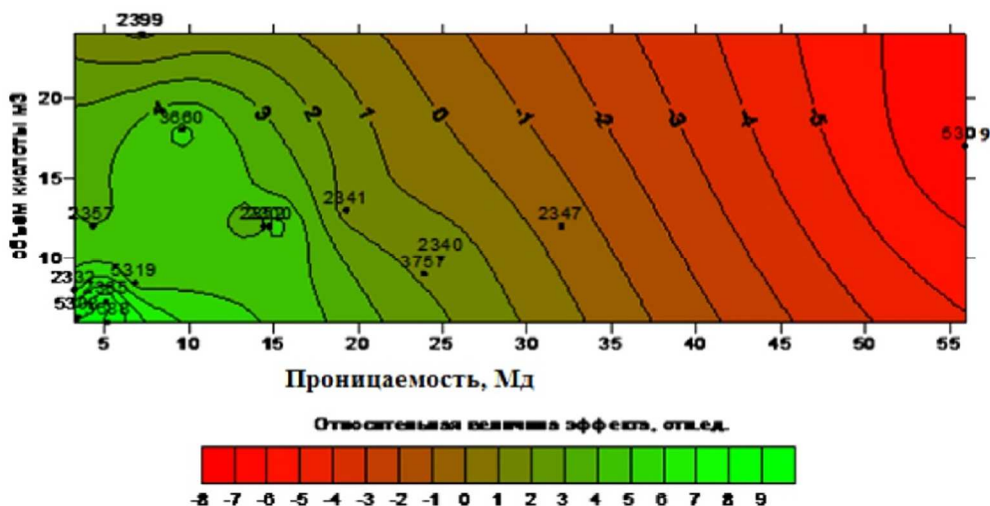


Рисунок 2 – Регрессионная модель влияния геолого-промысловых данных на эффективность СКО на Орьбашевском месторождении

**Литература:**

1. Portal.tpu.ru, Чубукова И.А. Lections data mining.pdf [1, с. 39, 50, 79] (23.03.2021г.)
2. Исламов М.К., Павлюченко В.И. Оценка влияния геолого-промысловых показателей на эффективность солянокислотных обработок скважин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Междунар. науч.-практ. конф., приуроченной к 60-летию высшего нефтегаз. образования в Республике Татарстан, 28–29 окт. 2016, АГНИ. – Альметьевск, 2016. – Т. 1. – С. 387–389.

**References:**

1. Portal.tpu.ru, Chubukova I.A. Lections data mining.pdf [1, p. 39, 50, 79] (23.03.2021)
2. Islamov M.K., Pavlyuchenko V.I. Assessment of the influence of geological and field indicators on the efficiency of hydrochloric acid well treatments // Achievements, problems and prospects of oil and gas industry development: materials of the International scientific and practical conference, timed to the 60th anniversary of higher oil and gas education in the Republic of Tatarstan, 28–29 October. 2016, AGNI. – Almeteyevsk, 2016. – Vol. 1. – P. 387–389.



УДК 622

## УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЕ ГЛУБИННЫЕ ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ СКВАЖИН

### ADVANCED DEEP ROD PUMPS FOR THE OPERATION OF SAND-PRODUCING WELLS

**Исмаилов Фахреддин Саттар оглы**

доктор технических наук,  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку

**Казымов Шюкюрели Паша оглы**

кандидат технических наук,  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку

**Гаджикеримова Лала Гасым гызы**

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку

**Ismayilov Fakhreddin Sattar**

Doctor of Technical Sciences,  
OilGasScientificResearchProject» Institute,  
SOCAR, Baku

**Kazimov Shukurali Pasha**

PhD,  
OilGasScientificResearchProject» Institute,  
SOCAR, Baku

**Gadjikerimova Lala Gasym**

OilGasScientificResearchProject» Institute,  
SOCAR, Baku

**Аннотация.** На поздней стадии разработки нефтяных месторождениях наблюдается падение пластового давления, в результате чего возникает необходимость перевода скважин в механизированный способ добычи. Этой стадии разработки нефтяных месторождений широко распространено применение глубинных штанговых насосов.

В связи падением пластового давления и ряда других причин уменьшается приток жидкости в скважину. Такое положение обстоятельств приводит к многочисленным проблемам в эксплуатации штанговых насосов. Насосы работают с откачкой, цилиндр насоса не заполняется. В связи с низким уровнем жидкости глубина подвески насоса увеличивается. Расстояние между забоем скважины и приемом насоса укорачивается. По этой причине механические примеси находящиеся в пластовой жидкости попадают в приём насоса и создают осложнения в ее эксплуатации. Для устранения этих препятствий разработан новый насос с приемным клапаном открытие и закрытие которого производится с движением балансирующей головки.

На обводнённых и пескопроявляющихся скважинах межремонтный период скважин и срок службы насосов резко падает. Песок выводит из строя рабочие части насоса, в основном его плунжерно-цилиндрную пару, увеличивает зазор между ними, приводит к утечке, снижению производительности и вывода из строя насоса. Разработанная конструкция насоса превращая часть продукции в эмульсию создает возможности решения проблемы. Работа насоса математически обосновано.

**Ключевые слова:** скважина, забой, жидкость, песок, насос, глубина подвески, прием насоса, плунжер-цилиндр, утечка, эмульсия.

**Annotation.** A decline in reservoir pressure in mature production fields requires converting wells to artificial lift production methods. Sucker-Rod Pumping is the most widely-used artificial lift method at this stage of oil field development.

The decline in reservoir pressure and a number of other reasons reduces fluid influx. Such situation leads to multiple problems in sucker rod pumping. The pumps operate pumping down, the pump cylinder is not filled with fluid. The pump's setting depth increases due to the low liquid level. The distance between the bottom hole and the pump suction shortens. Therefore, mechanical impurities contained in the formation fluid enter the pump intake leading to production problems. An advanced pump with an intake valve, opening and closing of which is controlled by a movement of the balancing head has been developed to eliminate these complications.

The turnaround time of the wells and pump's operational lifetime are dramatically affected in watered and sandy wells. Sand destroys the working parts of the pump, mainly its plunger-cylinder pair, increases the gap between them, leads to leakage, causes a decrease in pump performance and leads to failure of the pump. The advanced pump provides possible solution to the problem, turning part of the product into an emulsion. Pump operation is mathematically sound.

**Keywords:** well, bottom hole, liquid, sand, pump, setting depth, pump intake, plunger-cylinder, leak, emulsion.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений наблюдается падение пластового давления, в результате чего возникает необходимость перевода скважин на механизированный способ добычи. На этой стадии разработки нефтяных месторождений широко распространено применение глубинных штанговых насосов [1–7].

В связи падением пластового давления и ряда других причин уменьшается приток жидкости в скважину. Насосы работают с откачкой, цилиндр насоса незаполняется. В связи незаполнением цилиндра насоса при ходе плунжера вниз происходит его удар о жидкость, что может привести к аварийному состоянию.

Для устранения этих проявлений разработан штанговый насос с приёмным клапаном, открывающийся с движением балансирующей головки. При работе штангового насосного оборудования возврат-



но-поступательное движение головки балансира через штанги передается плунжеру, который соединён с затвором высасывающего клапана. По этому всасывающий клапан насоса независимо от давления столба жидкости в скважине открывается принудительно.

Разработанный скважинный штанговый насос с приёмным клапаном управляющимся движением балансирной головки (рис. 1) содержит цилиндр 1, плунжер 2, снабженный кольцевым ограничителем 3 и буртиком 4, нагнетательный клапан 5, всасывающий клапан 6, затвор 7 всасывающего клапана, состоящий из полого поршня 8, полого штока 9 и фиксатора 10, заглушка 11 всасывающего клапана. Скважинный штанговый насос на трубах 12 спускается в скважину с колонной штанг 13 соединяется с качалкой. Перед пуском скважины в работу полый плунжер 2 и затвор 7 всасывающего клапана 6 находится в нижнем положении. При этом отверстие 14 на корпусе всасывающего клапана 6 остаётся в открытом положении и верхний торец полого поршня 8 находится на уровне отверстий 14. Цилиндр 1 насоса частично заполняется пластовой жидкостью при ходе полого плунжера 2 вверх жидкость, находящийся в стволе скважины, под давлением столба жидкости через отверстие 14 почти без сопротивления поступает в цилиндр 1 насоса. При этом, кольцевой буртик 4 на нижнем конце плунжера 1 зацепляет головку 15 на верхнем конце полого штока 9 и продолжает двигаться вверх совместно с полым поршнем 8 и затвор 7 закрывает окна 14 всасывающего клапана 6.

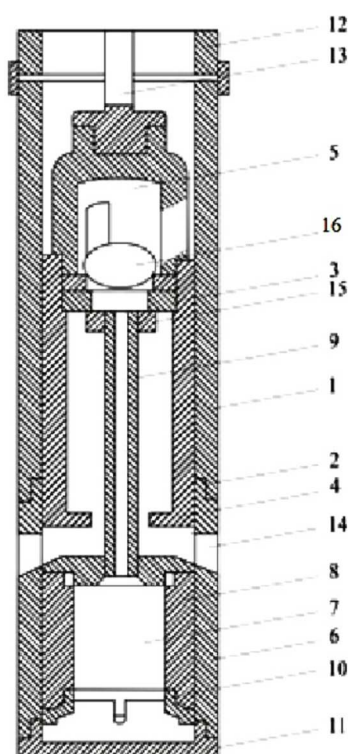


Рисунок 1

При ходе полого плунжера 2 вниз, полый поршень, фиксированный при помощи фиксатора 10, остаётся на месте, и когда давление в цилиндре под нагнетательным клапаном 5 превышает давление над клапаном, открывается шарик 16 и жидкость из нижней части цилиндра проходит в верхнюю часть над плунжером. Продолжая движение вниз, плунжер 2 с кольцевым ограничителем 3 упирается в головку 15 полого штока 9 и совместно с полым поршнем 8 и фиксатором 10 движется до нижнего положения. При этом открывается окно 14 высасывающего клапана, и давление в цилиндре сравнивается с давлением в стволе скважины, и сразу шарик 16 садится на седло, закрывая клапан.

Конструкция разработанного насоса обеспечивает принудительное открытие всасывающего клапана насоса, независимо от давления столба жидкости в скважине.

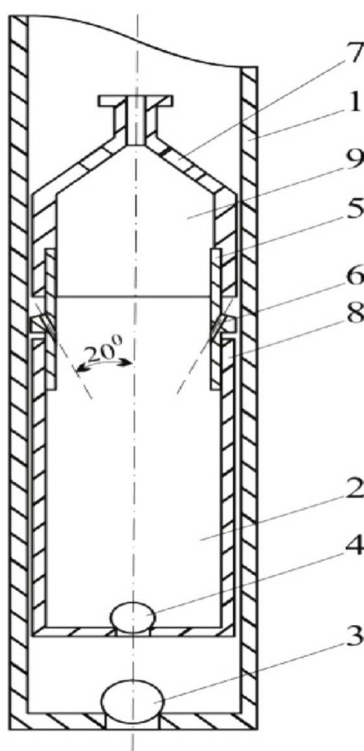
Практика эксплуатации штанговой насосной установки показывает, что смена насоса производится в основном из-за значительной утечки жидкости в зазоре между цилиндром и плунжером. При эксплуатации на обводнённых и пескопроявляющихся скважинах межремонтный период скважин и срок службы насосов резко падает.

При подъёме продукции песок совместно с жидкостью поступает в прием насоса, а оттуда через нагнетательный клапан во внутрь НКТ. Здесь крупные частицы песка осаждаются и собираются над цилиндром насоса. Для предотвращения попадания крупных частиц песка в зазор между плунжером и цилиндром разработан насос.



Для устранения проблемы в плунжере насоса открыты наклонные боковые с винтовыми нарезками отверстия для уменьшения утечки через зазор между цилиндром и плунжером (рис. 2). В таком случае при эксплуатации скважин часть продукции выдавливается через эти отверстия в зазор против потока утечки. Это воспрепятствует движению потока жидкости и механических примесей находящейся внутри добываемой продукции в зазоре между плунжером и цилиндром в зоне сверху от этих отверстий. Для закручивания жидкости, проходящей через отверстия, на поверхности отверстий нарезаны винтовые линии. В зависимости от глубины скважины, реологических свойств жидкости и категории выпускаемого насоса угол наклона отверстий принимается не более 20°. В неглубоких скважинах отверстия открываются на теле плунжера, а в глубоких скважинах для сохранения прочности тела плунжера отверстия открываются не на теле, а на nipple, установленном над плунжером.

Несмотря на то, что имеются многочисленные разработки, посвященные этой проблеме [5–7] разработка и внедрение более эффективных методов борьбы с этим вредными явлениями представляет как большое научное, так и практическое значение.



**Рисунок 2** – Штанговый насос против утечки жидкости:  
 1 – цилиндр, 2 – плунжер, 3 – всасывающий клапан,  
 4 – нагнетательный клапан, 5 – nipple, 6 – резьбовые каналы

Этот предложенный метод является легко выполнимым и простым методом для уменьшения утечки через зазор между цилиндром и плунжером: открыть наклонные боковые с винтовыми нарезками отверстия в плунжере насоса. При ходе вверх плунжера под действием давления столба жидкости и сил инерции жидкость выдавливается через эти отверстия в зазор против потока утечки. Это воспрепятствует движению потока жидкости и в том числе механических примесей в зазоре между плунжером и цилиндром в зоне сверху от этих отверстий. Для закручивания жидкости, проходящей через отверстия, на их поверхности нарезаны винтовые линии. Закручивание жидкости генерирует эмульсии, вследствие чего повышается её вязкость. А это в свою очередь способствует уменьшению утечки жидкости в зоне зазора ниже отверстий. Вязкость нефти ниже отверстий, где образуется эмульсия, можно определить по формуле Энштейна:

$$\mu_1 = \mu(1 + 2,5B),$$

где B – объемная доля воды в эмульсии.

Боковые отверстия у плунжера насоса препятствуют движению жидкости и механических примесей через зазор, чем способствуют уменьшению утечки жидкости между цилиндром и плунжером.

Применение этих инновационных разработок приведёт к улучшению эксплуатационных показателей пескопроявляющих скважин и повисит рентабельность добычи.



## Выводы

1. Приёмный клапан управляющийся движением балансирной головки позволяет устранить ударную силу плунжера об жидкость, уменьшить количество механических примесей попадающих в цилиндр, устраняет износ приёмной части, увеличивает коэффициент заполнения насоса.
2. Штанговый насос против утечки предотвращает попадание песочной жидкости в зазор между плунжером-цилиндром.

## Литература:

1. Gizatullin F.A., Khakimyanov M.I., FKhusainov F. Features of electric drive sucker rod pumps for oil production // IOPConf. Series: JournalofPhysics: Conf. – 2017. – № 944. – P. 12–39.
2. Пяльченков Д.В. Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы штанговых насосных установок // Интернет-журнал «Науковедение». – 2016. – Т. 8. – № 2. – С. 1–10.
3. Гурбанов Р.С., Мамедова М.А., Гурбанова Т.Г. Разработка способа уплотнения зазора насоса продукцией скважины // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2015. – № 5/1 (77). – С. 59–62.
4. Молчанов А.Г. Пути дальнейшего совершенствования штанговых глубинных насосных установок // Журнал «Бурение и нефть». – М. : Изд-во ООО «Бурнефть», 2014.
5. Эксплуатация скважин штанговыми насосами [Электронный ресурс]. – URL : <http://leksia.comx4258.html>
6. Улучшение эксплуатации скважины штанговыми насосами [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.megadomoz.ru/article1158/274>
7. Елгин А.С., Максимова Ю.А. Усовершенствование процесса эксплуатации скважин установками штангового глубинного насоса [Электронный ресурс]. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/29320>

## References:

1. Gizatullin F.A., Khakimyanov M.I., FKhusainov F. Features of electric drive sucker rod pumps for oil production // IOPConf. Series: JournalofPhysics: Conf. – 2017. – № 944. – P. 12–39.
2. Pyalchenkov D.V. Study of the influence of the parameters of production wells on the failures of rod pumping units // Internet-journal «Naukovedenie». – 2016. – Vol. 8. – № 2. – P. 1–10.
3. Gurbanov R.S., Mammadova M.A., Gurbanova T.G. Development of a way to seal the pump gap with well products // East-European Journal of Advanced Technologies. – 2015. – № 5/1 (77). – P. 59–62.
4. Molchanov A.G. Ways of further improvement of rod downhole pumping units // Journal of Drilling and Oil. – M. : Publishing house LLC «Burneft», 2014.
5. Operation of wells with sucker rod pumps [Electronic resource]. – URL : <http://leksia.comx4258.html>
6. Improvement of well operation with sucker rod pumps [Electronic resource]. – URL : <http://www.megadomoz.ru/article1158/274>
7. Yelgin A.S., Maksimova Y.A. Improvement of the process of well operation by rod deep pump installations [Electronic resource]. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/29320>





УДК 622.276.7

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА К СКВАЖИНАМ

### IMPROVING THE EFFICIENCY OF FIELD OPERATION BY INTENSIFYING THE FLOW OF OIL AND GAS TO WELLS

**Исламов Марсель Касимович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработка и эксплуатация  
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
islamov\_mk@mail.ru

**Абдрафиков Альберт Рамилевич**

магистрант  
кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и  
нефтегазоконденсатных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
albert\_abdr@mail.ru

**Арсланов Руслан Фларидович**

магистрант  
кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и  
нефтегазоконденсатных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Аннотация.** В данной работе рассмотрена проблема эффективной эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки. Для которых характерна затруднённая извлечения остаточных запасов углеводородов. Проанализированы наиболее распространённые и перспективные методы интенсификации притока нефти и газа к скважинам, такие как создание дополнительных перфорационных каналов и гидроразрыв пласта.

**Ключевые слова:** гидродинамическая связь, интенсификация притока, трудноизвлекаемые запасы.

**Islamov Marsel Kasimovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Development and Exploitation of Oil and  
Gas Condensate Fields,  
Ufa State Petroleum Technological University  
islamov\_mk@mail.ru

**Abdrafikov Albert Ramilevich**

Master's Student,  
Department «Development and operation of  
gas and oil, gas and condensate fields»,  
Ufa State Petroleum Technical University  
albert\_abdr@mail.ru

**Arslanov Ruslan Flaridovich**

Master's Student,  
Department «Development and operation of  
gas and oil, gas and condensate fields»,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Annotation.** In this paper, we consider the problem of efficient operation of deposits at a late stage of development. Which are characterized by difficulty in extracting residual hydrocarbon reserves. The most common and promising methods of intensifying the flow of oil and gas to wells, such as the creation of additional perforation channels and hydraulic fracturing, are analyzed.

**Keywords:** hydrodynamic communication, inflow intensification, hard-to-recover reserves.

**В** настоящее время значительное количество крупнейших нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки месторождения. Наблюдается значительное снижение притока полезных углеводородов к скважинам, а остаточные запасы характеризуются, как трудноизвлекаемые. Среднее время перехода нефтяного месторождения на завершающую стадию разработки составляет порядка 25 лет, а продолжительность четвертой стадии соизмерима с длительностью всего предшествующего. В то время как пиковая волна мировых нефтяных открытий пришлась на 70-е года XX-го века Поэтому приоритетными задачами являются не только разведка новых месторождений, но и поиск эффективных механизмов воздействия как на сам пласт, так и на его призабойные зоны с целью более полного извлечения остаточных запасов нефти и газа.

Снижение уровней добычи углеводородов может происходить по ряду причин: истощение залежи, ухудшение коллекторских свойств, прорыва контура воды к эксплуатационным скважинам, изменение условий питания пласта. В ходе эксплуатации нефтегазовой залежи происходит неминуемое загрязнение призабойной зоны пласта асфальтосмолопарафиновыми отложениями, механическими примесями, солями, а также возможно набухание глин, это все негативно отражается на проницаемости. В результате происходит ухудшение коллекторских свойств, снижение дебита и увеличение времени разработки. Поэтому важно понимать, где происходит загрязнение, которое оказывает влияние на продуктивность скважины.



Процесс интенсификации притока производится для увеличения общего объема добычи полезных углеводородов из пласта. В ходе воздействия происходит восстановление и улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны за счет увеличения проницаемости, уменьшения вязкости флюида, а также снижения темпов обводнения добывающих скважин.

Состояние призабойной зоны оказывает прямое воздействие на продуктивность скважин. Чем сильнее она загрязнена, тем ниже значение проницаемости, соответственно меньше дебит нефти. Было установлено, что в области первых 20–30 см от скважины происходит наибольшее снижение дебита [1]. Это говорит о том, что для пласта очень важна призабойная зона. При дальнейшем продвижении по пласту изменение проницаемости не оказывает столь сильного влияния.

Проницаемость пристволенной зоны скважин возможно улучшить путем искусственного увеличения размеров дренажных каналов, числа трещин в горной породе пласта, а также количественно снижая содержание парафина, смол и грязи на стенках поровых каналов. С различной эффективностью могут применяться следующие методы воздействия: термохимическое, виброакустическое, микробиологическое, геохимическое и термогазохимическое. Таким образом, повысить эффективность эксплуатации месторождения, особенно на поздней стадии разработки, возможно воздействуя на его призабойную зону.

Существуют различные виды перфораций, способные эффективно увеличивать проницаемость призабойной зоны пласта. Наиболее популярной является кумулятивная перфорация. С ее помощью образуется достаточно длинный перфорационный канал. Прострел влечет за собой сильное воздействие на стенки скважины, а именно на обсадную колонну и цементный камень. Помимо этого, кумулятивные перфораторы характеризуются местным воздействием, поэтому вскрываются не все продуктивные каналы пласта, способные пропускать через себя жидкость. Кроме кумулятивной перфорации, существуют еще пулевая, гидropескоструйная, сверлящая и щелевая, однако они менее эффективны [2].

В результате применения радиальной гидроабразивной технологии образуются боковые каналы малого диаметра, длиной до 100 м, что позволяет эффективно бороться с загрязнением призабойной зоны. Струей промывочной жидкости под действием высоких скоростей и давлений создается зона разрушения, массивная область, куда проникает жидкость с нестандартными реологическими свойствами (фильтрат эмульсии). Главным недостатком этой технологии является непредсказуемость направления каналов, что в свою очередь может привести к попаданию в водоносные участки пласта или образования конуса обводненности [3].

Перспективным и экономически обоснованным решением в вопросе эффективной эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки является многоствольное вскрытие продуктивной части пласта. Вскрытие осуществляется перфорационными каналами малого диаметра из фонда скважин, эксплуатация которых затруднительна [4]. Причинами осложненной эксплуатации могут выступать: негерметичность цементного камня и обсадной колонны, высокие значения обводненности скважиной продукции, а также полет или заклинивание оборудования. Создание продуктивных каналов предполагается гидроабразивным зондовым перфоратором. Эффективная многоствольная скважина, способна заменить несколько традиционных, уменьшая затраты на бурение, увеличивая продуктивность и приток нефти из пласта.

Более совершенным развитием многоствольного бурения перфорационными каналами, является применение технологии глубокой перфорации скважин. Она заключается в разбуривании вспомогательных каналов малого сечения с прогнозируемой траекторией с применением перфобура. Диаметр каналов достигает 50 мм, а длина до 100 м. Вовлекаются в разработку застойные зоны, повышается фазовая проницаемость, что приводит к увеличению дебита [5].

Технология гидравлического разрыва пласта является наиболее эффективной, современной и популярной среди методов интенсификации притока флюидов к скважинам. Она заключается в создании высокопроводимой системы трещин в пласте путем закачки вязкой жидкости под высоким давлением, после чего пласт расслаивается и образуются каналы, по которым происходит фильтрация флюида (газа, воды, нефти и их смеси) к забою скважины. Для предотвращения смыкания трещин используется расклинивающий материал, это может быть пропант, брейкеры, кварцевый песок, который закачивает вместе с жидкостью после разрыва трещины [6].

Важным фактором успешности ГРП является качество используемых материалов: жидкости разрыва и расклинивающего материала. Перед началом проведения необходимо проделать подготовительные работы, для того чтобы после применения данного метода коэффициент эффективности был как можно выше. Для начала надо провести исследование скважины ( $Q$ ,  $P_{заб.}$ ,  $P_{пл.}$ ,  $K$ ,  $k$ ), далее проверить целостность цементного камня и при необходимости ее восстановить с помощью акустического цементометрии, гамма-гамма каротажа, радиоактивных изотопов. Также нужно оценить состояние труб НКТ, эксплуатационной и обсадной колонны на их толщины, для предотвращения деформации, так как  $P_{гпр}$  очень высокое.



Перейдем непосредственно к самой технологии гидроразрыва пласта. На первом этапе идет закачка жидкости разрыва предварительно определив объем и состав. Обычно используют водные растворы с добавлением полимеров, нефть и кислота, разные виды гелиевых композиций. Направление и объем трещины можно определить поместив в 1 м<sup>3</sup> правильно подобранной жидкости, но она не должна быть дефицитной.

На втором этапе идет закачка жидкости песконосителя. Данный этап необходим для того, чтобы предотвратить смыкание системы трещин и поэтому в составе жидкости песконосителя может содержаться 3–4 фракции расклинивающего материала, чередуя большой и маленькой фракцией для лучшей фиксации. Также в качестве добавок могут выступать брейкеры, пропанты. Образование протяжных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечением в разработку удаленных зон пласта, что в целом приводит к повышению нефтиизвлечения [7].

На третьем этапе удаляется из ствола скважины частицу песконосителя. Перед этим закачивают 5–6 м<sup>3</sup> вязкой жидкости для предотвращения образования пробок из твердых частиц и дальнейшая продавка в пласт. В качестве продавочной жидкости может применяться нефть, водо-нефтяные эмульсии, смеси нефти и гудрона, нефтекислотные смеси.

Как показывает практика, после применения метода гидроразрыва пласта приток нефти и газа к скважинам увеличивается в 2–4 раза. Данная технология позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа иными способами уже нерентабельна. Также ГРП применяются и для разработки новых скважин, у которых низкая проницаемость. Для того, чтобы эффективность данного метода была высокая, необходимо знать процесс распространения трещин, для дальнейшего моделирования геометрии трещин и оптимизации ее параметров.

Загрязнение призабойной зоны пласта, происходящее в процессе эксплуатации, негативно отражается на гидродинамической связи пласта со скважинами, что в свою очередь снижает значения дебитов и количество добытой нефти. Важно уметь эффективно воздействовать на данную зону. Правильность выбора техники и технологии интенсификации добычи нефти позволяет восстановить и повысить фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, поднять отборы нефти, повысить эффективность эксплуатации скважин, что значительно увеличивает коэффициент нефтеотдачи.

#### Литература:

1. Власов В.В., Ишмурзин А.А. Причины нарушения первичной гидродинамической связи «пластскважина» и технологические недостатки методов очистки, основанных на принципе откачки жидкости // Нефтегазовое дело. – 2003. – С. 72.
2. Капырин Ю.В., Храпова Е.И., Кашицын А.В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин. – Новосибирск : НХ, 2001. – 238 с.
3. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин / А.В. Лягов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 63.
4. Фурсин С.Г. Эффективность использования Многоствольного бурения на поздней стадии разработки нефтяных и газовых месторождений // Сборник докладов. «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии». Кубанский государственный технологический университет. – 2017. – С. 32.
5. Лягов А.В., Шамов Н.А. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 79.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
7. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Недра, 1986. – 165 с.

#### References:

1. Vlasov V.V., Ishmurzin A.A. Causes of violation of the primary hydrodynamic connection «formation-well» and technological drawbacks of cleaning methods based on the principle of pumping fluid // Oil and Gas Business. – 2003. – P. 72.
2. Kapurin Y.V., Khrapova E.I., Kashitsyn A.V. Application of complex technology of secondary reservoir opening to increase flow rate of wells. – Novosibirsk : NKH, 2001. – 238 p.
3. Improvement of the secondary drilling-in and development of wells / A.V. Lyagov [et al.] // Neftegazovoye Delo. – 2011. – № 6. – P. 63.
4. Fursin S.G. Effectiveness of multilateral drilling at the late stage of development of oil and gas fields // Collection of reports. «Improving the efficiency of oil and gas field development at a late stage». Kuban State Technological University. – 2017. – P. 32.
5. Lyagov A.V., Shamov N.A. Technique and technology of ultra-deep perforation channels // Oil and Gas Business. – 2012. – № 2. – P. 79.
6. Mishchenko I.T. Well oil production: Textbook for universities. – M. : FSUE Publishing house «Oil and Gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2003. – 816 p.
7. Usachev P.M. Hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1986. – 165 p.



УДК 622.24

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОРСКОГО ШЕЛЬФА

### IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY OF DRILLING DEEP ENGINEERING AND GEOLOGICAL WELLS IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS OF THE OFFSHORE

**Каракозов Артур Аркадьевич**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующий кафедрой технологии и  
техники бурения скважин,  
Донецкий национальный  
технический университет  
artur.a.karakozov@mail.ru

**Парфенюк Сергей Николаевич**

старший преподаватель  
кафедры технологии и  
техники бурения скважин,  
Донецкий национальный  
технический университет

**Аннотация.** Приведены результаты разработки и совершенствования технических средств и технологии бурения инженерно-геологических скважин при освоении нефтегазовых месторождений морского шельфа.

**Ключевые слова:** шельф, освоение нефтегазовых месторождений, инженерно-геологические изыскания, бурение скважин, пробоотбор.

**Karakozov Artur Arkadevich**

Ph.D., Associate Professor,  
Head of the Department of Well  
Drilling Technology and Engineering,  
Donetsk National Technical University  
artur.a.karakozov@mail.ru

**Parfenyuk Sergey Nikolaevich**

Senior Lecturer,  
Department of Well Drilling  
Technology and Engineering,  
Donetsk National Technical University

**Annotation.** The results of the development and improvement of technical tools and technology for drilling geotechnical wells in the development of offshore oil and gas fields are presented.

**Keywords:** shelf, development of oil and gas fields, engineering and geological surveys, drilling, sampling.

Российская Федерация и другие страны СНГ стремительно наращивают объёмы добычи нефти и газа на морском шельфе. Активное освоение месторождений Черного, Азовского, Каспийского и Охотского морей сопровождается масштабными работами по бурению разведочно-эксплуатационных скважин, добыче и транспортировке углеводородного сырья по морским трубопроводам. В связи с этим также необходимо выполнять большие объёмы инженерно-геологических изысканий, с целью определения механических характеристик донных грунтов, являющихся основанием для морских сооружений нефтегазового комплекса. Основой этих изысканий является бурение инженерно-геологических скважин, в том числе и глубоких – до 100 м.

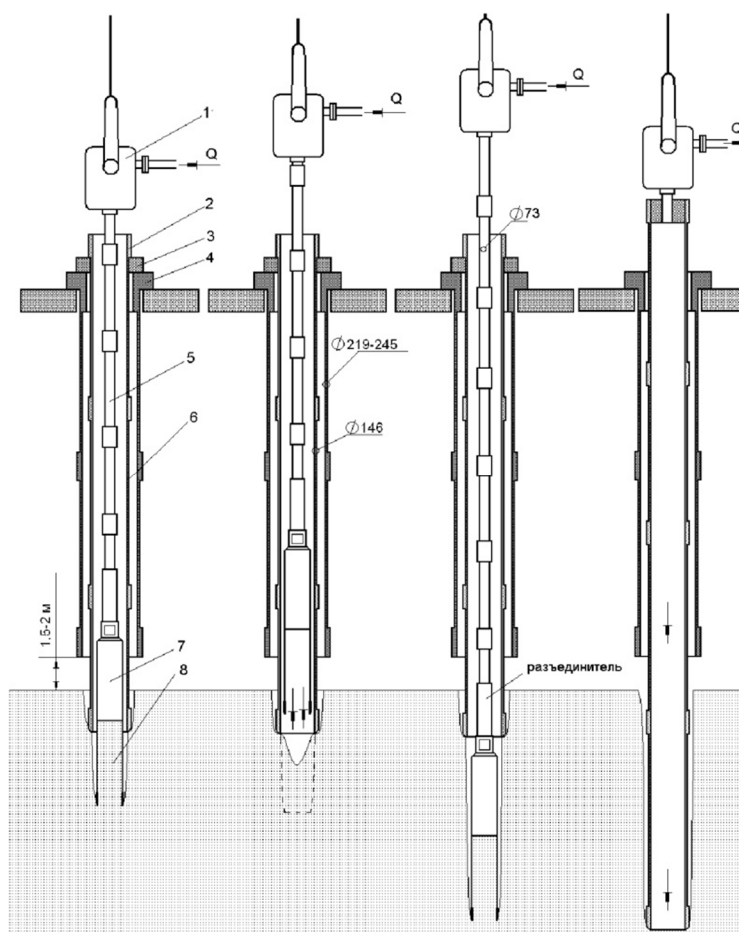
Работы, проведенные в Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ), показали, что увеличение производительности бурения глубоких инженерно-геологических скважин реализуется за счёт использования гидроударных буровых снарядов (ГБС) [1], которые хорошо зарекомендовали себя при проходке скважин глубиной до 50 м автономными установками типа УМБ-130М. На этой основе была разработана технология поинтервального бурения инженерно-геологических скважин в породах песчано-глинистого комплекса с самоподъемных буровых установок (СПБУ) и буровых судов (рис. 1), реализованная на крымском шельфе [2–4]. При бурении этих скважин отбор монолитов в мягкопластичных грунтах производится вдавливаемыми пробоотборниками, а отбор монолитов и проб в плотных, полутвердых глинистых грунтах и песках различной плотности – гидроударными буровыми снарядами ПБС-110.

Суть технологии заключается в следующем. Сначала с СПБУ или бурового судна спускается колонна обсадных труб диаметром 219–245 мм. Её башмак устанавливается на расстоянии 1,5–2 м от дна моря. При наличии сильных течений башмак колонны заглубляется в грунт для предотвращения её вибрации и изгиба.

В неё опускают колонну обсадных труб диаметром 146 мм, предназначенную для крепления скважины в процессе углубки. Если первый рейс по отбору пробы проводится снарядом ПБС-110, то колонну останавливают на расстоянии 0,5 м от дна во избежание его заклинивания в обсадных трубах. Если же при первом рейсе используется вдавливаемый пробоотборник, то колонну опирают на дно.



При первом рейсе ПБС-110 с разъединителем спускается на бурильной колонне диаметром 73 мм до касания с дном. К верхней части бурильной колонны присоединяется вертлюг с нагнетательным шлангом для подачи рабочей жидкости (морской воды) от бурового насоса к снаряду. Запускается буровой насос, морская вода подается в ПБС-110, и производится бурение на заданную длину рейса (не более 3 м). Затем гидроударник выключается, ПБС-110 на бурильных трубах поднимается на палубу, и из его колонковой трубы извлекается керн. Затем обсадная колонна диаметром 146 мм заглубляется в грунт на длину первого рейса.



**Рисунок 1** – Технологическая схема поинтервальной проходки скважин с использованием гидроударных буровых снарядов ПБС-110:  
 1 – вертлюг; 2 – муфта обсадной колонны Ø 146 мм; 3 – хомут;  
 4 – головка обсадной колонны Ø 219–245 мм; 5 – бурильные трубы Ø 73 мм;  
 6 – обсадная колонна Ø 146 мм; 7 – ПБС-110; 8 – керн; Q – подача жидкости

Второй и последующие рейсы ПБС-110 выполняются в следующей последовательности. Снаряд спускается в скважину на бурильной колонне до момента начала разгрузки инструмента. Если она произошла раньше отметки забоя, то это свидетельствует о частичном обрушении стенок скважины. Тогда к верхней бурильной трубе присоединяется одна или несколько труб с вертлюгом таким образом, чтобы при дальнейшей подаче вниз обеспечивалась установка ПБС-110 на забой и углубка на длину рейса. Запускается буровой насос, и жидкость подается в ПБС-110 с расходом, необходимым для срабатывания его нижнего пускового узла, который обеспечивает размыв обрушившихся пород на забое скважины. В таком режиме ПБС-110 достигает отметки, расположенной на 0,1 м выше глубины забоя скважины. После этого насос кратковременно выключается, нижний пусковой узел возвращается в исходное положение, обеспечивающее отбор пробы. Питателем в нагнетательную линию сбрасывается шариковый клапан. Буровой насос снова включается, срабатывает верхний пусковой узел и запускается гидроударник. Выполняется бурение скважины на заданную длину рейса. Затем расход жидкости уменьшается, гидроударник останавливается, и ПБС-110 поднимается в полость обсадных труб, а после выключения насоса – на палубу для извлечения керна.

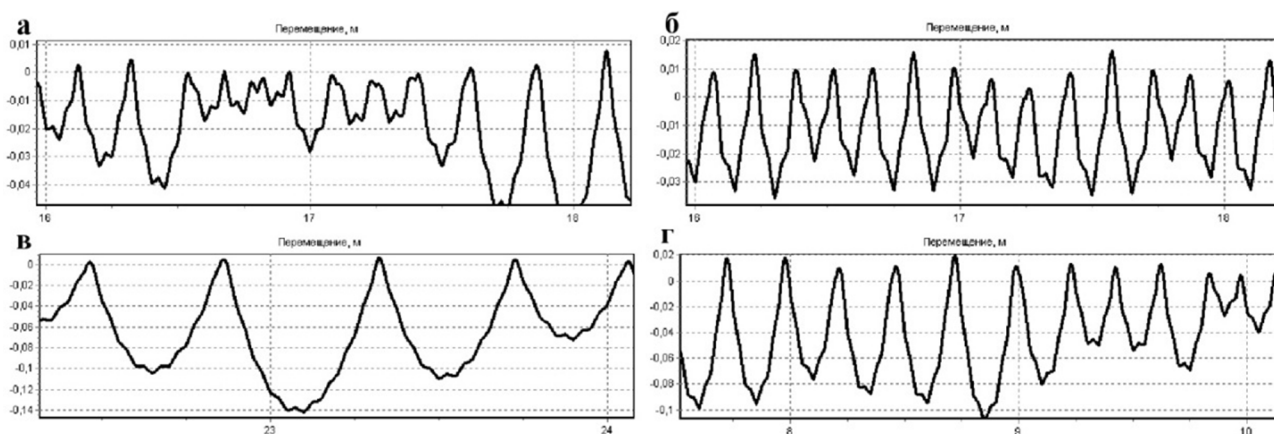
После углубки скважины на длину обсадной трубы (9–12 метров) обсадная колонна диаметром 146 мм наращивается ещё одной трубой с установленным в верхней части вертлюгом. Затем обсад-



ная колонна с расхаживанием и промывкой спускается до достигнутого забоя скважины. Далее цикл работы повторяется.

При реализации предложенной технологии остался нерешённым вопрос повышения эффективности фазы бескернового бурения при очистке забоя скважины от обрушившихся пород или перебурировании ранее опробованных интервалов. Чистый размыв пород отличается достаточно низкой эффективностью в плотных грунтах. Его интенсификация за счёт комбинирования с «ключущим» бурением достаточно эффективна, однако при этом бурильные трубы и нагнетательный шланг подвергаются значительным динамическим нагрузкам. Во избежание этого было предложено осуществлять размыв забоя одновременно с работой гидроударника. Для оценки этого решения было проведено моделирование взаимодействия ГБС с забоем скважины при работающем гидроударнике и наличии сил гидравлического подпора.

На рисунке 2 показаны фрагменты виртуальных осциллограмм перемещения гидроударного бурового снаряда (положительное направление соответствует углубке снаряда в породе).



**Рисунок 2** – Примеры виртуальных осциллограмм перемещения ГБС:

а, б – для расхода жидкости 450 л / мин; в, г – для расхода жидкости 600 л / мин;

а, в – симметричный режим работы гидроударника; б, г – энергия удара вниз в 2 раза больше, чем вверх

Анализ полученных данных показывает, что уже при расходе 450 л / мин ГБС большую часть времени находится над забоем за счёт совместного воздействия ударных импульсов и гидравлического подпора жидкости. При этом максимальное внедрение башмака в породу не превышает 20 мм. При расходе жидкости 600 л / мин и симметричном цикле работы гидроударника ГБС практически «зависает» над забоем, внедряясь в него не более чем на 10 мм. Большую часть времени порода разрушается за счёт воздействия жидкости. Таким образом, включение гидроударника в работу по схеме с одновременным размывом в плотных грунтах только лишь интенсифицирует гидравлическое разрушение забоя, разрыхляя верхний слой породы, и не может эффективно заменить «ключущее» бурение.

Следовательно, для интенсификации процесса разрушения породы при бескерновом бурении с работающим гидроударником, необходимо уменьшить усилие подпора жидкости, что может быть достигнуто за счёт снижения подачи жидкости в колонковую трубу при взаимодействии ГБС с забоем, а это требует постоянного регулирования подачи бурового насоса в процессе бурения. В то же время эту задачу можно решить, изменив конструкцию гидроударного бурового снаряда.

В новой конструкции ГБС [5] верхний распределительный узел был совмещён с разъединителем, что позволяет в процессе работы переключать режим подачи жидкости в колонковую трубу и гидроударник. Кроме того, конструкция упрощалась вследствие отказа от использования нижнего распределительного узла. Схема работы усовершенствованного ГБС показана на рисунке 3.

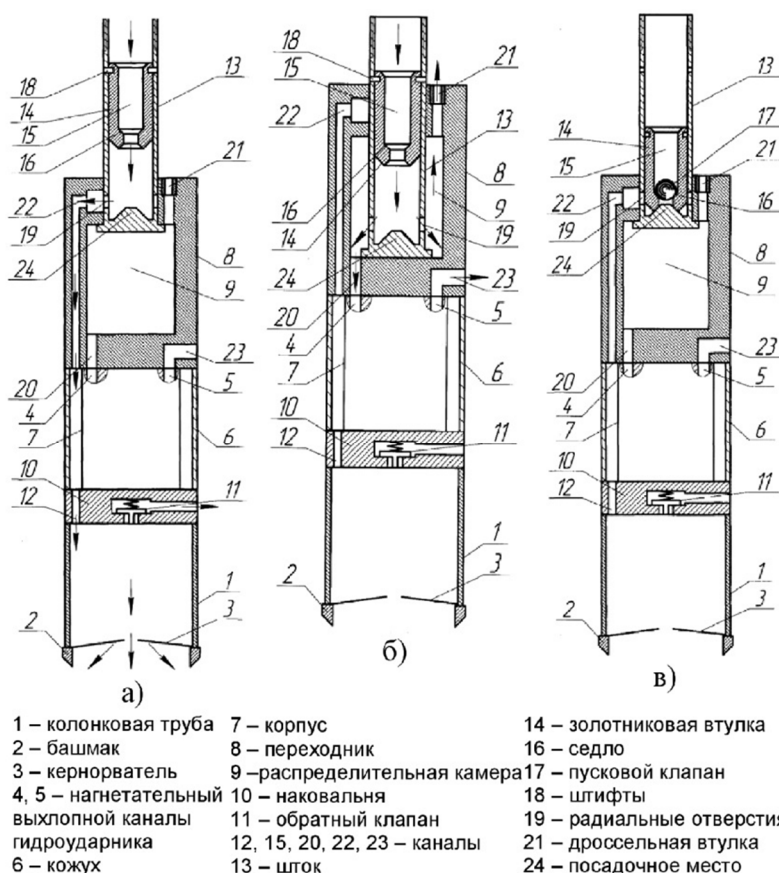
ГБС спускается в скважину на бурильных трубах (не показаны), соединяясь с ними штоком 13. При этом пусковой клапан 17 отсутствует. Золотниковая втулка 14 зафиксирована штифтами 18 в штоке 13, который занимает крайнее верхнее положение в распределительной камере 9, за счет чего отверстия 19 соединяются с каналом 22.

Отбор пробы из необходимого интервала скважины осуществляется в такой последовательности. Сначала осуществляется предварительное бурение (очистка ствола) без отбора пробы. Для этого ГБС удерживают над забоем скважины. От бурового насоса в него подается жидкость, которая проходит на забой скважины (рис. 3, а) через полость штока 13, золотниковую втулку 14, отверстия 19 и канал 22, канал 12 в наковальне 10 и полость колонковой трубы 1. При этом порода на забое размывается, что обеспечивает углубку ГБС без отбора пробы. Незначительная часть жидкости сбрасывается из колонковой трубы 1 через обратный клапан 11 в скважину, минуя забой. Гидроударник заблокирован, поскольку доступ жидкости в распределительную камеру 9 перекрыт штоком 13.





Если встречаются крепкие глинистые грунты, то ГБС ставят на забой скважины (рис. 3, б).



**Рисунок 3** – Схема работы усовершенствованного гидроударного бурового снаряда:  
а) при размыве забоя скважины; б) при работе гидроударника; в) при подъеме из скважины

Шток 13 занимает нижнее положение и перекрывает канал 22. Жидкость через отверстия 19 подается в распределительную камеру 9, откуда одна часть потока по каналу 20 поступает в нагнетательный канал 4 гидроударника, а другая часть – через дроссельную втулку 21 – в скважину. Эти потоки разделяются в зависимости от поперечных размеров отверстия дроссельной втулки 21. Поэтому в ГБС подается то же количество жидкости, как и при бурении скважины с размывом (без отбора пробы), т.е. необходимость в ручном регулировании подачи жидкости отпадает.

Гидроударник запускается. Под действием ударов и осевой нагрузки ГБС углубляется в грунт башмаком 2. Отработанная в гидроударнике жидкость сбрасывается в скважину через выхлопной канал 5 и канал 23. Потоки жидкости, выходящие из канала 23 и дроссельной втулки 21, также соединяются над ГБС, что обеспечивает постоянную скорость течения жидкости в скважине над ним при различных режимах работы. Это предотвращает оседание шлама и ликвидирует угрозу прихвата.

После углубки в грунт на несколько сантиметров, ГБС поднимают над забоем, и он возвращается в первоначальное состояние, показанное на рис. 3 а. Гидроударник выключается. Жидкость поступает на забой и размывает его более интенсивно, поскольку порода уже ослаблена механическим рыхлением. Часть породы, попавшая в башмак, также вымывается и разрушается. Далее цикл разрушения забоя повторяется.

Таким образом, бурение без отбора пробы проводится за счет размыва пород забоя и их дополнительного механического рыхления при периодических постановках ГБС на забой скважины. Это значительно повышает механическую скорость бурения, особенно в крепких грунтах.

Для отбора пробы колонковый снаряд снова ставят на забой скважины (рис. 3, б). Гидроударник включается. Под действием ударов и осевой нагрузки ГБС углубляется в грунт башмаком 2. Проба поступает в колонковую трубу 1. В процессе бурения жидкость из полости колонковой трубы 1 вытесняется в скважину через обратный клапан 11.

После окончания рейса в бурильные трубы сбрасывается пусковой клапан 17. После его посадки в седло 16 давление над золотниковой втулкой 14 резко возрастает, и штифты 18 срезаются. Золотниковая втулка 14 устанавливается на посадочное место 24 (рис. 3, в). При этом осевой канал в ней перекрывается, отделяя ГБС от полости бурильных труб и предотвращая перетекание жидкости из них в колонковую трубу 1 при подъеме. Затем ГБС поднимают на палубу, пробу грунта извлекают.



При подготовке к следующему рейсу в ГБС необходимо вернуть в исходное положение золотниковую втулку 14, извлечь из неё пусковой клапан 17 и заменить штифты 18.

Использование усовершенствованного гидроударного бурового снаряда с разъединителем в верхней части позволяет добиться повышения скорости бурения инженерно-геологической скважины на этапе её очистки или перебуривания интервалов без отбора проб, особенно при бурении в крепких глинистых грунтах, за счет чередования механического рыхления забоя скважины гидроударником и размыва его потоком жидкости. При этом сама технологическая схема не претерпевает существенных изменений.

#### Литература:

1. Калиниченко О.И., Зыбинский П.В., Каракозов А.А. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк : «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.
2. Разработка погружных гидроударных снарядов для бурения подводных разведочных скважин со специализированных плавсредств / О.И. Калиниченко [и др.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сборник научных трудов. – Киев : ИСМ им. В.Н. Бакуля, ИПЦ АЛКОН НАНУ, 2005. – № 8. – С. 92–95.
3. Совершенствование технических средств и технологий отбора проб грунта при бурении геотехнических скважин с плавучих самоподъёмных установок на шельфе Чёрного моря / А.А. Каракозов [и др.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сборник научных трудов. – Киев : ИСМ им. В.Н.Бакуля, ИПЦ АЛКОН НАНУ, 2008. – № 11. – С. 66–74.
4. Каракозов А.А. Оценка влияния компоновки низа бурильной колонны на механическую скорость бурения скважин гидроударными снарядами при отборе проб донных отложений // Научные труды ДонНТУ, Серия «Горно-геологическая». Выпуск 7(135). – Донецк : ДонНТУ, 2008. – С. 130–135.
5. Колонковый снаряд: Патент №103415 UA E21B 21/00 25/00 / А.А. Каракозов, А.Н. Рязанов, О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, С.Н. Парфенюк. – Оpubl. 10.10.2013, Бюл. №19.

#### References:

1. Kalinichenko O.I., Zybinsky P.V., Karakozov A.A. Hydroshock drill rigs and installations for drilling wells on the shelf. – Donetsk : Weber (Donetsk branch), 2007. – 270 p.
2. Development of submersible water-impact shells for drilling underwater exploration wells from specialized floating crafts / O.I. Kalinichenko [et al.] // Porous breaking and metal-working tool – equipment and technology of its manufacture and application / Collection of scientific papers. – Kyiv : Bakul's ISM, IPC ALCON NASU, 2005. – № 8. – P. 92–95.
3. Improvement of Technical Means and Technologies of Soil Sampling During Drilling of Geotechnical Wells from Floating Self-Elevating Units on the Black Sea Shelf / A.A. Karakozov [et al.] // Porous Destroying and Metal Working Tools – Techniques and Technology of their Production and Application / Collection of Scientific Works. – Kyiv : Bakul ISM, IPC ALCON NASU, 2008. – № 11. – P. 66–74.
4. Karakozov A.A. Estimation of Influence of Drill Casing Installation on Mechanical Speed of Drilling by Hydroshock Drill Guns during Bottom Sediment Sampling // DonNTU Research Papers, Mining and Geological Series. Issue 7(135). – Donetsk : DonNTU, 2008. – P. 130–135.
5. String Drill: Patent № 103415 UA E21B 21/00 25/00 / A.A. Karakozov, A.N. Ryazanov, O.I. Kalinichenko, P.V. Zybinsky, S.N. Parfenyuk. – Opubl. 10.10.2013, Bulletin № 19.



УДК 628.16

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ЕЁ МОДЕРНИЗАЦИИ НА НЕФТЕБАЗЕ N

### ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE EXISTING WASTE WATER TREATMENT SYSTEMS AND JUSTIFICATION THE NECESSITY OF ITS MODERNIZATION AT THE N

**Кирилкин Дмитрий Юрьевич**

студент  
кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kirilkin.00@mail.ru

**Дрмеян Гарик Леонович**

студент  
кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
drmeyan.00@mail.ru

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук, доцент  
кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
akngs@mail.ru

**Дьяконенко Антон Сергеевич**

студент кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
dyakonenko.00@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается нефтебаза как объект экономики, который является потенциально опасным для окружающей природной среды и человека. Проведён анализ эффективности существующей системы очистки сточных вод на нефтебазе и дано обоснование необходимости её модернизации. Для очистки сточных вод нефтебазы N рекомендуется установка «КЛЮЧ. 5Н», которая позволяет гарантированно обеспечить высокую степень очистки при подаче особогазгрязнённых стоков, а также возможность сброса вод в водоёмы рыбохозяйственного назначения. Показателем экологичности модернизированного оборудования является качество предполагаемой очистки сточных вод от загрязнителей и эффективность очистки. Расчёты показывают, что установка «КЛЮЧ. 5Н» для очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты, является экономически эффективной, т.к. её внедрение позволяет получить условный годовой экономический эффект в размере 650 тыс. рублей при условном сроке окупаемости первоначальных вложений 13 месяцев, что для экологических проектов считается приемлемым.

**Kirilkin Dmitry Yurievich**

Student,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
kirilkin.00@mail.ru

**Drmeyan Garik Levonovich**

Student,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
drmeyan.00@mail.ru

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
akngs@mail.ru

**Dyakonenko Anton Sergeevich**

Student,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
dyakonenko.00@mail.ru

**Annotation.** The article considers the tank farm as an object of the economy, which is potentially dangerous for the environment and humans. The analysis of the effectiveness of the existing wastewater treatment system at the tank farm and the rationale for the need for its modernization are given. For wastewater treatment of tank farm N, the «KEY. 5H», which makes it possible to ensure a high degree of purification with the supply of specially contaminated effluents, as well as the possibility of discharging water into fishery ponds. The environmental friendliness of the modernized equipment is the quality of the proposed wastewater treatment from pollutants and the efficiency of treatment. Calculations show that the «KEY. 5H» for the treatment of wastewater containing petroleum products is cost-effective, because its implementation allows to obtain a conditional annual economic effect of 650 thousand rubles with a conditional payback period of initial investments of 13 months, which is considered acceptable for environmental projects.



**Ключевые слова:** состав сточных вод нефтебазы; концентрация загрязнений стока нефтебазы; нормативные требования к качеству воды; характеристика очистных сооружений нефтебазы; принципиальная технологическая схема очистных сооружений; модернизация существующей системы очистки сточных вод; экономическое обоснование модернизации существующей системы.

**Keywords:** composition of the sewage tank farm; concentration of runoff from the tank farm; regulatory requirements for water quality; characteristics of the treatment facilities of the tank farm; schematic diagram of treatment facilities; modernization of the existing wastewater treatment system; business case for upgrading an existing system.

### Состав сточных вод нефтебазы

**В** сточной воде основная часть нефтепродуктов находится в грубодисперсном (капельном) состоянии, образуя плавающую плёнку или слой. Меньшая часть находится в тонкодисперсном состоянии, образуя эмульсию «нефть в воде». Эта эмульсия весьма устойчива, она не разрушается в течение длительного времени.

Сточные воды нефтебазы подразделяются на следующие категории:

- 1) сточные воды от мойки автомобилей и автоцистерн;
- 2) поверхностные сточные воды с территории нефтебазы (ливневые);
- 3) смывки с территории нефтебазы при небольших аварийных разливах нефтепродуктов на маслоэстакаде, на автоналивной эстакаде, на железнодорожной эстакаде;
- 4) отстойные (из продуктовых резервуаров, в которых они образовывались в результате отстаивания обводнённых нефтепродуктов);
- 5) загрязнённый конденсат (от паронагревательных устройств для тёмных нефтепродуктов);
- 6) воду, использованную для уплотнения сальников и охлаждения подшипников нефтяных насосов.

Основными загрязнителями сточных вод являются взвешенные вещества и нефтепродукты. Концентрация взвешенных веществ в них зависит от типа и размера автомобиля, характера дорожного покрытия и состава грунтов, сезонных условий, периодичности мойки подвижного состава и типа моечных машин. Особенностью нефтепродуктов, содержащихся в стоке, является их слабая эмульгированность и адсорбция на взвеси. Это осложняет использование осадка из отстойников без его дополнительной обработки и утилизацию всплывших нефтепродуктов. Средняя концентрация загрязнений в стоке дана в таблице 1.

Известно, что для улучшения антидетонационных и физико-химических свойств топлив в них добавляют парафиновые и ароматические углеводороды, кислородсодержащие соединения. Например, в целях повышения эксплуатационных свойств бензинов в них вводят до 2 % присадок.

Из примесей, входящих в состав товарных нефтепродуктов и попадающих в сточные воды нефтебаз, является тетраэтилсвинец. При хранении этилированного бензина в течение длительного времени в осадок выпадает до 15 % окислившегося тетраэтилсвинца, который при зачистке резервуаров попадает в сточные воды. Содержание в ТЭС в стоке составляет 0,002–0,1 мг / л, однако при мойке двигателей оно может достичь 2,5 мг / л. При этом осадок и нефтепродукты, задерживаемые на очистных сооружениях, обладают высокой токсичностью.

Объём отстойных вод зависит от степени обводнённости нефтепродуктов, которая определяется условиями их транспортировки и хранения. Вода просачивается в ёмкости через образовавшиеся неплотности во время дождей, конденсируется из воздуха в период хранения, попадает при пропарочной промывке подвижного состава, разогреве «острым» паром тёмных нефтепродуктов.

Обводнённость нефтепродуктов при доставке железнодорожным транспортом или по трубопроводам составляет 0,25–6,0 %. Отстойные воды из резервуаров сбрасываются периодически объёмом 25–50 м<sup>3</sup> один раз в 10–20 суток. Загрязнённый конденсат поступает от паронагревательных устройств при нарушении плотности трубных коммуникаций. При качественном монтаже и высоком уровне эксплуатации этот вид загрязнённых вод можно свести к минимуму.

Для полноценной помывки легкового автомобиля необходимо 0,1 м<sup>3</sup> воды, для помывки грузового – 0,3 м<sup>3</sup> воды, для автоцистерны требуется около 0,35 м<sup>3</sup> воды. На автомойке нефтебазы в среднем ежедневно осуществляют мойку 7 легковых, 5 грузовых и 2 автоцистерны. Потребляемое количество воды составляет около 2,9 м<sup>3</sup>. Объём образующихся сточных вод с учётом загрязнений составляет около 3,5 м<sup>3</sup> / сут.

Количество нефтесодержащих сточных вод, образующихся на нефтебазе, колеблется от 15 до 100 м<sup>3</sup> / сут.

На нефтебазе по плану должна производиться очистка сточных вод до нормативных требований к качеству воды для мойки (автомобилей, резервуаров и т.д.). За сбросы сточных вод с превышенным содержанием загрязняющих веществ нефтебазой осуществляются платежи за загрязнение окружающей природной среды.

Нормативные требования к качеству воды представлены в таблице 2.



**Таблица 1** – Концентрация загрязнений стока нефтебазы

Категория сточной воды	Взвешенные вещества, мг / л	Нефтепродукты, мг / л	pH	БПК 20, мг O <sub>2</sub> / л	ТЭС, мг / л
Сточные воды от мойки автомобилей и автоцистерн					
Легковые	400–600	20–40	7–8	20–40	0,01
Автобусы	900–1300	20–50	7–8	30–40	0,01
Грузовые малой грузоподъёмности	1400–1800	40–50	7–8	30–40	0,1
Грузовые большой грузоподъёмностью	2000–4000	50–180	7–8	30–40	0,1
Автоцистерны	2000–4000	300–800	7–8	90–120	1,5
Поверхностные сточные воды с территории нефтебазы					
Ливневые сточные воды	2200–4000	150–250	7–9	до 100	0,001
Смывки с территории нефтебазы при небольших аварийных разливах нефтепродуктов					
Маслоэстакада	2200–4000	250–800	7–9	до 200	0,01
Автоналивная эстакада	2200–4000	200–600	7–9		0,01
Железнодорожная эстакада	2500–4000	300–800	7–9		0,01
Отстойные					
Подтоварные	до 20	до 8000	7–8	80	0,01
Загрязнённый конденсат					
От паронагревателей	до 10	20–100	7–8	40	0,001

**Таблица 2** – Нормативные требования к качеству воды

Показатели	Единицы измерения	Вода, используемая для мойки	Для рыбохозяйственных водоёмов
Температура	°С	не нормируется	не более 28
Взвешенные вещества	мг / л	25	0,25
Нефтепродукты	мг / л	15	0,05
Эфирорастворимые	мг / л	до 3	–
Запах	балл	7,2–8,5	не допускается
pH	–	–	6,5–8,5
Жидкость карбонатная	мг-экв. / л	до 10	–
Щелочность общая	мг / л	до 350	8
Cl (хлориды)	мг / л	до 500	350
SO <sub>4</sub> (сульфиды)	мг / л	до 0,1	0,03
Свинец	мг / л	0,03	0,01
Окисляемость	мг O / л	до 15	до 10
БПК	мг O <sub>2</sub> / л	до 15	3
Мешающие, токсичные, возгораемые вещества, выдерживаемые при температуре с образованием огня и взрывоопасных смесей	–	не допускается	не допускается

**Общая характеристика очистных сооружений нефтебазы**

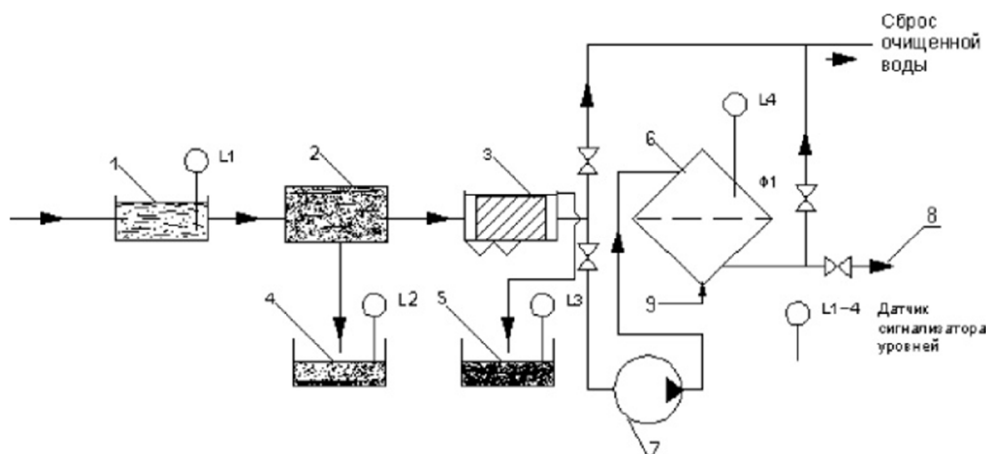
На нефтебазе имеется две системы очистных сооружений. Первая предназначена для очистки поверхностных (ливневых), смывочных с территории при аварийных разливах нефтепродуктов, подтоварных и паронагревательных сточных вод. Вторая система предназначена для очистки сточных вод от мойки автомобилей и автоцистерн.

Для очистки основной массы сточных вод на нефтебазе N предусмотрены очистные сооружения, принципиальная технологическая схема которых показана на рисунке 1.

Сточные воды через систему ливнестока по трубопроводам самотёком сбрасываются на очистные сооружения. Первой ступенью очистки являются решётки, проходя через которые сточные воды поступают в аккумулирующую ёмкость объёмом 25 м<sup>3</sup>. Далее из аккумулирующей ёмкости самотёком вода попадает в песколовку, где происходит очистка от тяжёлых примесей минерального происхождения. Шлам от песколовки направляется в специальный шламосборник, откуда передаётся на утилизацию специализированной организации. Далее сточные воды из песколовки попадают самотёком



в секцию тонкослойного отстойника, блока глубокой очистки, где происходит очистка от неуловленных в песколовке крупных дисперсных частиц, тяжёлых нефтяных фракций и всплывающих нефтепродуктов. С верхних слоёв отстаивающейся воды всплывающие нефтепродукты удаляются с помощью устройства для сбора нефтепродуктов с поверхности воды, которое представляет собой плавающий корпус и частично погружённый в воду нефтепродуктосборный элемент с приводом и с горизонтальной осью вращения. При этом собранные нефтепродукты направляются в специальный сборник объёмом 2,25 м<sup>3</sup>, который является местом временного хранения. Из сборника шлам нефтепродуктов передаётся на утилизацию специализированной организации по договору. Далее сточные воды направляются на доочистку на фильтр с зернистой загрузкой с помощью дренажного насоса. Иногда вода после процесса отстаивания сбрасывается на городские очистные сооружения, не проходя через фильтр с зернистой загрузкой.



**Рисунок 1** – Принципиальная технологическая схема очистных сооружений ливневых сточных вод на нефтебазе:  
 1 – накопительная ёмкость; 2 – песколовка; 3 – тонкослойный отстойник; 4 – шламосборник; 5 – нефтесборник;  
 6 – фильтр с зернистой загрузкой; 7 – дренажный насос; 8 – загрязнённая вода после регенерации;  
 9 – промывочная вода

Первая система очистных сооружений была смонтирована в 1993 году. В 2003 году нефтебазой было приобретено устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды, в результате чего был переоборудован отстойник.

**Система очистки ливневых, смывочных, подтоварных и паронагревательных сточных вод**

**Решётки.** Первым этапом очистки сточных вод является механическая очистка. В составе очистных сооружений предусмотрены решётки-сетки. Загрязнённая вода протекает через решётки из стальных прутьев с прозорами 16 мм, мусор остаётся на решётке, затем вручную сгребаётся в ёмкость. Решётка сварена из стального проката круглого профиля. Далее вода попадает на сетку с прозорами 10 мм x 10 мм, откуда также в ручную удаляется осадок. Максимальная производительность решётки 15 м<sup>3</sup> / час.

Задержанные на стержнях твёрдые частицы образуют дополнительный фильтрующий слой, через который в дальнейшем идёт процесс фильтрации.

Сточная вода проходит сначала через решётку, затем через сетку, происходит двухступенчатая очистка на решётке-сетке.

Количество взвешенных веществ в сточной воде при поступлении на решётку составляет в среднем по данным предприятия 3000 мг / л. После решётки-сетки количество составляет 2500 мг / л. Всплывающих веществ 2000 мг / л, после решётки-сетки 1950 мг / л.

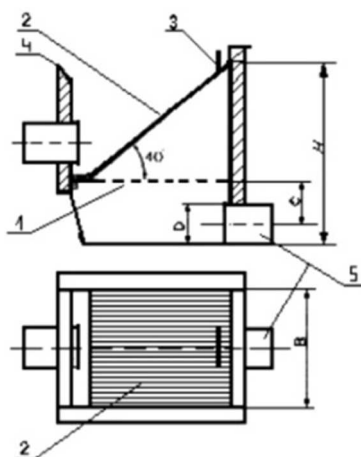
Чертёж решётки-сетки приведён на рисунке 2.

На нефтебазе действует 7 решёток-сеток. Агрегаты расположены в специальных углублениях. Решётки-сетки соединены с ливневыми трубопроводами, которые направлены к очистным сооружениям.

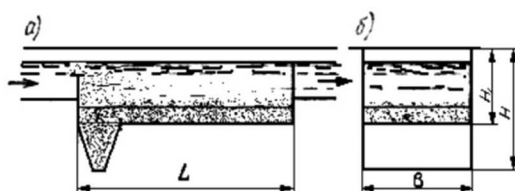
Решётка-сетка очищается от мусора вручную. Сначала задержанные загрязнители удаляются с решётки, затем решётка приподнимается и вручную загрязнители удаляются с сетки. Шлам очистки решёток-сеток накапливается в специальной ёмкости и по мере накопления передаётся на утилизацию.

**Песколовка.** Для удаления из сточных вод песка и других нерастворимых загрязнений на нефтебазе используют горизонтальную песколовку. Она представляет собой железобетонную конструкцию удлинённой прямоугольной формы с прямолинейным движением воды. Песколовка состоит из проточной и осадочной частей. Общий вид конструкции аппарата показан на рисунке 3.





**Рисунок 2** – Решётка-сетка: 1 – сетка; 2 – решётка; 3 – ручка для подъёма решётки; 4 – приямок для стекания воды; 5 – канализационный трубопровод



**Рисунок 3** – Горизонтальная песколовка:  
а) продольный разрез; б) поперечный разрез

Песколовки применяют для предварительного выделения минеральных и органических загрязнений (0,20–0,25 мм) из сточных вод.

Ориентировочная глубина песколовки 0,5 м. Отношение ширины к глубине 1:2, т.е. ширина равна  $B = 1$  м. Осаждение песка из сточных вод с некоторыми допущениями можно отнести к свободному осаждению частиц в ламинарном режиме.

Угол наклона к горизонту стенок пескового приямка –  $60^\circ$ .

На входе в песколовку вода содержит: тяжёлых механических примесей – 2500 мг / л; всплывающих нефтепродуктов – 1900 мг / л. После прохождения сточной воды через песколовку концентрация механических примесей сокращается до 700 мг / л, а нефтепродуктов – 1000 мг / л за счёт оседания тяжёлых фракций.

На песколовке песок и тяжёлые фракции удаляются вручную, один раз в смену.

Шлам очистки песколовки собирается в шламонакопительную ёмкость объёмом  $1 \text{ м}^3$  и затем передаётся на утилизацию.

Всплывшую плёнку из нефтепродуктов собирают с поверхности специальным устройством для сбора нефтепродуктов.

**Тонкослойный отстойник.** Для удаления из сточных вод всплывающей плёнки из нефтепродуктов, а также доочистки от взвешенных частиц на нефтебазе используют тонкослойный отстойник, работающий по перекрёстной схеме, модернизированный устройством для сбора нефтепродуктов с поверхности воды. По классификации отстойник является полочным, в качестве полок смонтированы плоские пластины прямоугольной формы.

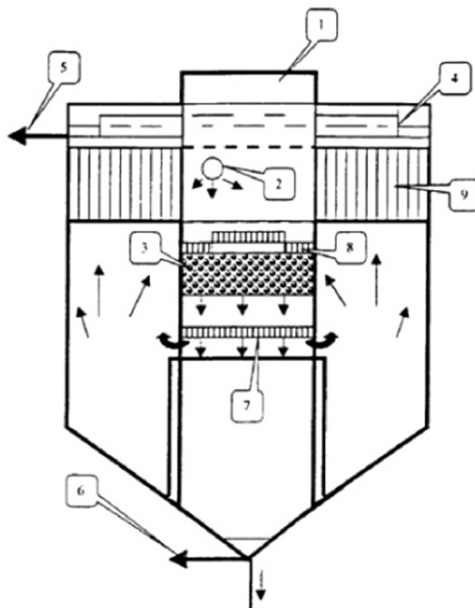
Вертикальный тонкослойный отстойник с контактной камерой хлопьеобразования приведён на рисунке 4.

Исходными данными для расчёта отстойника являются:

- расход сточных вод (максимальный)  $100 \text{ м}^3 / \text{сут.}$ ;
- исходная концентрация тяжёлых механических примесей 700 мг / л, масло- и нефтепродуктов 1000 мг / л;
- коэффициент часовой неравномерности 1,1, нефтебаза работает в 2 смены.

Допустимая концентрация механических примесей в очищенной воде – 50 мг / л, нефтепродуктов – 25 мг / л.

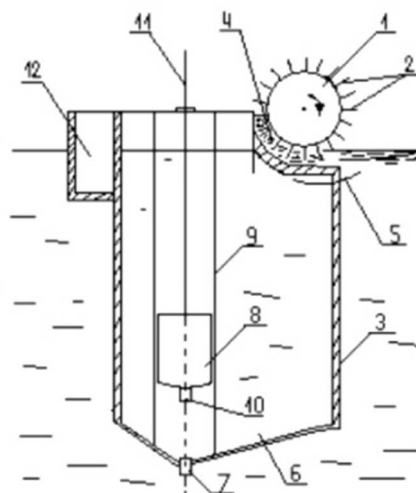
Осадок из отстойника удаляется под гидростатическим напором. Сбор нефтепродуктов с поверхности воды осуществляется с помощью специального, отдельного, введённого в эксплуатацию сборного устройства. Эффективность очистки сточной воды в отстойнике напрямую зависит от эффективности сбора нефтепродуктов с поверхности отстойника специальным нефтесборным устройством.



**Рисунок 4** – Вертикальный тонкослойный отстойник с контактной камерой хлопьеобразования:  
 1 – камера хлопьеобразования; 2 – подача исходной воды; 3 – контактная плавающая загрузка;  
 4 – сборный лоток; 5 – отвод осветлённой воды; 6 – сбор осадка;  
 7 и 8 – нижняя и верхняя поддерживающие решётки соответственно; 9 – тонкослойные сотоблоки

Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды. Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды включает в себя плавучий корпус в виде открытой снизу кюветы, в которой размещены патрубок насоса и датчик его управления; цилиндрический нефтепродуктосборный барабан с эластичными лопастями, с приводом, с горизонтальной осью вращения и примыкающей к боковой стенке корпуса со стороны сбора нефтепродуктов, с образованием с ней канала, имеющего телескопическую вставку,двигающуюся по направляющим.

Устройство (рис. 5) включает в себя: цилиндрический нефтепродуктосборный барабан 1 с приводом, обеспечивающим направление вращения барабана, указанное на рисунке, и с эластичными лопастями 2. Корпус 3, выполненный в виде рамы с заданной плавучестью и образующий с указанным барабаном 1 нефтепроводной канал 4, длина которого может изменяться за счёт телескопической вставки 5,двигающейся по своим направлениям. Кювета 6, замкнутая по периметру, образованная плоскими стенками рамы, имеет дно с уклоном в сторону патрубка 7 с внутренней резьбой. В кювете 6 находится датчик 8, выполненный в виде герметичной ёмкости, установленной с возможностью перемещения по направлению 9. Датчик 8 имеет на конусообразном дне патрубок 10 с наружной резьбой, соосный патрубок 7, а в верхней части шток 11. Вся система является плавучей посредством понтона 12, обрамляющего корпус 3. Системе задаётся центровка и погружённость таким образом, чтобы барабан 1 был погружён в жидкость равномерно, приблизительно на высоту эластичных лопастей 2.



**Рисунок 5** – Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды (в разрезе)



Устройство работает следующим образом. При вращении барабана 1 с лопастями 2 в направлении, указанном стрелкой, нефтепродукты с поверхности воды дискретно захватываются лопастями 2 и продвигаются по нефтепроводному каналу 4 в кювету 6, образованную корпусом 3. Если толщина слоя на поверхности воды равна или более высоты эластичной лопасти 2, то телескопическая вставка 5 задвинута в корпус по направляющим и устройство работает с максимальной производительностью по нефтепродуктам, которая может регулироваться скоростью вращения барабана и не зависит от свойств нефтепродуктов.

Если же толщина слоя нефтепродуктов незначительна, то выдвигается телескопическая вставка 5 на такую величину, чтобы глубина жидкости над порогом, образованным крайней кромкой выдвигаемой вставки, была соизмерима с толщиной всплывшего нефтепродукта. Нефтепродукты переливаются через кромку водослива без воды или при её минимуме в нефтепроводный канал 4 и далее также дискретно лопастями подаются в кювету 6. Поступившие в кювету 6 вместе с водой нефтепродукты обезвоживаются посредством вибрации корпуса 3 и всего оборудования на нём, т.к. именно на корпусе располагается двигатель, приводящий барабан 1 в действие, вытесняют воду из кюветы и заполняют её до определённого уровня, отслеживаемого датчиком 8. Герметичный датчик 8, установленный с возможностью перемещения по направляющим 9, имеющий на конусообразном дне патрубков 10 с наружной резьбой, выполнен по плавучести таким образом, что когда в кювете 6 находится вода, то архимедова сила способна поднять датчик 8 вверх.

При наполнении кюветы 6 нефтепродуктами, плотность которых меньше, а значит и архимедова сила меньше, датчик 8 либо опустится вниз, либо будет занимать какое-нибудь промежуточное положение, зависящее от количества нефтепродуктов в ёмкости 6. Визуально количество нефтепродуктов в кювете 6 можно отследить по штоку 11. При наполнении кюветы 6 нефтепродуктами посредством штока 11 патрубков 10 с внешней резьбой вкручивают в соосный патрубок 7 с внутренней резьбой, расположенный в дне кюветы 6. Дно кюветы 6 имеет уклон в сторону своего патрубка для удаления всей воды из неё. По завершении процесса соединения патрубков всё устройство может выниматься из отстойника и кювету 6 опорожняют в нефтешламосборник, затем устройство возвращают в отстойник, рассоединяют патрубки и процесс повторяется.

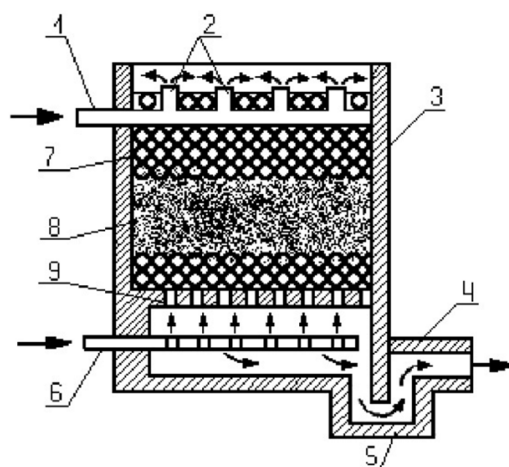
Недостатком данного устройства является ручная выгрузка собранных нефтепродуктов, технологическая громоздкость, аппаратная избыточность и, как следствие, его низкая надёжность, особенно при обработке небольших объёмов нефтепродуктов, например, радужной плёнки, когда весь комплекс устройств по удалению нефтепродуктов из кюветы используется во времени не значительно, а значит, не эффективно.

Количество устройств для сбора нефтепродуктов с поверхности воды на очистных сооружениях составляет 2 единицы. Одним агрегатом оборудована песколовка, вторым – тонкослойный отстойник.

Фильтр с зернистой загрузкой. После отстойника сточная вода с помощью дренажного насоса подаётся на фильтр с зернистой загрузкой. Данная стадия очистки является конечной.

Фильтр предназначен для удаления из сточной воды остатков органических соединений, мелкодисперсных взвешенных нерастворимых загрязнителей и др.

Сточная вода с помощью дренажного насоса и распределительного устройства подаётся на фильтр с песчано-гравийной загрузкой (рис. 6).



**Рисунок 6** – Фильтр с зернистой загрузкой:

- 1 – патрубок для подачи сточной воды; 2 – распределительное устройство;
- 3 – корпус фильтра; 4 – патрубок для отвода очищенной воды; 5 – приемок;
- 6 – устройство для подачи промывочной воды; 7 – гравийная загрузка;
- 8 – песок; 9 – опорная металлическая решётка



После фильтра вода поступает в городской коллектор.

Регенерация фильтра осуществляется промывкой горячей водой под напором. Обычно на нефтебазе промывку осуществляют 3–4 раза, после чего фильтрующая загрузка меняется, а отработанная загрузка передаётся на утилизацию.

**Эффективность очистки.** Эффективность очистки сточных вод на имеющихся очистных сооружениях можно оценить по экспериментальным данным, которые сведены в таблицу 3.

**Таблица 3** – Количество загрязняющих веществ после каждой ступени очистки

Характеристика	На входе	После решётки	После аккумулирующей ёмкости	После песколовки	После отстойника	После фильтра
Концентрация нефтепродуктов, мг / л	2000	1950	1950	1600	900	150
Концентрация механических примесей, мг / л	3000	2500	1700	700	500	90

Эффективность очистки определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{C_1 - C_2}{C_1} \right) \cdot 100 \%,$$

где  $C_1$  – концентрация загрязняющего вещества в сточной воде до очистки, мг / л;  $C_2$  – концентрация загрязняющего вещества после очистки, мг / л.

Эффективность очистки от нефтепродуктов:

$$\mathcal{E}_{\text{нп}} = \left( \frac{2000 - 150}{2000} \right) \cdot 100 = 92,5 \, \% .$$

Эффективность очистки от механических примесей:

$$\mathcal{E}_{\text{мп}} = \left( \frac{3000 - 90}{3000} \right) \cdot 100 = 97 \, \% .$$

Нормативные требования к качеству воды представлены таблице 2. Исходя из нормативов качества, можно сделать вывод о том, что по механическим примесям концентрация превышает нормативное содержание в 2 раза, по нефтепродуктам – в 6 раз. Очистка на данных очистных сооружениях является не эффективной. Необходима модернизация существующей системы очистных сооружений.

### **Обоснование необходимости модернизации существующей системы очистки сточных вод на нефтебазе**

Система сооружений для очистки сточных вод на нефтебазе не обеспечивают эффективную очистку сточных вод. После очистки качество воды не соответствует нормативным показателям. По механическим примесям нормативный показатель превышен в 2 раза, по нефтепродуктам – в 6 раз. Недоочищенные сточные воды сбрасываются в городской коллектор, что не приемлемо.

Малая эффективность очистки обусловлена следующими причинами:

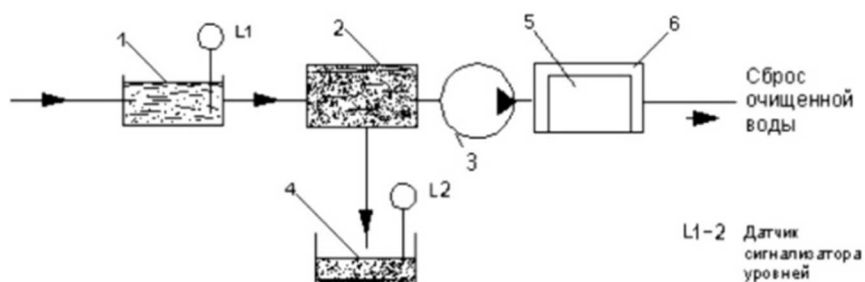
- большим сроком службы оборудования (с 1988 года);
- неисправностью некоторых элементов оборудования (по причине коррозии и т.д.);
- отсутствием системы доочистки сточных вод и т.д.

Большим недостатком является отсутствие механизации удаления осадка из очистных сооружений (аккумулирующей ёмкости, песколовки и тонкослойного отстойника). Удаление осадка производится вручную.

**Технические решения модернизации системы очистки сточных вод.** Первым этапом модернизации существующей системы очистки сточных вод на нефтебазе будет демонтаж тонкослойного отстойника и зернистого фильтра. Они занимают большую площадь, кроме того, являются малоэффективными при очистке сточных вод. Таким образом, на нефтебазе из очистных сооружений остаются решётки, аккумулирующая ёмкость, песколовка и устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды. Установку необходимо поставить после песколовки. Песколовку нужно оборудовать устройствами для сбора нефтепродуктов с поверхности воды в количестве 2 единиц (одно устройство переместить с демонтированного тонкослойного отстойника).

Для предлагаемой установки необходимо смонтировать крытое помещение с естественной вентиляцией, которое будет предотвращать агрегат от внешних погодных воздействий (перемерзания или перегрева). Очищенную воду можно будет сбрасывать в водоёмы рыбохозяйственного назначения.

Схема модернизированной системы очистки сточных вод на нефтебазе представлена на рисунке 7.



**Рисунок 7** – Схема модернизированной системы очистки сточных вод на нефтебазе:  
 1 – накопительная ёмкость; 2 – песколовка; 3 – насос; 4-шламосборник;  
 5 – установка «КЛЮЧ. 5Н»; 6 – крытое помещение

### Установка «КЛЮЧ. 5Н»

Для очистки сточных вод нефтебазы можно рекомендовать установку очистки сточных вод «КЛЮЧ. 5Н». Высоконадёжные технологические решения установки позволяют гарантированно обеспечить высокую степень очистки при подаче особозагрязнённых стоков, а также возможность сброса вод в водоёмы рыбохозяйственного назначения.

Для повышения степени очистки стока на установке предусмотрена возможность предварительного коагулирования сточных вод.

Достоинства установки:

- технологический процесс очистки включает ступень пенно-флотационной сепарации, фильтр с плавающей загрузкой и сорбционный фильтр доочистки;
- конструкция фильтра с плавающей загрузкой такова, что позволяет применять любые разрешённые контролирующими органами виды загрузок (керамзит, нетканые материалы, пенополистирол и т.д.);
- загрузка сорбционного фильтра активированным углём;
- загрузка фильтров имеет значительный срок службы за счёт возможности многократной промывки;
- при эксплуатации установки возможно использование воды, очищенной на любой из ступеней;
- установка «КЛЮЧ. 5Н» – самовсасывающая, комплектуется высоконадёжными насосами;
- установка оснащена накопителем уловленных загрязнений, съёмными крышками для предотвращения выбросов в окружающую среду, забор воздуха осуществляется из корпуса установок;
- установка выпускается во взрывобезопасном исполнении.

### Экономическое обоснование модернизации существующей системы очистки сточных вод от нефтепродуктов

Экономическая эффективность предлагаемого мероприятия зависит от ряда факторов:

- 1) объёма первоначальных капитальных вложений;
- 2) объёма эксплуатационных затрат;
- 3) объёма приведённых затрат как суммы эксплуатационных издержек и капиталовложений, приходящихся на один год эксплуатации аппарата;
- 4) сумма выплат за загрязнение окружающей среды;
- 5) сумма выплат за складирование отходов.

Таким образом, общий алгоритм экономического обоснования можно представить в виде следующих этапов:

- 1) определение объёма первоначальных капитальных вложений на покупку и установку «КЛЮЧ. 5Н»;
- 2) определение эксплуатационных издержек и себестоимости выполняемых работ;
- 3) определение приведённых затрат по проекту (в том числе демонтаж устаревших очистных сооружений);
- 4) определение экономии в сумме выплат за загрязнение окружающей среды;
- 5) определение условного срока окупаемости первоначальных капиталовложений;
- 6) определение эколого-экономической эффективности проекта.

Расчёты показывают, что установка «КЛЮЧ. 5Н» для очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты, является экономически эффективной, т.к. её внедрение позволяет получить условный годовой экономический эффект в размере 650 тыс. рублей при условном сроке окупаемости первоначальных вложений 13 месяцев, что для экологических проектов считается приемлемым.

Размер первоначальных капитальных вложений, необходимых для реализации проекта, составит 738 тыс. рублей.



Издержки по эксплуатации установки в год составят 1970,7 тыс. рублей, что значительно меньше, чем эксплуатационные издержки имеющихся очистных сооружений, которые составляют 2207,5 тыс. рублей.

Удельная себестоимость очистки 1 м<sup>3</sup> промышленных сточных вод составит 70,05 рублей, что значительно меньше существующей себестоимости, которая составляет 97,97 рублей.

Объём приведённых затрат по проекту составит 2894,4 тыс. рублей, что значительно меньше средних затрат по разработке и внедрению аналогичных мероприятий.

При модернизации системы очистки сточных вод на нефтебазе сократится рабочий персонал, который производит очистку оборудования вручную и осуществляет другие работы. Тем самым, сократятся затраты на заработную плату.

Эколого-экономический эффект по рассматриваемому проекту определяется как отношение экономии по выплатам за загрязнение окружающей среды к приведённым затратам и составляет 0,63, т.е. 1 рубль вложений в капиталовложения, приходящиеся на 1 год, и в эксплуатацию системы позволяет получить 0,41 рубль в экономии платы за загрязнение окружающей среды.

### Литература:

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Кичигин В.И. Моделирование процессов очистки воды: учебное пособие. – М. : АСВ, 2003. – 228 с.
3. Когановский А.М., Клименко Н.А., Левченко Т.М. Очистка и использование сточных вод в промышленном водоснабжении. – М. : Химия, 1983. – 287 с.
4. Справочник по очистке природных и сточных вод / Л.Л. Пааль [и др.]. – М. : Высшая школа, 1994. – 336 с.
5. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
6. Очистка производственных сточных вод: учебное пособие / С.В. Яковлев [и др.]. – М. : Стройиздат, 1985. – 335 с.
7. Аюпова М., Арифжанова М., Усманова Г. Новые флокулянты для очистки сточных вод нефтегазовой промышленности // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 5. – С. 61–64.
8. Дегтярев Г.В., Стрельников В.В., Дегтярева О.Г. Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды // Экологические системы и приборы. – 2006. – № 2. – С. 48–49.
9. Техногенные месторождения России – рамки и условия их освоения / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 112–116.
10. Панжиев У.Р., Холбоев Б.М., Юсупов И.Н. Новый способ очистки сточных вод нефтегазовой промышленности // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5. – С. 212–213.
11. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 189–205.
12. Поварова Л.В. Влияние нефтяных загрязнений на окружающую среду и определение методов борьбы с ними // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 1. – URL : [vsn.esrae.ru/7-34](http://vsn.esrae.ru/7-34). – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/34.pdf>
13. Савенок О.В., Поварова Л.В., Березовский Д.А. Перспективы использования физико-химического и математического моделирования для разработки высокоэффективной комплексной технологии очистки и подготовки пластовых вод // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.
14. Организация и управление охраной окружающей природной среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / С.И. Шиян [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 266–271.
15. Экологические аспекты в нефтегазовом комплексе / С.И. Шиян [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 272–277.
16. Шиян С.И., Нелин А.К., Медведева Е.В. Источники и масштабы техногенного загрязнения в нефтяной промышленности // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 278–283.
17. Юсупов И.Н., Панжиев У.Р., Мухамедгалиев Б.А. Новые иониты для очистки сточных вод нефтегазовой промышленности // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5. – С. 340–341.
18. Патент 2190724. Устройство для сбора нефтепродуктов с поверхности воды. В.Н. Гетман, Г.В. Дегтярев, О.Г. Дегтярева. Дата подачи заявки: 10.07.2000. Дата публикации патента: 10.10.2002. Патентообладатель: Кубанский государственный аграрный университет.

### References:

1. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie-Yug», 2011. – 603 p.
2. Kichigin V.I. Modeling processes of water purification: a training manual. – M. : ASV, 2003. – 228 p.
3. Koganovsky A.M., Klimenko N.A., Levchenko T.M. Wastewater treatment and use in industrial water supply. – M. : Chemistry, 1983. – 287 p.
4. Handbook for natural and waste water treatment / L.L. Paal [et al.]. – M. : The Higher School, 1994. – 336 p.
5. Ecological aspects in building of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : infra-engineering, 2021. – 652 p.





6. Industrial wastewater treatment: a training manual / S.V. Yakovlev [et al.]. – M. : Stroyizdat, 1985. – 335 p.
7. Ayupova M., Arifzhanova M., Usmanova G. New flocculants for wastewater treatment of oil and gas industry // *Bulatov readings*. – 2018. – Vol. 5. – P. 61–64.
8. Degtyarev G.V., Strelnikov V.V., Degtyareva O.G. Device for collecting oil products from the water surface // *Environmental Systems and Instruments*. – 2006. – № 2. – P. 48–49.
9. Technogenic deposits of Russia – framework and conditions of their development / V.I. Dunayev [et al.] // *Proceedings of the International Scientific-Practical Conference: in 3 vol.* – Krasnodar, 2020. – P. 112–116.
10. Panzhiev U.R., Kholboev B.M., Yusupov I.N. New way of wastewater treatment of oil and gas industry // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 5. – P. 212–213.
11. Povarova L.V. Analysis of methods of oil-contaminated wastewater treatment // *Science. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin)*. – 2018. – № 1. – P. 189–205.
12. Povarova L.V. The impact of oil pollution on the environment and the definition of methods to combat it // *Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming*. – 2019. – № 1. – URL : [vsn.esrae.ru/7-34](http://vsn.esrae.ru/7-34). – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/34.pdf>
13. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. Prospects for the use of physical and chemical and mathematical modeling for the development of highly efficient complex technology of treatment and preparation of formation waters // *Ecology and Industry of Russia*. – 2019. – Vol. 23. – № 3. – P. 66–71.
14. Organization and management of environmental protection at oil and gas industry enterprises / S.I. Shiyan [et al.] // *Proceedings of the International Scientific and Practical Conference: in 3 vol.* – Krasnodar, 2020. – P. 266–271.
15. Environmental aspects in oil and gas complex / S.I. Shiyan [et al.] // *Proceedings of the International Scientific-Practical Conference: in 3 vol.* – Krasnodar, 2020. – P. 272–277.
16. Shiyan S.I., Nelin A.K., Medvedeva E.V. Sources and extent of technogenic pollution in the oil industry // *Proceedings of the International Scientific and Practical Conference: in 3 vol.* – Krasnodar, 2020. – P. 278–283.
17. Yusupov I.N., Panzhiev U.R., Mukhamedgaliev B.A. New Ionites for Wastewater Treatment of Oil and Gas Industry // *Bulatov Readings*. – 2020. – Vol. 5. – P. 340–341.
18. Patent 2190724. Device for the collection of oil products from the water surface. V.N. Getman, G.V. Degtyarev, O.G. Degtyareva. Date of filing: 10.07.2000. Date of patent publication: 10.10.2002. Patent-holder: Kuban State Agrarian University.



УДК 552.08:53

## ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПИИ ФИЗИЧЕСКИХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

### INVESTIGATION OF THE ANISOTROPY OF THE PHYSICAL AND RESERVOIR PROPERTIES OF ROCKS

**Комаров Александр Герасимович**

старший преподаватель  
кафедры геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
ag-komarov@mail.ru

**Викулов Георгий Евгеньевич**

студент 4 курса  
кафедры геофизических методов поиска и разведки,  
Кубанский государственный университет  
goshanss@rambler.ru

**Арнбрехт Анастасия Эдуардовна**

студент 4 курса  
кафедры геофизических методов поиска и разведки,  
Кубанский государственный университет  
n.arnbrekht@yandex.ru

**Захарченко Евгения Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующая кафедрой геофизических методов  
поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
evgenia-zax@yandex.ru

**Абдулова Светлана Александровна**

инженер 1 категории  
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»  
s4558142@yandex.ru

**Аннотация.** Неоднородность горных пород влечет за собой изменение физических и коллекторских свойств вдоль и поперек плоскости напластования. Для составления наиболее эффективных проектов разработки месторождений углеводородов крайне важно учитывать коэффициенты анизотропии. В рамках работы была изучена анизотропия фильтрационных, электрических и акустических свойств пород чокракского яруса, широко распространённого на юге России. Выявлены основные закономерности и взаимосвязи изменения коэффициентов анизотропии.

**Ключевые слова:** анизотропия, фильтрационные параметры, параметр пористости, акустические свойства.

**Komarov Alexander Gerasimovich**

Senior Lecturer,  
Department of Geophysical Methods of  
Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
ag-komarov@mail.ru

**Vikulov Georgy Evgenyevich**

4th year Student,  
Department of Geophysical Methods of  
Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
goshanss@rambler.ru

**Arnbrecht Anastasia Eduardovna**

4th year student,  
Department of Geophysical Methods of  
Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
n.arnbrekht@yandex.ru

**Zakharchenko Evgenia Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Head of the Department of Geophysical  
Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
evgenia-zax@yandex.ru

**Abdulova Svetlana Aleksandrovna**

1st category engineer,  
Rosneft – NTTs LLC  
s4558142@yandex.ru

**Annotation.** The heterogeneity of rocks leads to a change in the physical and reservoir properties along and across the plane of deposition. To compile the most effective field development projects, it is necessary to take into account the anisotropy coefficients. The anisotropy of the filtration, electrical and acoustic properties of rocks of the Chokrak stage, which is widespread in the south of Russia, was studied. The basic laws and dependences of changes in the anisotropy coefficient are revealed.

**Keywords:** anisotropy, filtering parameters, porosity parameter, acoustic properties.

**В**еличина параметров горных пород зависит от того, как они определяются по отношению к плоскостям напластования. Это изменение свойств в зависимости от направления измерения принято называть анизотропией горных пород. Все горные породы в той или иной степени подвержены ей [1].

Изучение литологии и состава песчано-алевроитовых пород чокрака показало, что образцы обладают значительной неоднородностью. В образцах наблюдается тонкое переслаивание глинистых, либо алевроитистых частиц пород. Очевидно, наличие микрослоистости и каких-либо включения, будет оказывать влияние на свойства пород в разных направлениях. Такие породы называются анизотропными. Для анизотропных пород характерно закономерное расположение частиц относительно



плоскостей напластования, это обуславливается расположением частиц при их осаждении и направлении движения пластовой воды по напластованию.

В связи с этим проведены экспериментальные работы по изучению акустических, электрических и фильтрационных свойств песчано-алевритовых пород. Замеры проводились на кубических образцах перпендикулярно и параллельно напластованию.

В рамках работы было отобрана группа 44 образцов из отложений чокракского яруса, широко распространенного на юге России. Все образцы представлены песчаниками от светло-серого до серого цвета, иногда буровато-серого, характеризуются преимущественно средне- и мелкозернистая структурой. По составу являются кварцевыми, с незначительным содержанием полевых шпатов, а также отмечается наличие слюд. Цемент глинистый, до 25–30 %, в некоторых образцах – глинисто-карбонатный, с наличием карбонатного остатка до 30 %. По степени цементированности песчаники от слабо- до крепкоцементированных, в зависимости от состава и соотношения цементов в объеме пород.

Для всех образцов были определены значения коэффициентов проницаемости ( $K_{пр}$ ), параметра пористости ( $P_n$ ) и интервального времени ( $dt$ ) пробега волны вдоль ( $K_{пр II}$ ,  $P_n II$ ,  $dt II$ ) и перпендикулярно ( $K_{пр \perp}$ ,  $P_n \perp$ ,  $dt \perp$ ) напластованию. Для изучения изменчивости параметров пород были определены значения коэффициентов анизотропии ( $\lambda$ ) для фильтрационных ( $\lambda_{ф}$ ), электрических ( $\lambda_P$ ) и упругих свойств ( $\lambda_{dt}$ ) образцов. По построенным зависимостям от коэффициента пористости ( $K_n$ ),  $K_{пр II}$  и  $K_{пр \perp}$ ,  $P_n II$  и  $P_n \perp$ ,  $dt II$  и  $dt \perp$ , представленным на рисунке 1, можно охарактеризовать основные взаимосвязи параметров.

Сопоставление коэффициентов проницаемости по напластованию и перпендикулярном напластованию, представлена на рисунке 1, а. Значения коэффициента проницаемости по напластованию, как правило выше значений коэффициента проницаемости, замеренных в крест простирания пород [3]. Характер анизотропии для изучаемой группы пород подчиняется закону (1):

$$K_{пр II} = 1,56 K_{пр \perp}^{0,95}, R^2 = 0,99. \tag{1}$$

Образцы со значительными включениями глинистых обломков или обуглившегося растительно-детрита из конкретной группы исключены.

По результатам изучения проницаемости определен коэффициент о фильтрационной анизотропии (2):

$$\lambda_{ф} = \frac{K_{пр II}}{K_{пр \perp}}. \tag{2}$$

Для данного типа пород  $\lambda_{ф}$  колеблется в пределах 1–2. Низкими значениями  $\lambda_{ф}$  характеризуются гранулярные, чистые от цемента песчаники. С увеличением литологической неоднородности растут значения коэффициента анизотропии по фильтрации.

Очевидно, коэффициенты анизотропии по фильтрации влияют на емкостные и фильтрационные свойства пород.

Для низкопористых образцов анизотропия фильтрационных свойств значительна. С ростом пористости и улучшением фильтрационно-емкостных свойств образцов коэффициент анизотропии снижается.

По результатам изучения анизотропии свойств песчаников были установлены вариационные ряды изменения параметра  $\lambda_{ф}$  для пород с различными фильтрационно-емкостными параметрами. Они представлены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1** – Изменение коэффициентов анизотропии для фильтрационных ( $\lambda_{ф}$ ) свойств образцов пород с различным значением коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ )

$K_{пр}$ , мД	$\lambda_{ф}$
0,01 – 0,1	2,1 – 1,85
0,1 – 1	1,85 – 1,64
1 – 10	1,64 – 1,44
10 – 100	1,44 – 1,28
100 – 1000	1,28 – 1,1

**Таблица 2** – Изменение коэффициентов анизотропии для фильтрационных ( $\lambda_{ф}$ ) свойств образцов пород с различным значением пористости ( $K_n$ )

$K_n$ , %	$\lambda_{ф}$
<10	>1,9
10 – 20	1,9 – 1,55
20 – 30	1,55 – 1,15
>30	<1,15

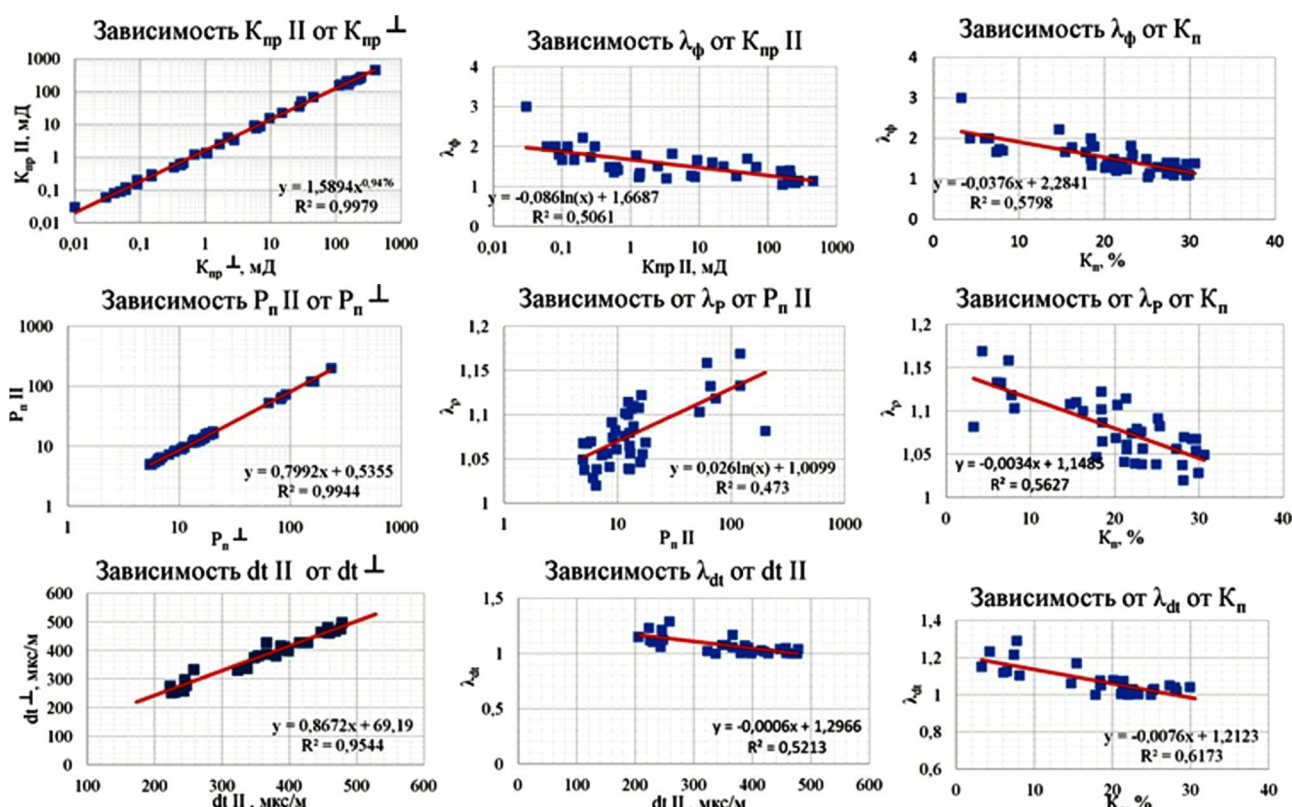


Рисунок 1 – Взаимосвязь коэффициентов анизотропии со свойствами горных пород: а) фильтрационными; б) электрическими; в) акустическими

Изучение анизотропии пород проводилось при определении параметра пористости через удельное электрическое сопротивление образцов вдоль и в крест простиранию пород.

Соотношение значений параметра пористости во взаимно перпендикулярном направлении представлено на рисунке 1, б.

Сопротивление образцов песчаников по напластованию ниже, чем в крест простирания, за счет увеличения просветности каналов по простиранию, как было отмечено выше.

Соотношение значений относительного сопротивления выражается формулой (3):

$$P_{II} = 0,75P_{\perp} + 1,5, R^2 = 0,99. \tag{3}$$

Степень анизотропии характеризуется коэффициентом анизотропии (4):

$$\lambda_p = \sqrt{\frac{P_{\perp}}{P_{II}}} \tag{4}$$

Как выяснилось, анизотропия по электрическим свойствам для образцов с различной пористостью также неодинакова. Как видно, со снижением коэффициента пористости анизотропия по электрическим свойствам возрастает, поскольку более значительно воздействуют микротрещины, тонкие прослойки глинистого материала и другие неоднородности, наблюдающиеся в образцах пород.

Образцы, которые характеризуются слабой цементированностью, из конкретной группы исключены.

Изменение параметров выражается формулами (5, 6):

$$\lambda_p = 0,03 \ln P_{II} + 0,99, R^2 = 0,59; \tag{5}$$

$$\lambda_p = K_{пр} + 1,16, R^2 = 0,63. \tag{6}$$

По результатам определения электрических свойств проведена оценка изменения коэффициента анизотропии в группах пород с различной емкостью порового пространства (табл. 3).

При изучении пустотного пространства пород часто используется акустический метод, позволяющий на керновом материале определить скорости упругих волн в лабораторных условиях.

Скорость ультразвукового метода контроля (УЗК), как известно, зависит от плотности, пористости и текстурно-структурных особенностей пород [2].

Для изучения анизотропии акустических свойств на кубических образцах песчаников определяли скорости распространения продольных волн в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Далее значения измеренных скоростей переведены в значения интервального времени пробега продольных волн.



**Таблица 3** – Изменение коэффициентов анизотропии для электрических ( $\lambda_p$ ) свойств образцов пород с различным значением пористости ( $K_p$ )

$K_p, \%$	$\lambda_p$
<10	>1,1
10 – 20	1,1 – 1,08
20 – 30	1,08 – 1,04
>30	<1,04

Соотношение значений по напластованию и перпендикулярно – напластованию представлено на рисунке 1, в. Различие в значениях, соответствует уравнению:

$$dt_{II} = 0,87dt_{\perp} + 69,19, R^2 = 0,95. \tag{7}$$

Коэффициент акустической анизотропии пород рассчитан по формуле (8):

$$\lambda_{dt} = \frac{dt_{II}}{dt_{\perp}}. \tag{8}$$

С улучшением емкостных свойств и ростом пористости наблюдается четкая тенденция снижения коэффициента акустической анизотропии, математически отраженная выражением (9):

$$\lambda_{dt} = -0,008K_p + 1,22, R^2 = 0,6. \tag{9}$$

Для образцов с различной группой пористости коэффициенты анизотропии варьируются в пределах, приведенных в таблице 4.

**Таблица 4** – Изменение коэффициентов анизотропии для упругих ( $\lambda_{dt}$ ) свойств образцов пород с различным значением пористости ( $K_p$ )

$K_p, \%$	$\lambda_{dt}$
<10	>1,14
10 – 20	1,14 – 1,06
20 – 30	1,06 – 1

В результате проведенных исследований определена анизотропия свойств песчано-алевритовых пород. По материалам исследований установлены средние значения коэффициентов анизотропии фильтрационных свойств по классам коллекторов (по Ханину А.А.) для данного типа отложений (табл. 5).

**Таблица 5** – Средние значения коэффициентов анизотропии фильтрационных свойств по классам коллекторов

Значения коэффициентов анизотропии	Класс коллекторов (по Ханину А.А.)			
	III	IV	V	VI
Средний коэффициент анизотропии $\lambda_{sp}$	1,23	1,5	1,41	1,61

Полученные результаты по аналитическому исследованию керна и выявленные зависимости характерны данным породам и специфическим условиям их формирования. Данные материалы имеют важное значение как при обобщении и систематизации результатов исследования, так и в прикладном значении – при интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований и составлении более эффективных проектов разработки месторождений нефти и газа.

**Литература:**

1. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М. : Недра, 1972. – 312 с.
2. Кобранова В.Н. Петрофизика. – М. : Недра, 1986. – 392 с.
3. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М. : Недра, 1976. – 295 с.

**References:**

1. Itenberg S.S. Interpretation of the results of geophysical studies of well sections. – М. : Nedra, 1972. – 312 p.
2. Kobranova V.N. Petrophysics. – М. : Nedra, 1986. – 392 p.
3. Khanin A.A. Petrophysics of oil and gas reservoirs. – М. : Nedra, 1976. – 295 p.



УДК 622.276

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА НА ВОЗМОЖНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

### ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE RESERVOIR FILTRATION PROPERTIES ON THE POSSIBILITY OF EFFECTIVE HYDRO-LISTENING WELLS

**Корневский Артемий Александрович**

студент, магистр,  
студент кафедры разработка и эксплуатация газовых и  
нефтегазоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
artemiy-17@mail.ru

**Малышев Виктор Леонидович**

кандидат физико-математических наук, доцент,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и  
нефтегазоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
victor.l.malyshev@mail.ru

**Аннотация.** В представленной работе рассмотрен вопрос влияния величины импульса от возмущающей скважины на возможность его диагностирования в реагирующей скважине. Изучено влияние величины проницаемости коллектора и наличия вертикальных прослоев на гидродинамическую связь между скважинами в программном комплексе «РН-КИМ».

**Ключевые слова:** гидропрослушивание, моделирование, скважина, гидродинамические исследования, забойное давление, дебит.

**Korenevsky Artemy Alexandrovich**

Student, Master,  
Student of Gas and Oil and Gas Condensate  
Field Development and Operation Department,  
Ufa State Petroleum Technical University  
artemiy-17@mail.ru

**Malyshev Victor Leonidovich**

Candidate of Physical and  
Mathematical Sciences,  
Associate Professor,  
Department of Development and Operation of  
Gas and Oil and Gas and Condensate fields,  
Ufa State Petroleum Technical University  
victor.l.malyshev@mail.ru

**Annotation.** The present paper discusses the effect of the pulse value from the perturbing well on the possibility of its diagnosis in the reacting well. The influence of the reservoir permeability and the presence of faults on the hydrodynamic connection between wells in the RN-KIM software complex is studied.

**Keywords:** interference testing, modeling, well, field, hydrodynamic testing, bottomhole pressure, flow rate.

Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами. Для этого в одной из скважин, называемой возмущающей скважиной, изменяют режим работы. Это может быть остановка скважины, ее пуск в работу с постоянным дебитом или изменение забойного давления и дебита [1]. После создания импульса в возмущающей скважине наблюдают за изменением давления в соседних реагирующих скважинах. Совершенно очевидно, что изменение давления в реагирующих скважинах обусловлено как импульсом в возмущающей скважине, так и параметрами пласта в направлении каждой реагирующей скважины.

Цели гидропрослушивания:

- оценка взаимодействия (интерференции) скважин;
- определение непроницаемых границ пласта;
- определение положения ВНК;
- определение мест перетоков локальных и площадных между пластами, а также пьезопродностьобласти реагирования.

Известно несколько методов гидропрослушивания, отличающихся различными способами создания возмущающего импульса [2]:

- изменением дебита возмущающей скважины на постоянную величину;
- созданием фильтрационных гармонических волн давления;
- обработки кривых изменения забойного давления в реагирующих скважинах.

Точность определения параметров пласта по данным гидропрослушивания зависит от общего гидродинамического фона в исследуемой области залежи. Поэтому для получения качественной информации необходимо по возможности стабилизировать режимы работы всех скважин, находящихся в исследуемой области [3].

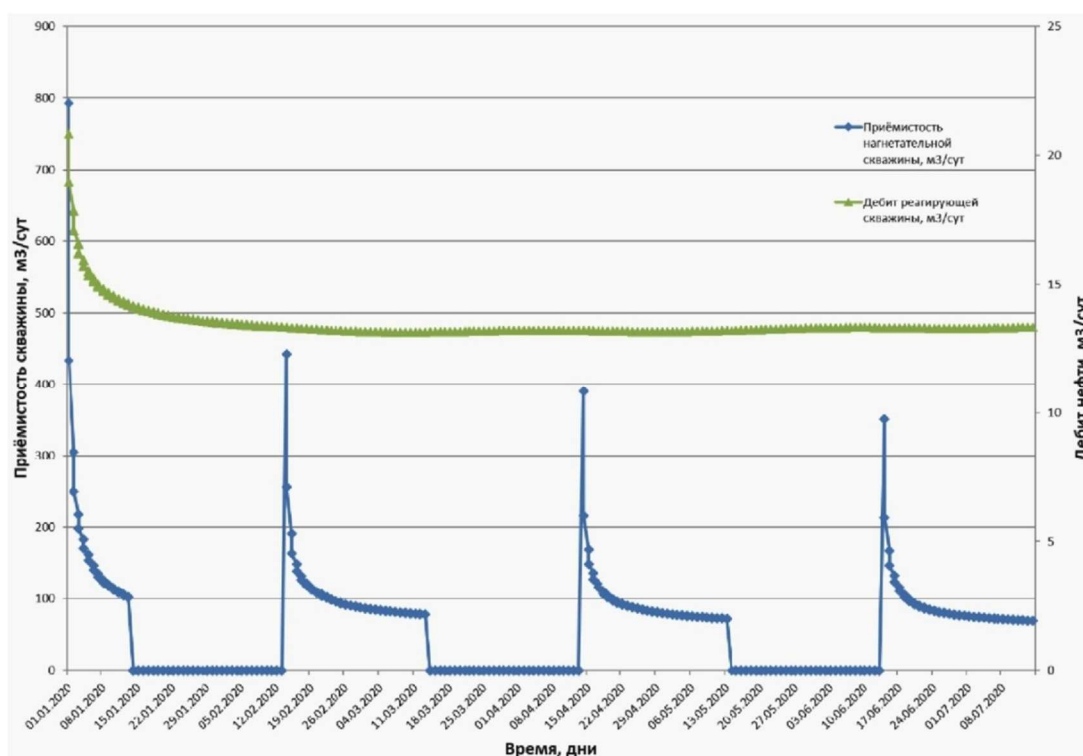




В представленной работе исследуется процесс влияния величины проницаемости коллектора и наличия вертикальных прослоев на гидродинамическую связь между скважинами. В рамках выполняемой работы для определения связи между скважинами был применен метод гидродинамического моделирования в программном комплексе РН-КИМ (ПАО «НК «Роснефть»).

Расстояние между скважинами 250 м, модель однослойная, толщина 10 м, ширина и длина 1200 м.

В работе изучено влияние проницаемости пласта на получение отклика в реагирующей скважине. Рассмотрим проницаемость пласта  $K = 10$  мД. Проследим за «откликом» в добывающей скважине, увеличивая количество нагнетаемой в пласт воды с каждым циклом. Время цикла – один месяц. Ограничения по забойному давлению в добывающей скважине составляет 50 атм., а пластовое давление – 250 атм.



**Рисунок 1** – Зависимость дебита от увеличения объёмов закачки нагнетаемой в пласт воды при проницаемости пласта  $K = 10$  мД

Как видно из графика на рисунке 1, характерная зависимость дебита от давления, создаваемого нагнетательной скважиной, отсутствует. Анализ изменения дебита добывающей скважины не выявил прихода импульса от возмущающей скважины.

При увеличении проницаемости до  $K = 25$  мД изменение дебита реагирующей скважины незначительно, и составляет порядка  $0,075 \text{ м}^3 / \text{сут}$  при приемистости нагнетательной скважины в  $45 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . При таких малых изменениях значений дебита диагностировать отклик в добывающей скважине в реальных условиях не представляется возможным.

Рассмотрим пласт с проницаемостью  $K = 50$  мД. Как видно из рисунке 2, при запуске нагнетательной скважины, мы видим отклик в дебите добывающей скважины. Количественная оценка изменений по дебиту реагирующей скважины составляет  $5\text{--}6 \text{ м}^3 / \text{сут}$  при приемистости нагнетательной скважины в  $100 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . По сравнению с предыдущим вариантом прирост дебита существенен и может быть диагностирован в промысловых условиях. В результате можно заключить, что исследование при заданных параметрах оказалось успешным. Время отклика составляет порядка 100 часов.

С последующим увеличением проницаемости пласта показатели взаимодействия скважин будут только увеличиваться, что видно из таблицы 1.

В результате проведенного эксперимента было выявлено, что при больших значениях проницаемости гидродинамическая связь между скважинами увеличивается. Приемистость в нагнетательных скважинах в зонах с большей проницаемостью больше, чем в коллекторах с меньшей проницаемостью, что в целом закономерно. Опытным путём достигнуто, что целесообразно увеличивать приемистость только в зонах с проницаемостью не ниже 50 мД.

Результаты всех проведенных исследований представлены в таблице 1.

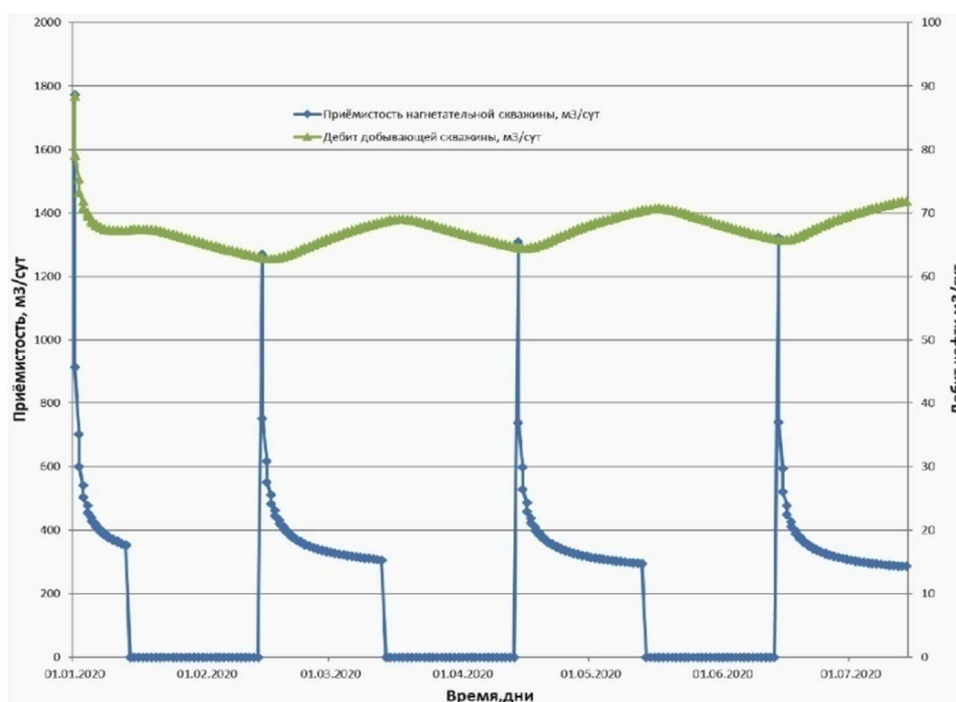


Рисунок 2 – Значения дебита в зависимости от цикла (запуск / остановка) при проницаемости пласта  $K = 50$  мД

Таблица 1 – Полученные значения

Значения проницаемости, мД	Циклы запуск / остановка	Давление, атм				Приёмистость, м <sup>3</sup> / сут		Дебит, м <sup>3</sup> / сут	
		Нагнетательная		Добывающая		Запуск	Остановка	Запуск	Остановка
		Запуск	Остановка	Запуск	Остановка				
10	1 цикл	160	150	137	110	20	0	21	14
10	2 цикл	153	150	105	103	14	0	13	13
10	3 цикл	157	150	103	101	17	0	12	12
10	4 цикл	158	150	101	100	21	0	12	12
25	1 цикл	160	150	102	98	30	0	30	29,025
25	2 цикл	142	150	98	96	45	0	29	28,75
25	3 цикл	139	150	96	94	50	0	28,5	28,255
25	4 цикл	137	150	94	93	55	0	28	28
50	1 цикл	175	150	98	110	90	0	89	68
50	2 цикл	193	150	96	103	100	0	63	69
50	3 цикл	204	150	94	101	105	0	64	71
50	4 цикл	205	150	92	100	110	0	66	73
75	1 цикл	180	150	96	110	130	0	75	67
75	2 цикл	197	150	94	103	140	0	63	74
75	3 цикл	205	150	92	101	145	0	70	77
75	4 цикл	210	150	90	100	155	0	72	80
100	1 цикл	185	150	100	102	170	0	125	117
100	2 цикл	200	150	97	101	200	0	117	127
100	3 цикл	209	150	96	100	220	0	120	133
100	4 цикл	215	150	95	98	225	0	125	137

С последующим увеличением проницаемости пласта показатели взаимодействия скважин будут только увеличиваться, что видно из таблицы 1.

В результате проведённого эксперимента было выявлено, что при больших значениях проницаемости гидродинамическая связь между скважинами увеличивается. Приёмистость в нагнетательных скважинах в зонах с большей проницаемостью больше, чем в коллекторах с меньшей проницаемостью, что в целом закономерно. Опытным путём достигнуто, что целесообразно увеличивать приёмистость только в зонах с проницаемостью не ниже 50 мД.



Следующий вариант исследования заключается в изменении проницаемости вертикального прослоя между двумя скважинами (рис. 3). Исходным значением задаётся проницаемость пласта  $K = 50$  мД, она неизменна, исследования проводились при проницаемостях прослоев:  $K_{\text{fault}} = 0,0001$  мД и  $K_{\text{fault}} = 10$  мД.

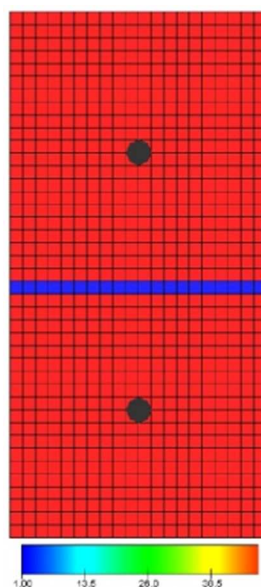


Рисунок 3 – Модель вертикального прослоя

Рассмотрим влияние нагнетания жидкости на дебит реагирующей скважины с прослоем проницаемостью  $K_{\text{fault}} = 10$  мД (рис. 4).

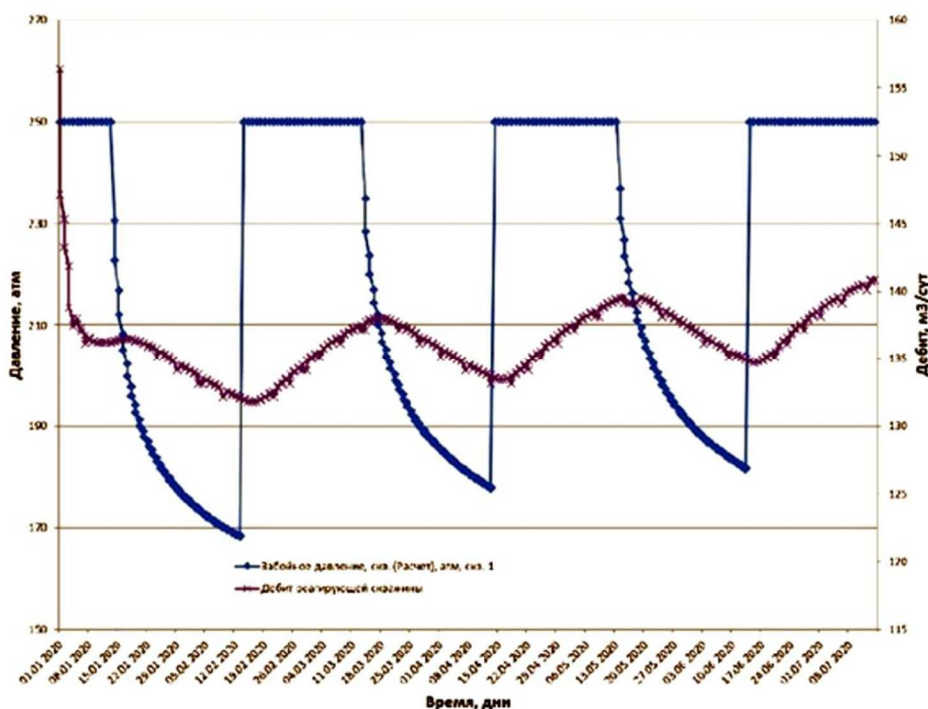
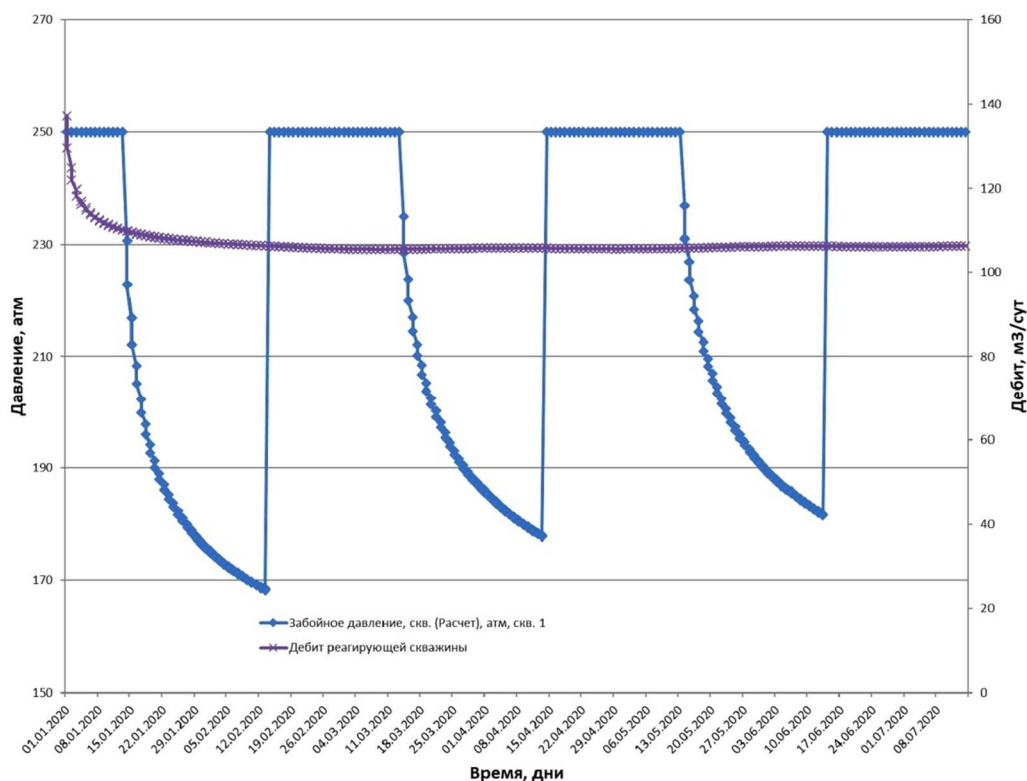


Рисунок 4 – Зависимость забойного давления в возмущающей скважине и дебита в реагирующей при наличии прослоя проницаемостью  $K_{\text{fault}} = 10$  мД

Как можно заметить из рисунка 4, наблюдается увеличение дебита в реагирующей скважине во время увеличения забойного давления в возмущающей. Прослеживается четкая взаимосвязь от цикла запуска возмущающей скважины и её остановки. Анализ изменения давления в добывающей скважине показал наличие гидродинамической связи с возмущающей скважиной.



Далее проводим аналогичный эксперимент с проницаемостью прослая  $K_{\text{fault}} = 0,0001$  мД (рис. 5).



**Рисунок 5** – Зависимость забойного давления в возмущающей скважине и дебита в реагирующей при наличии прослая проницаемостью  $K_{\text{fault}} = 0,0001$  мД

Как можно заметить из рисунка 5 изменение забойного давления в нагнетательной скважине не находит отклика в добывающей. Давление и дебит в добывающей скважине не изменяется, хотя в призабойной зоне возмущающей скважины давление увеличивается с каждым циклом.

Отклик в добывающей скважине диагностируется лишь при проницаемости вертикального прослая свыше 2,5 мД.

**Выводы.** В программном комплексе РН-КИМ реализована возможность диагностирования гидродинамической связи межскважинного пространства на примере однородного коллектора. Найден нижний предел проницаемости при котором диагностируется отклик в реагирующей скважине при проведении гидропрослушивания. Рассмотрено влияние вертикальных прослоев различной проницаемости на возможность диагностирования импульса в добывающей скважине.

**Литература:**

1. Калмыков А.В., Метелев В.П., Терентьев В.В. Применение гидропрослушивания методом ФВД для определения гидродинамических параметров пласта // Каротажник. – 2006. – № 1 (142). – С. 23–36.
2. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Исследование взаимовлияния скважин методом гидропрослушивания // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 30–31.
3. Нурғалиева А.А., Малышев В.Л. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении // Нефтегазовое дело – 2020. – № 4. – С. 48–57.

**References:**

1. Kalmykov A.V., Metelev V.P., Terentyev V.V. Application of hydroperforation by FWD method to determine reservoir hydrodynamic parameters // Well Logger. – 2006. – № 1 (142). – P. 23–36.
2. Maykov D.N., Borkhovich S.Y. Investigation of interference of wells by hydraulic listening method // Oil. Gas. novation. – 2019. – № 2. – P. 30–31.
3. Nurgalieva A.A., Malyshev V.L. Selection of a complex of hydrodynamic well studies for reliable prediction of reservoir parameters at Vishnevskoye field // Oil and Gas Business. – 2020. – № 4. – P. 48–57.



УДК 622.32:658.114.5:061.53

## АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЗАТРАТ ПАО «НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «ЛУКОЙЛ» И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ И ОПТИМИЗАЦИИ

### ANALYSIS AND EVALUATION OF COSTS OF PUBLIC JOINT STOCK COMPANY «LUKOIL» OIL COMPANY» AND DEVELOPMENT OF RECOMMENDATIONS FOR THEIR REDUCTION AND OPTIMIZATION

**Мамедов Сулейман Алиевич**

студент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
iliasisharif1930@gmail.com

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
akngs@mail.ru

**Пеняга Александр Сергеевич**

студент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
penyagga.00@mail.ru

**Скиба Максим Сергеевич**

студент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
skiba.00@mail.ru

**Аннотация.** Управление затратами занимает важнейшее место в структуре управления любой фирмы. Величина расходимых производственных ресурсов непосредственно влияет на эффективность производства, рентабельность и величину прибыли, поэтому необходимо своевременно планировать, учитывать и контролировать издержки производства. В статье рассмотрены особенности управления затратами на предприятиях нефтедобывающей отрасли – приведены теоретические аспекты анализа затрат предприятия нефтедобывающей отрасли; проведён анализ и оценка затрат предприятия ПАО «Лукойл»; дана разработка рекомендаций по оптимизации затрат на предприятии ПАО «Лукойл».

**Ключевые слова:** теоретические аспекты анализа затрат предприятия нефтедобывающей отрасли; сущность, формы и принципы анализа затрат на предприятии нефтедобывающей отрасли; особенности анализа затрат и пути их оптимизации на предприятии; методика оценки затрат на предприятии; анализ и оценка затрат предприятия ПАО «Лукойл»; разработка рекомендаций по оптимизации затрат на предприятии ПАО «Лукойл».

**Mamedov Suleiman Alievich**

Student,  
Department Equipment of  
Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
iliasisharif1930@gmail.com

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Department Equipment of  
Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
akngs@mail.ru

**Penyaga Alexander Sergeevich**

Student,  
Department Equipment of  
Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
penyagga.00@mail.ru

**Skiba Maxim Sergeevich**

Student,  
Department Equipment of  
Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
skiba.00@mail.ru

**Annotation.** Cost management occupies a critical place in the management structure of any company. The amount of consumed production resources directly affects production efficiency, profitability and profit margins, therefore, it is necessary to plan, take into account and control production costs in a timely manner. The article discusses the features of cost management at the enterprises of the oil industry – the theoretical aspects of cost analysis of the enterprise of the oil industry are presented; analysis and cost assessment of the company Public joint stock company «Lukoil»; the development of recommendations on cost optimization at the enterprise of Public joint stock company «Lukoil» is given.

**Keywords:** theoretical aspects of cost analysis of an oil industry enterprise; nature, forms and principles of cost analysis in the enterprise of the oil industry; features of cost analysis and ways of their optimization at the enterprise; methodology for assessing costs in the enterprise; analysis and cost estimation of the enterprise of Public joint stock company «Lukoil»; development of recommendations on cost optimization at the enterprise of Public joint stock company «Lukoil».



**Сущность, формы и принципы анализа затрат на предприятии нефтедобывающей отрасли.** Представление о затратах предприятия основывается на трёх важных положениях.

1. Затраты определяются использованием ресурсов, отражая, сколько и каких ресурсов израсходовано при производстве и реализации продукции за определённый период.
2. Объём использованных ресурсов может быть представлен в натуральных и денежных единицах, однако в экономических расчётах прибегают к денежному выражению затрат.
3. Определение затрат всегда соотносится с конкретными целями, задачами, т.е. объём использованных ресурсов в денежном выражении рассчитывают по основным функциям производства продукции и её реализации в целом по предприятию или по производственным подразделениям предприятия.

### **Особенности анализа затрат и пути их оптимизации на предприятии**

Первой особенностью затрат как предмета управления выступает их динамизм. Они находятся в постоянном движении, изменении. Так, в рыночных условиях хозяйствования постоянно изменяются цены на приобретаемые сырьё и материалы, комплектующие детали и изделия, тарифы на энергоносители и услуги (связь, транспорт и т.д.) Обновляется продукция, пересматриваются нормы расхода материальных и трудовых затрат, что отражается на себестоимости продукции и уровне затрат. Поэтому рассмотрение затрат в статике весьма условно и не отражает их уровня в реальной жизни.

Вторая особенность затрат как предмета управления заключается в их многообразии, требующем применения обширного спектра приёмов и методов в управлении ими. Многообразие затрат обнаруживается при их классификации, которая позволяет, во-первых, выявить степень влияния отдельных затрат на экономические результаты деятельности предприятия, во-вторых, оценить возможность воздействия на уровень тех или иных видов затрат и, наконец, отнести на изделие только те затраты, которые необходимы для его изготовления и реализации. Не менее важная и сложная задача – правильное отнесение затрат на производственные подразделения и отдельные виды деятельности предприятия.

Третья особенность затрат состоит в трудности их измерения, учёта и оценки. Абсолютно точных методов измерения и учёта затрат нет.

Четвёртая особенность – это сложность и противоречивость влияния затрат на экономический результат. Например, повысить прибыль предприятия можно за счёт снижения текущих затрат на производство, которое, однако, обеспечивается повышением капитальных затрат на НИОКР, технику и технологию. Высокая прибыль от производства продукции нередко значительно сокращается из-за высоких затрат на её утилизацию и т.п.

Решающим условием снижения затрат служит непрерывный технический прогресс. Внедрение новой техники, комплексная механизация и автоматизация производственных процессов, совершенствование технологии, внедрение прогрессивных видов материалов позволяют значительно снизить совокупные затраты продукции.

Серьёзным резервом снижения совокупных затрат продукции является расширение специализации и кооперирования. На специализированных предприятиях с массово-поточным производством затраты на продукцию значительно ниже, чем на предприятиях, вырабатывающих эту же продукцию в небольших количествах. Развитие специализации требует установления и наиболее рациональных кооперированных связей между предприятиями.

Снижение совокупных затрат продукции обеспечивается, прежде всего, за счёт повышения производительности труда. С ростом производительности труда сокращаются затраты труда в расчёте на единицу продукции, а, следовательно, уменьшается и удельный вес заработной платы в структуре себестоимости.

Важнейшее значение в борьбе за снижение совокупных затрат на продукцию имеет соблюдение строжайшего режима экономии на всех участках производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Последовательное осуществление на предприятиях режима экономии проявляется прежде всего в уменьшении затрат материальных ресурсов на единицу продукции, сокращении расходов по обслуживанию производства и управлению, в ликвидации потерь от брака и других непроизводительных расходов.

### **Анализ и оценка затрат предприятия ПАО «Нефтяная компания «Лукойл»**

«ЛУКОЙЛ» – одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Основными видами деятельности Компании являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции, а также сбыт произведённой продукции. Основная часть деятельности Компании в секторе разведки и добычи осуществляется на территории Российской Федерации, основной ресурсной базой является Западная Сибирь. «ЛУКОЙЛ» владеет современными нефтеперерабатывающими, газоперерабатывающими и нефтехимическими заводами, расположенными в России, Восточной Европе и странах ближнего зарубежья. Основная





часть продукции Компании реализуется на международном рынке. «ЛУКОЙЛ» занимается сбытом нефтепродуктов в России, Восточной и Западной Европе, странах ближнего зарубежья и США.

«ЛУКОЙЛ» является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру доказанных запасов углеводородов. Доля Компании в общемировых запасах нефти составляет около 1,1 %, в общемировой добыче нефти – около 2,3 %. Компания играет ключевую роль в энергетическом секторе России, на её долю приходится почти 19 % общероссийской добычи нефти и 19 % общероссийской переработки нефти. Основными конкурентами компании при поставках нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки являются такие публичные предприятия как «Газпром», «Роснефть», «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз».

Основная часть доказанных запасов нефти Компании расположена в Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции и Предуралье. Основная часть доказанных запасов газа расположена в Большехетской впадине, Узбекистане и Каспийском регионе.

Проведём анализ структуры затрат ПАО «Лукойл» на основании выписки приложения к бухгалтерскому балансу (табл. 1).

**Таблица 1** – Выписка приложения к бухгалтерскому балансу ПАО «Лукойл»

	строка	2017	2018	2019
		за отчётный период	за отчётный период	за отчётный период
Выручка (за минусом НДС, акцизов)	2110	35 106 995	39 906 776	41 178 536
Себестоимость продаж	2120	13 750 501	18 250 360	19 597 275
Валовая прибыль (убыток)	2100	21 356 494	21 656 416	21 581 261
Коммерческие расходы	2210	680 340	870 807	689 571
Управленческие расходы	2220	14 674 534	16 282 487	13 947 862
Прибыль (убыток) от продаж	2200	6 001 620	4 503 122	6 943 828
Доходы от участия в других организациях	2310	242 542 787	265 160 347	260 008 509
Проценты к получению	2320	29 916 862	41 331 338	36 957 912
Проценты к уплате	2330	17 041 908	20 427 133	15 774 003
Прочие доходы	2340	21 960 710	6 166 736	17 968 196
Прочие расходы	2350	32 248 753	78 034 697	37 717 828
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	251 131 318	218 699 713	268 386 614
Текущий налог на прибыль	2410	8 288 053	383 413	7 426 809
В т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	5 566 816	9 001 105	5 690 189
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	26 248	12 900	263 766
Изменение отложенных налоговых активов	2450	179 947	42 030	86 734
Прочее	2460	–	1 424	139 478
Чистая прибыль (убыток)	2400	242 637 070	217 807 128	254 779 638
Справочно				
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	–	–	–
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	–	–	–
Совокупный финансовый результат периода	2500	242 637 070	217 807 128	254 779 638

Результаты расчётов представим в таблице 2.

**Таблица 2** – Структура затрат на предприятии ПАО «ЛУКОЙЛ»

Наименование статьи расхода	2017 год		2018 год		2019 год	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
Материальные затраты	9 994	0,03	13 282	0,04	13 290	0,03
Расходы на оплату труда	6 613 162	22,72	7 363 123	20,80	12 991 052	29,37
Отчисления на социальные нужды	456 578	1,57	1 022 196	2,89	1 557 222	3,52
Амортизация	355 675	1,22	372 415	1,05	445 930	1,01
Прочие затраты	21 669 966	74,45	26 632 638	75,23	29 227 214	66,1
Итого по элементам затрат	29 105 375	100,00	35 403 654	100,00	44 234 708	100,00



Анализ динамики затрат ПАО «Лукойл» за 2017–2019 гг. представлен в таблице 3.

**Таблица 3** – Динамика затрат на предприятии ПАО «ЛУКОЙЛ»

Показатель	2017		2018		2019	
	± Δ, тыс. руб.	темп роста	± Δ, тыс. руб.	темп роста	± Δ, тыс. руб.	темп роста
Материальные затраты	-262	97	3 288	133	8	100,1
Затраты на оплату труда	451 179	107	749 961	111	5 627 929	176
Отчисления на социальные нужды	209 416	185	565 618	224	535 026	152
Амортизация	22 806	107	16 740	105	73 515	120
Прочие затраты	438 611	102	4 962 672	123	2 594 576	110
Итого по элементам	1 121 750	104	6 298 279	122	8 831 054	125

Далее рассмотрим структуру затрат ПАО «Лукойл» за 2017–2019 гг. Структура затрат ПАО «Лукойл» за 2017 год представлена в таблице 4.

В 2017 году наибольшую долю в структуре затрат занимали прочие затраты и расходы на оплату труда, 74,45 % и 22,72 % соответственно. Доля отчислений на социальные нужды и амортизация составили в структуре затрат 1,57 % и 1,22 % соответственно. Наименьшую долю в структуре затрат занимают материальные затраты – 0,04 %.

Структура затрат ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2018 год представлена в таблице 5.

В 2018 году произошло незначительное увеличение доли прочих затрат до 75,23 % за счёт увеличения арендной платы, покупной стоимости товаров для перепродажи, командировочных и других расходов. Доля расходов на оплату труда снизилась до 20,79 %. Что касается доли материальных затрат и отчислений на социальные нужды, то наблюдается рост данных статей до 0,04 и 2,89 % соответственно. Что касается амортизации, то она снизилась до 1,05 % в структуре затрат.

**Таблица 4** – Структура затрат ПАО «Лукойл» за 2017 год

Показатель затрат	%
Материальные затраты	0,04
Отчисления на социальные нужды	1,57
Расходы на оплату труда	22,72
Амортизация	1,22
Прочие затраты	74,45

**Таблица 5** – Структура затрат ПАО «Лукойл» за 2018 год

Показатель затрат	%
Материальные затраты	0,04
Отчисления на социальные нужды	2,89
Расходы на оплату труда	20,79
Амортизация	1,05
Прочие затраты	75,23

Структура затрат ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2019 год представлена в таблице 6.

**Таблица 6** – Структура затрат ПАО «Лукойл» за 2019 год

Показатель затрат	%
Материальные затраты	0,03
Отчисления на социальные нужды	3,52
Расходы на оплату труда	29,37
Амортизация	1,01
Прочие затраты	66,07

В 2019 году в структуре затрат предприятия наблюдается снижение доли прочих затрат до 66,07 %. Также наблюдается рост расходов на оплату труда до 29,37 %. Доля материальных затрат незначительно снизилась. Увеличилась доля отчислений на социальные нужды до 3,52 %. Что касается амортизации, то её доля снизилась в структуре затрат и составила 1,01 %.

Динамика структуры затрат ПАО «ЛУКОЙЛ» представлены на рисунках 1 и 2.

Таким образом, с помощью графика можно сделать следующие выводы: за весь исследуемый период амортизация выросла на 25,3 %. Расходы на оплату труда в 2018 году выросли на 11,3 %, затем



в 2019 году увеличились на 76,4 %, значительное увеличение данного элемента затрат можно связать с увеличением заработной платы работников. Что касается прочих затрат, то в 2018 году они увеличились на 22,9 %, увеличение произошло за счёт роста арендной платы, покупной стоимости товаров для перепродажи, командировочных и других расходов. В 2019 году прочие затраты увеличились на 9,7 %, увеличение произошло за счёт роста покупной стоимости товаров для перепродажи, налоговых платежей, арендной платы, услуг сторонних организаций, страхования и командировочных расходов.

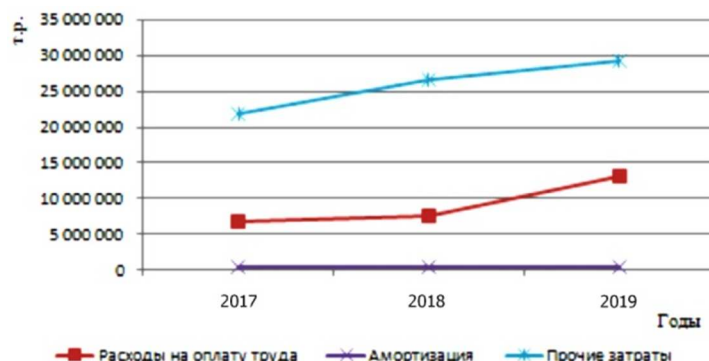


Рисунок 1 – Динамика структуры затрат ПАО «Лукойл» за 2017–2019 гг

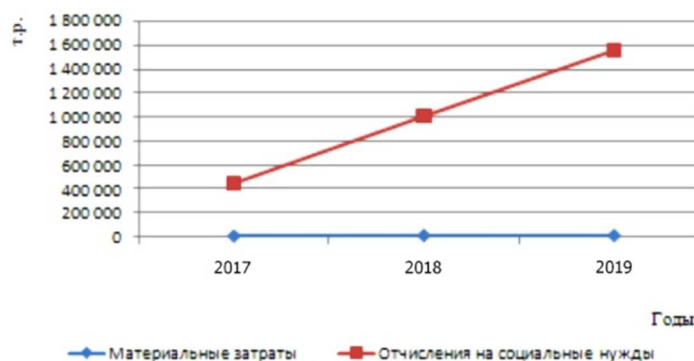


Рисунок 2 – Динамика структуры затрат ПАО «Лукойл» за 2017–2019 гг.

На графике можно наблюдать рост отчислений на социальные нужды, а именно в 2018 году на 124 %. В 2019 году данный элемент затрат вырос на 52 %. Что касается роста материальных затрат, то в 2018 году они увеличились на 33 % по сравнению с 2017 годом.

Далее рассмотрим динамику остальных статей в структуре затрат предприятия.

Проведём коэффициентный анализ показателей затрат ПАО «Лукойл» по средствам расчёта таких коэффициентов как общая затратноёмкость, материалоёмкость; зарплатоёмкость; амортизационность; коэффициент прочих затрат; операционный рычаг; рентабельность затрат.

Вспомогательные данные для расчёта на основании отчёта о финансовых результатах (табл. 7) приведём в таблице 8.

Таблица 7 – Отчёт о финансовых результатах ПАО «Лукойл»

Показатель	строка	2017	2018	2019
		за отчётный год (янв.–дек.)	за отчётный год (янв.–дек.)	за отчётный год (янв.–дек.)
Материальные затраты	5610	9 994	13 282	13 290
Расходы на оплату труда	5620	6 613 162	7 363 123	12 991 052
Отчисления на социальные нужды	5630	456 578	1 022 196	1 557 222
Амортизация	5640	355 675	372 415	445 930
Прочие затраты	5650	21 669 966	26 632 638	29 227 214
Итого по элементам затрат	5660	29 105 375	35 403 654	44 234 708
Изменение остатков незавершённого производства, готовой продукции и др. (прирост [-])	5670	–	–	–
Изменение остатков незавершённого производства, готовой продукции и др. (уменьшение [+])	5680	–	–	–
Итого расходы по обычным видам деятельности	5600	–	–	–



**Таблица 8** – Вспомогательные данные для расчёта коэффициентов использования затрат

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год
Валовая прибыль	21 356 494	21 656 416	21 581 261
Прибыль от продаж	6 001 620	4 503 122	6 943 828
Выручка	35 106 995	39 906 776	41 178 536
Себестоимость	13 750 501	18 250 360	19 597 275

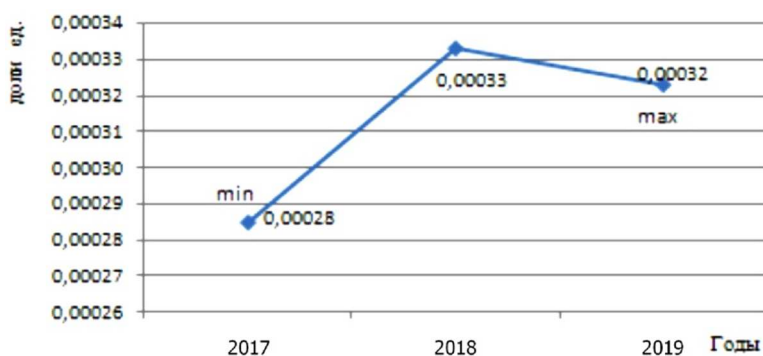
Результаты расчёта вышеуказанных коэффициентов представлены в таблице 9.

**Таблица 9** – Результаты коэффициентного анализа затрат ПАО «Лукойл»

Показатель	Период			За весь период		
	2017	2018	2019	min	среднее	max
Материалоёмкость	0,00028	0,00033	0,00032	0,00028	0,00031	0,00033
Зарплатоёмкость	0,20	0,21	0,35	0,20	0,25	0,35
Амортизациоёмкость	0,0101	0,0093	0,0108	0,0093	0,0101	0,0108
Коэффициент прочих затрат	0,62	0,67	0,71	0,62	0,66	0,71
Операционный рычаг	4,67	7	3,83	3,83	5,17	7
Рентабельность затрат	1,55	1,19	1,10	1,10	1,28	1,55
Общая затратноёмкость	0,83	0,89	1,07	0,83	0,93	1,07

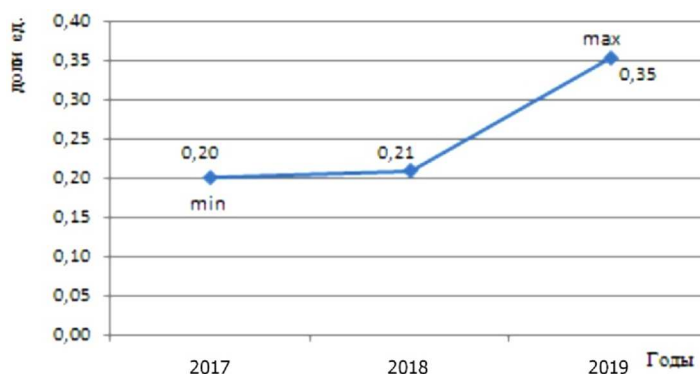
Динамика показателя материалоёмкости представлена на рисунке 3.

Материалоёмкость – показатель, характеризующий размер материальных затрат на единицу продукции. В 2017 году показатель материалоёмкости составил 0,00028 доли ед., а в 2018 году увеличился на 17 % и составил 0,00033. Увеличение материалоёмкости произошло за счёт увеличения материальных затрат на 33 %. Данная динамика является негативной, т.к. свидетельствует об увеличении материальных затрат на единицу продукции. В 2019 году данный показатель снизился на 3 % и составил 0,00032 доли ед.; снижение материалоёмкости произошло за счёт опережающего темпа роста выручки от продаж над темпом роста материальных затрат, 103,2 % и 100,1 % соответственно. Данная динамика является положительной, т.к. свидетельствует о снижении материальных затрат на единицу продукции.



**Рисунок 3** – Динамика показателя материалоёмкости ПАО «Лукойл»

Динамика показателя зарплатоёмкости представлена на рисунке 4.



**Рисунок 4** – Динамика показателя зарплатоёмкости ПАО «Лукойл»



Зарплатоёмкость отражает величину заработной платы, приходящуюся на единицу произведённой продукции. В 2017 году зарплатоёмкость составляла 0,20 доли ед., затем в 2018 году увеличилась на 4,3 %. Это связано с увеличением расходов на оплату труда с отчислениями на 18,6 %. Данная динамика является негативной, т.к. с увеличением показателя зарплатоёмкости снижается зарплатоотдача, что говорит о том, что на 1 рубль заработной платы приходится меньший объём продукции. В 2019 году данный показатель увеличился на 68 % и составил 0,35 доли ед. Данное увеличение связано с ростом расходов на оплату труда с отчислениями на 73,5 %, что в свою очередь можно объяснить ростом заработной платы работников.

Динамика показателя амортизационности представлена на рисунке 5.

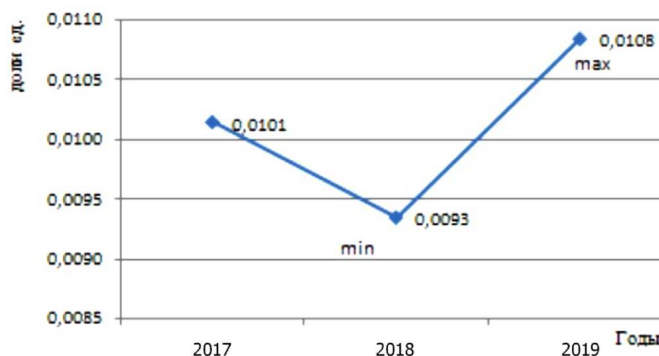


Рисунок 5 – Динамика показателя амортизационности ПАО «Лукойл»

Амортизационность показывает величину начисленного износа основных средств на единицу выпущенной продукции. В 2017 году показатель амортизационности составил 0,0101 доли ед. Затем дальнейшее снижение показателя в 2018 году на 8 % произошло за счёт опережающего темпа роста выручки над темпом роста амортизации, 113,7 % и 104,7 % соответственно. Данная динамика является негативной, т.к. свидетельствует о снижении технического уровня предприятия. Увеличение амортизационности в 2019 году на 16 % связано с опережающим темпом роста амортизации над темпом роста выручки от продаж, 120 % и 103 % соответственно. Данная динамика является положительной, т.к. свидетельствует об увеличении технического уровня предприятия.

Динамика коэффициента прочих затрат представлена на рисунке 6.

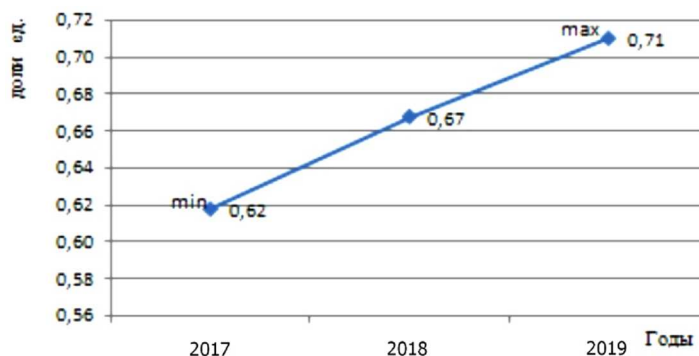


Рисунок 6 – Динамика коэффициента прочих затрат ПАО «Лукойл»

Коэффициент прочих затрат отражает величину прочих затрат на единицу выпущенной продукции. В 2017 году коэффициент прочих затрат составлял 0,62 доли ед., затем увеличился на 8 %. Данное увеличение связано с ростом прочих затрат на 23 %, в то время как выручка предприятия увеличилась только на 13,7 %. В 2019 году данный коэффициент увеличился на 6,4 % и составил 0,71 доли ед. Данное увеличение связано с опережающим ростом прочих затрат над ростом выручки от продаж, 109,7 % и 103 % соответственно. Данная динамика говорит о высоком уровне и росте прочих затрат, которые приходились на единицу продукции.

Динамика операционного рычага представлена на рисунке 7.

Операционный рычаг показывает, на сколько процентов изменится прибыль при изменении выручки на 1 %. В 2017 году операционный рычаг составлял 4,67 доли ед., затем в 2018 году увеличился на 50 %. Данное увеличение связано с ростом маржинального дохода на 12 % и снижением прибыли от реализации на 25 %. В 2019 году данный показатель снизился на 45,2 % и составил 3,83 доли ед. Данное снижение можно объяснить снижением маржинального дохода на 15,5 %, что в свою



очередь связано с ростом переменных затрат на 73,4 % за счёт роста расходов на оплату труда. Данная динамика свидетельствует о том, что в случае увеличения выручки от продаж прибыль от реализации увеличится на меньший процент, чем в прошлом году.

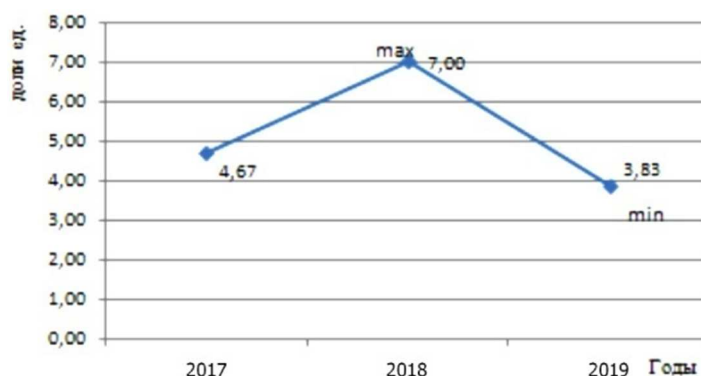


Рисунок 7 – Динамика операционного рычага ПАО «Лукойл»

Динамика рентабельности затрат представлена на рисунке 8.

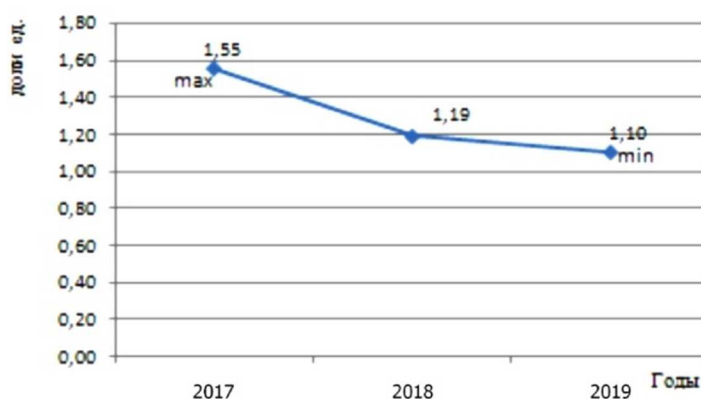


Рисунок 8 – Динамика рентабельности затрат ПАО «Лукойл»

Рентабельность затрат отражает долю прибыли в каждом вложенном рубле, затраченном на производство и реализацию продукции. В 2017 году рентабельность затрат составляла 1,55 доли ед., затем в 2018 году снизилась на 23,6 %. Снижение произошло за счёт опережающего темпа роста себестоимости над темпом роста валовой прибыли, 132,7 % и 101,4 % соответственно. Данная динамика является негативной, т.к. говорит о снижении доли прибыли в каждом рубле, затраченном на производство и реализацию продукции. Снижение рентабельности затрат в 2019 году на 7,2 % связано со снижением валовой прибыли, в то время как себестоимость увеличилась на 7,4 %. Данная динамика является негативной, т.к. свидетельствует о снижении доли прибыли в каждом рубле, затраченном на производство и реализацию продукции.

Динамика общей затратноёмкости представлена на рисунке 9.

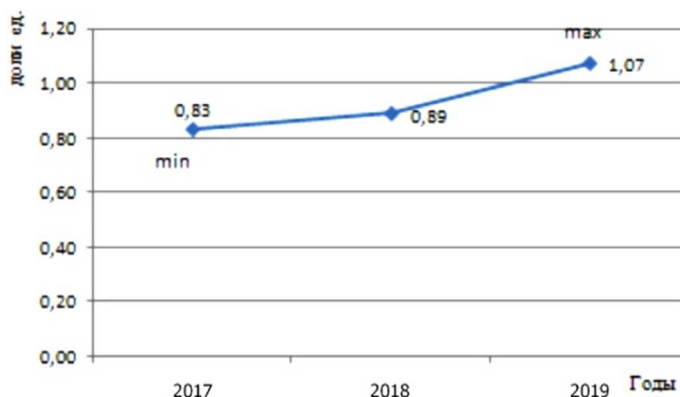


Рисунок 9 – Динамика общей затратноёмкости ПАО «Лукойл»





Общая затратноёмкость отражает уровень затрат, приходящийся на единицу продукции. В 2017 году общая затратноёмкость составляла 0,83 доли ед., а в 2018 году увеличилась на 7 %. Рост данного показателя связан с опережающим темпом роста затрат над темпом роста выручки, 122 % и 113,7 % соответственно. Данная динамика является негативной, т.к. говорит об увеличении затрат, приходящихся на единицу выпущенной продукции. Дальнейшее увеличение показателя общей затратноёмкости на 21,1 % можно связать с опережающим темпом роста затрат над темпом роста выручки от продаж, 125 % и 103 % соответственно. Данная динамика является негативной, т.к. говорит об увеличении затрат, приходящихся на единицу выпущенной продукции.

**Разработка рекомендаций по оптимизации затрат на предприятии ПАО «Нефтяная компания «Лукойл»**

Для начала представим SWOT-анализ предприятия ПАО «Лукойл».

**Таблица 11 – SWOT-анализ предприятия ПАО «Лукойл»**

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Высокая степень вертикальной интеграции бизнеса.</li> <li>– Высокие стандарты корпоративного управления и высокая репутация.</li> <li>– В пятёрке лидеров нефтяной отрасли России.</li> <li>– Продуманное управление рисками.</li> <li>– Стратегическое партнёрство с ConocoPhillips в нефтедобыче и Газпромом в газовой отрасли.</li> <li>– Использование передовых технологий в добыче и переработке.</li> <li>– Оперативные меры в ответ кризису.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Сильная истощённость старых месторождений.</li> <li>– Сложности в получении антикризисной помощи от государства.</li> <li>– Ограниченный доступ к нераспределённому фонду стратегических месторождений.</li> <li>– Зависимость от транспортной инфраструктуры Транснефти.</li> <li>– Высокий уровень затрат на добычу, переработку и транспортировку сырья.</li> </ul>
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработка крупных месторождений совместно с ConocoPhillips в Ираке.</li> <li>– Приоритетный доступ к газотранспортной системе Газпрома в будущем.</li> <li>– Синергетический эффект от будущих поставок собственного газа на ТГК-8.</li> <li>– Покупка доли в компании Repsol для повышения перерабатывающих мощностей.</li> <li>– Повышение доли в НПЗ ISAB до 75 % либо до 100 % по опциону.</li> <li>– Ввод банка качества нефти в России.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Падение добычи нефти в Западной Сибири.</li> <li>– Повышение влияния со стороны государства.</li> <li>– Внедрение чиновников в менеджмент и совет директоров.</li> <li>– Концентрация большого пакета акций в руках одного человека.</li> <li>– Закрытие доступа к нефтепроводу Одесса – Броды в будущем.</li> </ul>

Основной проблемой ПАО «Лукойл» является то, что наибольший удельный вес в структуре общих затрат занимают прочие затраты, в которые входят: покупная стоимость товаров для перепродажи, налоги, платежи, включаемые в себестоимость проданных товаров, работ и услуг, арендная плата, услуги сторонних организаций по охране, связи и коммунальным услугам, страхование, транспортные расходы, связанные с реализацией и командировочные расходы. Для решения этой очень важной проблемы и повышения эффективности функционирования предприятия предлагается ряд мер по оптимизации затрат:

- увеличение наценки в большую сторону на покупные товары для перепродажи;
- на коммунальные услуги (такие как электроэнергия и вода) установить счётчики и следить за их рациональным использованием и расходованием;
- снизить арендную плату путём переговоров с арендодателем;
- устранение потерь и сокращение потребления продукции на собственные нужды;
- внедрение новых и модернизация действующих производственных фондов;
- использование новых более прогрессивных технологий;
- рационализация системы энергоснабжения;
- стимулирование работников предприятия к росту производительности и снижению себестоимости.

Теперь рассмотрим резервы и пути оптимизации затрат на каждом этапе функционирования нефтегазового комплекса.

К основным факторам, оказывающим существенное влияние на себестоимость геологоразведочных работ, относятся:

- внедрение новых и модернизация действующих производственных фондов, а также прогрессивной технологии бурения скважин, создание и внедрение более стойких долот, применение буровых установок нормального ряда в соответствии с геологическими и природными условиями;
- строгое соблюдение установленной последовательности производства геологоразведочных работ по стадиям и подстадиям. Исключение каких-либо стадий или подстадий из общей схемы геологоразведочного процесса допустимо лишь в отдельных случаях в связи с особыми природными



условиями объекта. При соблюдении установленной стадийности исключается проведение более дорогих детальных исследований в тех случаях, когда объект не получил положительную оценку на предшествующей стадии;

- наличие обоснованной методики производства геологоразведочных работ, от выбора которой зависят и геологические результаты, и размеры затрат;
- повышение качества выполнения геологического задания, укрепление технологической дисциплины и установление строгого контроля за качеством;
- повышение качества проектирования геологоразведочных работ. В проектах должны обосновываться наиболее экономичные варианты, позволяющие выполнять геологическое задание с наименьшими трудовыми и материальными затратами;
- сдвиги в территориальном размещении геологоразведочных работ;
- улучшение организации снабжения геологоразведочных предприятий;
- изменение природных условий;
- изменение уровня цен на материальные ресурсы и уровня заработной платы.

На уровень и структуру себестоимости строительства скважины одновременно влияет сложный комплекс факторов – геологические и экономико-географические условия, технический и организационный уровень производства работ.

К экономико-географическим условиям, влияющим на технико-экономические показатели буровых работ, относятся рельеф, климат, водохозяйственные условия, обжитость районов, плотность населения, транспортная освоенность, снабжение энергией и т.п. Рельеф местности, например, определяет объём дорожного строительства и подготовительных работ, условия эксплуатации дорожных и транспортных средств, выбор метода сооружения буровых и вида бурения.

В бурении принято деление затрат на зависимые от времени бурения и от объёма бурения.

Структура себестоимости сооружения поисково-разведочных скважин и скважин глубокого разведочного бурения по отдельным районам и целям существенно меняется, но затраты, зависящие от времени, во всех случаях преобладают. Поэтому основным путём снижения себестоимости буровых работ является повышение скорости бурения, что позволяет уменьшить эти затраты.

В то же время часть затрат зависит от объёма бурения – стоимость обсадных труб, долот, цемента, износ бурильных труб. Эти расходы могут быть сокращены увеличением стойкости инструмента, упрощением конструкции скважин, уменьшением диаметра скважин и колонн.

Главные пути оптимизации затрат ПАО «Лукойл» – это совершенствование буровой техники и технологии, организации производства и труда.

Поскольку бурение нефтяных и газовых скважин является материалоемкой отраслью, основными направлениями совершенствования производства и экономии материальных затрат являются: упрощение и облегчение конструкций скважин, внедрение прогрессивных методов сооружения буровых, рациональное применение кустового бурения, улучшение технологии приготовления и применения промысловых жидкостей, ускорение бурения скважин, массовое использование испытателей пластов и др.

В промысловой себестоимости добычи нефти большим удельным весом характеризуются условно-постоянные затраты – амортизация скважин и прочих основных средств, цеховые и общепромысловые расходы, заработная плата, затраты на освоение и подготовку производства, на содержание и эксплуатацию оборудования и др. Эта особенность структуры позволяет снижать себестоимость главным образом за счёт роста объёмов добычи нефти и газа. В сложных экономико-географических условиях применяют кустовое наклонно-направленное бурение, что снижает затраты на подготовительные и вышкомонтажные работы.

Для повышения экономической эффективности разработки крупных нефтяных месторождений применяют внутриконтурное заводнение с разрезанием месторождения на отдельные части. От размера залежи зависит также эффективность различных систем размещения скважин. Крупные нефтяные и газовые месторождения расширяют возможности развития отрасли и улучшения её экономики.

Вид режима нефтяного пласта отражается на себестоимости вследствие расстояний между скважинами, срока разработки, уровня текущей добычи нефти и степени извлечения нефти из недр. Наиболее экономичны напорные режимы и особенно водонапорный, отличающийся наибольшей нефтеотдачей. Поэтому замена менее эффективных режимов искусственными напорными режимами путём нагнетания в пласт воды или газа повышает нефтеотдачу и улучшает все технико-экономические показатели.

Глубина скважин – один из ведущих факторов экономики разработки. С увеличением глубины скважин возрастают капитальные вложения в бурение скважин и их оборудование для эксплуатации, что отражается на амортизации скважин и прочих основных средств. Эксплуатация глубоких скважин отличается также повышенными затратами на оплату труда, энергию, текущий ремонт основных средств и по увеличению отдачи пластов.

Главные пути оптимизации затрат ПАО «Лукойл» – технический прогресс, совершенствование организации производства и труда, повышение надёжности геологоразведки, долговечности скважин и нефтепромыслового оборудования, высокопроизводительное использование нефтепромысловой техники и других основных фондов, особенно скважин, машин и оборудования для добычи нефти, трубопроводов.



Одним из важных направлений оптимизации затрат на добычу нефти и газа является сокращение затрат на материалы, топливо и энергию. Сокращение затрат, в частности, на материалы, достигается расширением и совершенствованием искусственного воздействия на нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи.

Сокращение энергетических затрат обеспечивается мероприятиями, объединёнными в две следующие группы:

1. Рационализация технологии и улучшение организации производственных процессов – расширение периодической эксплуатации малодебитных скважин, замена незагруженных электродвигателей, повышение коэффициента подачи глубинных насосов, правильное уравнивание станков-качалок, перевод малодебитных компрессорных скважин на менее энергоёмкий глубинно-насосный способ эксплуатации и др.

2. Рационализация системы энергоснабжения – перевод электросетей на более экономичные напряжения, приближение трансформаторных подстанций к центрам нагрузок, повышение коэффициента мощности энергоустановок, отключение части трансформаторов в периоды сокращения нагрузок и др.

Важным условием экономии энергетических затрат является нормирование, учёт и контроль энергопотребления.

Повышение эффективности геологоразведочных работ, а также увеличение нефтеотдачи, которое равноценно приросту новых нефтяных и газовых ресурсов, в конечном счёте, ведёт к снижению отчислений на геологоразведочные работы и, следовательно, к снижению себестоимости добычи нефти и газа.

Учитывая структуру себестоимости продукции нефтепереработки, наибольшее снижение её может быть достигнуто в результате улучшения использования сырья. Для этого необходимы лучшие подбор и подготовка сырья, стабилизация его состава, совершенствование и стабилизация технологического режима, правильный подбор катализаторов, применение более дешёвого сырья, удешевление его производства на предшествующих процессах, рациональное использование побочных продуктов. Использование сырьевых ресурсов тесно связано с борьбой за уменьшение производственных потерь. При улучшении использования сырья увеличивается выработка целевой продукции и достигается экономия себестоимости по всем статьям затрат.

### Литература:

1. Гуреева М.А. Экономика нефтяной и газовой промышленности: учебник. – М. : Академия, 2012. – 240 с.
2. Николаева С.А. Доходы и расходы организации: практика, теория, перспективы: учебное пособие. – М. : Аналитика-Пресс, 2010. – 208 с.
3. Антипова О.В. Интеграционные процессы в нефтяном секторе России // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 5. – С. 121–123.
4. Брижань В.В., Шиян С.И. Оценка экономической эффективности от перевода грузового автотранспорта на сжатый природный газ в качестве моторного топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 300–314.
5. Власов А.И., Андреев К.В., Поплыгин В.В. Потенциальные возможности создания интеллектуальных месторождений в группе компаний «ЛУКОЙЛ» // Газовая промышленность. – 2014. – № 7 (709). – С. 43–45.
6. Канайкина Т.П. Практика принятия решений о дивидендных выплатах в ОАО «ЛУКОЙЛ» // Вестник магистратуры. – 2014. – № 12–2 (39). – С. 152–154.
7. Мельникова А.С. Анализ комплексного оперативного управления оборотными активами ОАО «ЛУКОЙЛ» // Master's Journal. – 2014. – № 2. – С. 276–286.
8. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 1 (17) весна. – С. 62–67.
9. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Концепция инновационно-производственной и ресурсосберегающей деятельности предприятия // Сборник тезисов 67-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2013». 9–12 апреля 2013 г. Секция 8 Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 179.
10. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромышленное дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
11. Проблемы перехода малых и средних нефтяных компаний в крупный бизнес. Качественное различие малого, среднего и крупного бизнеса в нефтегазовой отрасли / О.В. Савенок [и др.] // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ) [Электронный ресурс]. – Краснодар : КубГАУ, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>
12. Титаева Ю.А. Оптимизация структуры капитала ОАО «ЛУКОЙЛ» для достижения финансовой устойчивости // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы «Проблемы геологии и освоения недр» (01–06 апреля 2013 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2013. – С. 756–758.
13. Уразбахтина Г.З., Каримова С.А. Формирование этапов развития жизненного цикла в ПАО «Лукойл» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 262–263.



14. Шиян С.И., Чуприна Э.Н. Особенности вертикально интегрированных нефтяных компаний в условиях российского рынка на примере ПАО «Нефтяная компания «Лукойл» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 262–277.

#### References:

1. Gureeva M.A. Economics of the oil and gas industry: textbook. – M. : Academy, 2012. – 240 p.
2. Nikolaeva S.A. Revenues and expenses of the organization: practice, theory, prospects: textbook. – M. : Analytics-Press, 2010. – 208 p.
3. Antipova O.V. Integration processes in the oil sector of Russia // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 5. – P. 121–123.
4. Brizhan V.V., Shiyani S.I. Assessment of economic efficiency from the transfer of truck transport to compressed natural gas as motor fuel // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 300–314.
5. Vlasov A.I., Andreev K.V., Poplygin V.V. Potential opportunities for creation of smart fields in LUKOIL Group of Companies // Gas Industry. – 2014. – № 7 (709). – P. 43–45.
6. Kanaikina T.P. Practice of Decision-Making on Dividend Payments in LUKOIL // Vestnik magistra. – 2014. – № 12–2 (39). – P. 152–154.
7. Melnikova A.S. Analysis of complex operational management of current assets of LUKOIL // Master's Journal. – 2014. – № 2. – P. 276–286.
8. Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of common approaches to the problem of resource saving for oil production taking into account a set of factors // GeoEngineering. – 2013. – № 1 (17) spring. – P. 62–67.
9. Savenok O.V., Sharypova D.D. Concept of innovation and resource-saving activities of the enterprise // Collection of theses of the 67th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2013». April 9–12, 2013. Section 8 Economics and management in the oil and gas industry. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. – P. 179.
10. Savenok O.V. Principles of formation of innovative and resource-saving methods and strategies // Oilfield Business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
11. Problems of transition of small and medium oil companies to big business. Qualitative distinction of small, medium and large business in the oil and gas industry / O.V. Savenok [et al.] // Polythematic network electronic scientific journal of the Kuban State Agrarian University (Scientific Journal of KubGAU) [Electronic resource]. – Krasnodar : KubGAU, 2017. – № 08 (132). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/61.pdf>
12. Titaeva Yu.A. Optimization of LUKOIL capital structure to achieve financial stability // Proceedings of XVII International symposium named after academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 150th anniversary of academician V.A. Obruchev and 130th anniversary of academician M.A. Usov, founders of Siberian mining and geological school «Problems of geology and development of mineral resources». (April 01–06, 2013, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2013. – P. 756–758.
13. Urazbakhtina G.Z., Karimova S.A. Formation of life cycle development stages in PJSC «Lukoil» // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 262–263.
14. Shiyani S.I., Chuprina E.N. Features of vertically integrated oil companies in the Russian market conditions on the example of PJSC «Oil Company «Lukoil» // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 1. – P. 262–277.



УДК 622.276

## ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПЕНООБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ

### ENHANCED OIL RECOVERY WITH FOAMING COMPOSITIONS

**Рзаева Сабина Джангир кызы**

кандидат технических наук, доцент,  
ведущий научный сотрудник  
отдела проектирования воздействия на пласт и ПЗС,  
SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», Азербайджанская Республика  
rsabina73@mail.ru

**Ахмедова Ульвия Тахир кызы**

Инженер-технолог  
SOCAR, Downstream Management LLC,  
Азербайджанская Республика  
u.ismayilova@gmail.com

**Аннотация.** В результате как теоретических, так и лабораторных исследований выявлено, что использование пен в качестве рабочего агента при вытеснении нефти из пористой среды является одним из наиболее перспективных вариантов.

На основе экспериментальных исследований разработан способ повышения нефтеотдачи, основанный на последовательном введении в пласт композиций и получении в пластовых условиях пены, позволяющей значительно увеличить коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент вытеснения. В результате генерации устойчивой пены с высокой кратностью непосредственно в пластовых условиях, на определенном расстоянии от зоны нагнетания происходит перераспределение потока пластовых флюидов. Проталкивающая пенную систему жидкость будет вовлекать в разработку низкопроницаемые зоны, насыщенные нефтью. При этой технологии прирост коэффициента вытеснения достигнет значений выше 20 %.

**Ключевые слова:** нефтеотдача, пенная система, устойчивость, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения.

**Rzayeva Sabina Jahangir**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Design of Impacts on the Reservoir  
and Wellbottom Zone  
Department Leading Researcher, SOCAR,  
Oil Gas Scientific Research Project Institute,  
Azerbaijan  
rsabina73@mail.ru

**Ahmadova Ulviyya Tahir**

Process-Engineer  
SOCAR Downstream Management LLC,  
Azerbaijan  
u.ismayilova@gmail.com

**Annotation.** As a result of both theoretical and laboratory studies, it was proved that foams displacing oil from a porous medium can be used as one of the most promising options.

Method for enhancing oil recovery has been developed. It is based on the sequential injection of compositions into the formation and the production of foam in reservoir conditions, which makes it possible to increase the coverage efficiency and the displacement coefficient. As a result of the generation of stable foam with a high expansion rate directly in reservoir conditions at a certain distance from the injection zone, the flow of formation fluids is redistributed. The fluid pushing the foam system will involve low-permeable oil-saturated zones in the development. This technology will increase displacement ratio values above 20%.

**Keywords:** oil recovery, foam system, stability, coverage ratio, displacement ratio.

**В** последние десятилетия наблюдается резкое снижение средних размеров запасов новых нефтегазовых месторождений. Во многих регионах углеводородные ресурсы достаточно разведаны и большинство из них давно эксплуатируются [1]. В этой связи наблюдается повышенная обводненность продукции скважин, наряду со снижением дебитов нефти. Дальнейшее применение традиционных технологий приведет к неизбежному снижению конкурентоспособности экономики, а также лишит возможности добычи нефтегазовых ресурсов в будущем.

С целью повышения нефтеотдачи на сегодняшний день разработаны различные модификации физико-химических, гидродинамических, тепловых, микробиологических методов воздействия на пласт, которым присущи определенные преимущества и недостатки [2]. В результате как теоретических, так и лабораторных исследований выявлено, что использование пен в качестве рабочего агента при вытеснении нефти из пористой среды является одним из наиболее перспективных вариантов. Применение пенообразующих агентов позволяет добиться более высоких показателей нефтеотдачи пласта в сравнении с другими существующими технологиями вытеснения водой, углекислым газом и водогазовым методом, что сделало этот метод более привлекательным и для научных исследований и для нефтяных компаний [3].

Было установлено, что эффективность применения пенных систем повышается с повышением неоднородности пласта по проницаемости и с уменьшением соотношений вязкостей нефти и вытес-



няющей жидкости. Нефтеотдача пласта при этом увеличивается только благодаря улучшению охвата пласта рабочим агентом. Опытным путем было показано, что применение пен в качестве рабочего агента для однородных пластов не приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Применение пен дает значимые результаты при разработке неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости, из разрезов с водонасыщенными интервалами. При проведении эксперимента в месторождении Дацин было выявлено, что закачка пены на основе углекислого газа  $\text{CO}_2$  повышает коэффициент вытеснения нефти с 60 % до 88 %. Вытесняющим агентом в данном случае служил раствор полиакриламида [4].

Как показали исследования, пенообразование на поверхности с последующей закачкой в пласт при интенсификации добычи нефти в слоисто-неоднородных пористых средах недостаточно эффективно. Это связано с тем, что приготовленная на поверхности пена более подвижна, в результате чего при ее закачке вытесняется меньший объем нефти, также генерированная на поверхности пена менее устойчива в пористой среде.

Известен способ разработки пласта, основанный на чередующемся нагнетании в пласт оторочки водного раствора ПАВ и газа, в результате чего в высокообводненных участках пласта происходит интенсивная генерация пены, вследствие чего фазовая проницаемость этих участков по воде снижается. Однако образованная пена не достаточно устойчива, что снижает эффективность способа [5].

Положительный эффект при вытеснении нефти пенными системами связан с изменением соотношений подвижностей вытесняемой и вытесняющей агентов, проявлением в пенной системе аномальных неравновесных реологических свойств, способствующих выравниванию фронта продвижения.

При воздействии пенными системами на слоисто-неоднородные пласты большая часть закачиваемого в пласт раствора будет аккумулироваться в высокопроницаемых слоях пласта. В результате процесс пенообразования будет доминировать в этих зонах, способствуя экранированию промытых зон и перераспределению потоков флюидов.

Преимущество пенообразующих агентов заключается в том, что при этом расходуется небольшое количество относительно доступных и недорогостоящих поверхностно-активных веществ. Также привлекает внимание следующее свойство пенной системы: ее кажущаяся вязкость зависит от коэффициента проницаемости пористой среды. Другими словами, с увеличением проницаемости пласта, увеличивается значение кажущейся вязкости фильтрующейся пены. Это свойство пены, при закачке ее в пласт, позволяет увеличить охват залежи не только за счет снижения разницы между вязкостью нефти и вытесняющим агентом, но также благодаря уменьшению степени неоднородности пласта.

Для повышения нефтеотдачи в работе [6] в пласт закачивают самовспенивающийся раствор, состоящий из газовыделяющего компонента, инициатора процесса газовыделения, ПАВ. Для того чтобы пенный раствор образовывался в глубине пласта в самовспенивающийся раствор дополнительно включают регулятор показателя pH. Добавка регулятора pH позволяет замедлить реакцию газовыделения и тем самым получить пенную систему на определенном расстоянии от нагнетательной скважины. Однако недостаточная устойчивость пены, относительно низкий коэффициент охвата пласта воздействием и пророст коэффициента вытеснения снижает эффективность способа разработки нефтяной залежи.

Целью нашей работы было исследования свойств реагентов и комбинирование их в композицию с оптимальными соотношениями компонентов, что позволит получить пенную систему с высокой кратностью и устойчивостью. На основе экспериментальных исследований разработан способ повышения нефтеотдачи, основанный на последовательном введении в пласт композиций и получении в пластовых условиях пены, позволяющей значительно увеличить коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти. В результате генерации устойчивой пены с высокой кратностью непосредственно в пластовых условиях на определенном расстоянии от зоны нагнетания происходит перераспределение потока пластовых флюидов. Проталкивающая пенную систему жидкость будет вовлекать в разработку низкопроницаемые зоны, насыщенные нефтью. При этой технологии пророст коэффициента вытеснения достигнет значений выше 20 %.

#### Литература:

1. URL : <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdjstvija-na-plast/>
2. URL : <https://neftegaz.ru/science/booty/332036-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>
3.  $\text{CO}_2$  foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors / Yang Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 133. – P. 838–850.
4. Feasibility Studies on  $\text{CO}_2$  Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs / Dehu Wang [et al.] // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – Vol. 36. – № 4. – P. 453–461.
5. Латыпов А.Г. Повышение эффективности физико-химического воздействия на нефтеводогазонасыщенный пласт с помощью нефте-, водо-, и нефтеводорастворимых ПАВ // Нефтегазовое дело, 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 40–43.
6. Способ разработки нефтяной залежи / А.Х. Шахвердиев [и др.] // Патент RU 2178067, 2002 г.



**References:**

1. URL : <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdjstviya-na-plast/>
2. URL : <https://neftegaz.ru/science/booty/332036-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>
3. CO<sub>2</sub> foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors / Yang Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 133. – P. 838–850.
4. Feasibility Studies on CO<sub>2</sub> Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs / Dehu Wang [et al.] // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – Vol. 36. – № 4. – P. 453–461.
5. Latypov A.G. Increasing the efficiency of physical and chemical influence on the oil-and-water-saturated reservoir with oil-, water-, and oil-soluble surfactants // Neftegazovoye Delo, 2011. – Vol. 9. – № 4. – P. 40–43.
6. Method of oil deposit development / A.H. Shakhverdiyev [et al.] // Patent RU 2178067, 2002.



УДК 622.276+550.832.9

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НАХОДКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND CONTROL OF DEVELOPMENT OF THE NAKHODKINSKOE FIELD

**Рясный Александр Геннадьевич**

начальник управления  
гидродинамического моделирования  
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени  
ryasnyiag@tmn.lukoil.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений и  
подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный  
технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются основные проектные решения проекта опытно-промышленной эксплуатации, состояние разработки пластов и фонда скважин, также представлены методы контроля за разработкой Находкинского месторождения. Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и отработкой залежи по площади и разрезу.

**Ключевые слова:** состояние разработки Находкинского месторождения; основные проектные решения; состояние разработки пластов и фонда скважин; необходимый минимум исследований по контролю за разработкой; определение эксплуатационных характеристик пласта; комплекс промыслово-геофизических исследований для наблюдательных скважин; комплекс промыслово-геофизических исследований для эксплуатационных скважин.

**Ryasny Alexander Gennadievich**

Head of Hydrodynamic  
Modeling Department  
«LUKOIL-Engineering» LLC  
«KogalymNIPIneft» Branch Office in Tyumen  
ryasnyiag@tmn.lukoil.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department of  
Development and Operation of  
Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the main design solutions for the pilot production project, the state of reservoir development and well stock, and also presents the methods of monitoring the development of the Nakhodkinskoye field. The main tasks of monitoring the development are associated with predicting the introduction of formation water into the reservoir, studying the distribution of reservoir pressure and developing the reservoir over the area and section.

**Keywords:** state of development of the Nakhodkinskoye field; basic design solutions; state of reservoir development and well stock; required minimum of research to control the development; determination of reservoir performance; complex of field geophysical studies for observation wells; complex of field-geophysical studies for production wells.

Территория Находкинского участка расположена в северной части Западно-Сибирской равнины. В физико-географическом отношении район работ приурочен к Тазовской провинции тундровой равнинной зональной области и расположен в бассейне р. Мессояха.

В административном отношении территория работ находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Расстояние от районного центра п. Тазовский до центра участка составляет 70 км.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Тазовское, где с 1970 года производится отбор газа из сеноманских отложений для газоснабжения п. Тазовский и Газ-Сале.

#### Основные проектные решения

Находкинское газонефтяное месторождение введено в разработку на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации, выполненного институтом ОАО «СибНАЦ» в 2002 году.

Прогноз технологических показателей принят условно на 25 лет, начиная с 2004 по 2029 гг.

В проекте разработки на основе созданной геологической модели сеноманской залежи Находкинского месторождения рассмотрены 6 вариантов разработки, обеспечивающие как различные темпы отбора газа, так и разные конструкции скважин.

Различие вариантов, в основном, касается размещения скважин на площади месторождения и конструкций скважин.



Предварительный технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что лучшими показателями характеризуется вариант 3, обеспечивающий проектный отбор газа в объёме 10 млрд м<sup>3</sup> (темп отбора 4 %).

В рамках данного варианта с проектным уровнем добычи газа 10 млрд м<sup>3</sup> рассмотрены варианты по его оптимизации: применение субгоризонтальных скважин, различное количество скважин в кустах.

Вариант предполагает разбуривание залежи 60 добывающими скважинами в течение трёх лет. Разбуривание залежи осуществляется кустовым способом. Количество скважин в кустах – 3, количество кустов – 20. Кусты скважин равномерно размещены в пределах газонасыщенной толщины 40 м. Расстояние между забоями скважин в кусте 600 м.

Строительство и ввод добывающих скважин осуществляется следующим образом. В первый год бурится и вводится в эксплуатацию 21 добывающая скважина, во второй год – 30, в третий – 9. Коэффициент эксплуатации новых скважин составляет 0,5, остальных – 0,95.

Вариант характеризуется следующими основными технологическими показателями (рисунок 1):

- фонд добывающих скважин – 60 единиц;
- максимальная годовая добыча газа – 10,0 млрд м<sup>3</sup>;
- темп отбора газа – 4,0 %;
- период растущей и постоянной добычи – 14 лет;
- отбор газа за период постоянной добычи – 127,3 млрд м<sup>3</sup>;
- процент отбора газа за период постоянной добычи – 51,6 %;
- отбор газа за 20-летний период – 183,9 млрд м<sup>3</sup>;
- процент отбора газа за 20-летний период – 74,5 %;
- среднее пластовое давление на конец расчётного периода – 3,2 МПа;
- среднее устьевое давление на конец расчётного периода – 2,1 МПа.

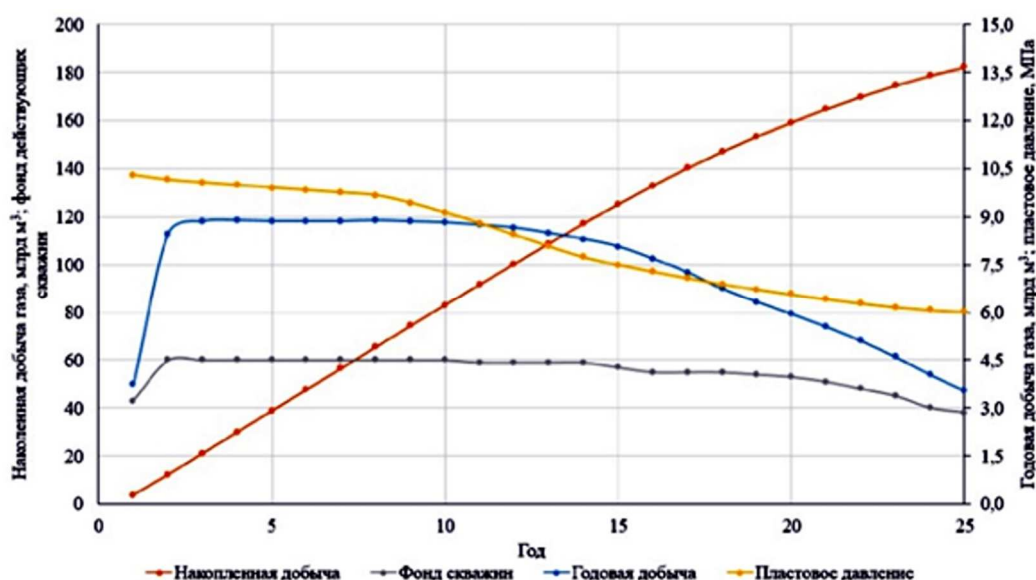


Рисунок 1 – Основные технологические показатели разработки

Средний входной дебит добывающих скважин по газу составляет 480 тыс. м<sup>3</sup> / сут., на конец расчётного периода – 388 тыс. м<sup>3</sup> / сут.

Реализация рекомендуемого варианта осуществляется следующим образом.

В год, предшествующий началу эксплуатации, бурится 21 добывающая скважина. Разбуриваются кусты 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7. Все кусты содержат по 3 скважины.

Первая скважина в кусте бурится с вертикальным вскрытием продуктивного пласта с вскрытием ГВК ниже на 50 м. При необходимости первая скважина может быть углублена до нижележащих пластов ПК16-17 и ПК18. По результатам бурения этой скважины уточняются характеристики продуктивного пласта и оценивается целесообразность бурения остальных скважин куста. Бурение последних осуществляется с остановкой забоев на 10–15 м выше уровня ГВК, скважины бурятся или с вертикальным вскрытием пласта, или с входом в пласт под углом 30–35 градусов. Целесообразность бурения скважин с субгоризонтальным окончанием устанавливается по результатам бурения вертикальной скважины куста.

Перфорация скважин в кусте осуществляется дифференцированно с учётом охвата всего разреза, наличия выдержанных глинистых прослоев и возможности в дальнейшем осуществлять регулирование разработки.



Во второй год бурятся ещё 10 кустов (30 добывающих скважин) с 8-го по 17, время работы скважин данных кустов в течение первого года установлено 0,5 года.

В течение следующего года осуществляется бурение трёх оставшихся кустов скважин 18, 19 и 20.

Таким образом, время разбуривания залежи составляет 3 года, скважины вводятся в эксплуатацию в течение трёх лет.

В период, предшествующий эксплуатационному разбуриванию, предполагается вывод из консервации двух разведочных скважин №№ 47 и 48 с целью уточнения продуктивности залежи и возможности их использования для производства электроэнергии.

Для контроля за разработкой предусматривается бурение специальных скважин, приуроченных к эксплуатационным кустам северной, восточной и южной оконечности залежи (наблюдательные). Кроме этого функции контроля возлагаются на разведочные скважины №№ 51 и 52, предлагающиеся к бурению в зоне запасов категории  $S_2$  на западной оконечности залежи.

Вариант обустройства предполагает коллекторно-лучевую схему сбора продукции скважин, объединённых в 20 кустов, на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и транспорт подготовленного газа по газопроводу подключения на пункт сдачи. Врезка газопровода подключения осуществлена на вход КС 1–2 Находкинского месторождения.

На 7–8 годы разработки на входе УКПГ предполагается ввод первой очереди ДКС.

Для предотвращения гидратообразования в период выхода скважин на режим рекомендуется подавать в скважины метанол.

### Состояние разработки пластов и фонда скважин

Находкинское месторождение относится к сложнопостроеным. По данным сейсморазведки в разрезе осадочного чехла в сводовой части структуры зафиксировано дизъюнктивное нарушение субширотного направления, оказавшее значительное влияние на строение выявленных залежей. Редкая сеть сейсмопрофилей не позволяет точно закартировать простирающие и протяжённые тектонические нарушения. Отмечается лишь незначительный его наклон и небольшая, затухающая вверх по разрезу, амплитуда – от 25–20 м по пластам ПК<sub>16-17</sub> до 7–8 м по пласту ПК<sub>1</sub>.

Основным объектом разработки Находкинского газонефтяного месторождения является пласт ПК<sub>1</sub>.

Залежь газа в сеноманских отложениях (пласт ПК<sub>1</sub>) вскрыта на глубинах 972–1067 м и по своему строению в общих чертах идентична одновозрастным залежам не только Надым-Пурской нефтегазоносной области, но и других нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Все аналогичные залежи контролируются структурным фактором и являются по типу массивными.

Сеноманский резервуар представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с подчинённой ролью последних. При сравнении геологических разрезов Находкинского месторождения с находящимися длительное время в эксплуатации (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье) выявлено большое сходство строения продуктивной толщи и отсутствие в продуктивной части выдержанных мощных глинистых пластов и прослоев. В целом пласт ПК<sub>1</sub> можно представить как систему гидродинамически взаимосвязанных линзовидных песчаных пластов.

Вскрытые бурением газонасыщенные толщины изменяются от 10,2 м (скважина № 43) до 84,4 м (скважина № 47), составляя в среднем по залежи 33,9 м. Характеристика макронеоднородности пласта в объёме залежи представлена следующими геологическими параметрами: коэффициент песчаности равен 0,79, коэффициент расчленённости – 14,8; средняя толщина прослоев газонасыщенных коллекторов (при изменении в интервале 0,4–23 м) равна 3,3 м; средняя толщина глинистых прослоев (при вариации от 0,4 до 4,6 м) составляет 1,18 м.

Сверху сеноманский резервуар перекрыт мощной толщей турон-датских глин морского генезиса мощностью 700–750 м, что определяет высокие экранирующие свойства покрышки, позволившие сформироваться крупной газовой залежи. Пластовое давление в сеноманской газовой залежи соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано-алевролитоглинистая толща сеномана представляет собой единую гидродинамическую систему, к верхней части которой приурочена залежь газа пласта ПК<sub>1</sub>. Пластовое давление, рассчитанное по результатам газодинамических исследований скважин, в среднем по залежи составляет 10,4 МПа.

Данными опробования залежь пласта ПК<sub>1</sub> охарактеризована по всей высоте. Всего испытано 5 объектов: при опробовании 4 объектов получены фонтаны газа; при испытании одного объекта (скважина № 48) получен совместный приток газа с пластовой водой. Последний факт имеет следующее объяснение. В целях уточнения положения ГВК в разрезе скважины вскрыли подгазовую часть пласта; газ поступал перетоком по заколонному пространству из продуктивной части пласта.

Максимальные дебиты газа при испытании газовых объектов варьируют от 126,89 тыс. м<sup>3</sup> / сут (Ø<sub>шт.</sub> 22 мм) при депрессии 7,67 МПа в скважине № 48 и до 328,96 тыс. м<sup>3</sup> / сут (Ø<sub>шт.</sub> 15,85 мм) при депрессии 1,21 МПа в скважине № 42. Значения абсолютно свободных дебитов, рассчитанные по скважинам, изменяются в интервале 152–615 тыс. м<sup>3</sup> / сут. Газовая залежь на Находкинском месторожде-



нии является массивной, тектонически нарушенной. Дизъюнктивное нарушение, зафиксированное на одном сейсмопрофиле, не имеет надёжного обоснования своего распространения. Небольшая протяжённость нарушения, незначительная амплитуда смещения и слабосцементированный характер отложений позволяют предположить отсутствие экранирующего эффекта сместителя. Объём залежи определяется двумя поверхностями: кровлей сеноманских отложений и уровнем газоводяного контакта. Достоверность положения кровли пласта ПК<sub>1</sub> не вызывает больших сомнений, так как базируется на данных сейсморазведки и бурения. ГВК по каротажу отбивается внутри коллектора в скважинах №№ 41, 42 и 47 на а.о. – 1043,4 м, в скважине № 48 на а.о. – 1043,6 м. Эти данные хорошо согласуются с другими внутриконтурными скважинами №№ 48 и 43, в которых ГВК проходит внутри заглинизированного прослоя, соответственно в интервалах а.о. – 1043,6 ÷ 1044,8 м и – 1044,4 ÷ 1046,2 м. При постановке запасов на государственный баланс ГВК был принят на максимальной отметке (а.о. – 1044 м), установленной в северо-восточной части залежи. Данные испытаний не противоречат принятому по каротажу положению ГВК. Наиболее низкие а.о. нижних отверстий перфорации (скважина № 42), откуда был получен безводный фронтан газа, составляют – 1041,4 м. Вода получена в скважине № 48 при испытании подгазовой зоны пласта в интервале а.о. – 1044,2 ÷ 1047,2 м. Кровля водоносных коллекторов по этой скважине отбивается на а.о. – 1044,8 м. В пределах принятого контура ГВК залежь газа пласта ПК<sub>1</sub> имеет размеры 22,5 × 15,7 км, высоту 104 м. Открытая пористость коллекторов на государственном балансе принята в значении 31 %, газонасыщенность – 73 %.

Залежь пласта ПК<sub>16-17</sub> открыта в 1991 году в сводовой части структуры по результатам испытаний скважины № 48. При опробовании в скважине двух различных объектов были получены притоки нефти и газа. В ходе последующих геологоразведочных работ было выявлено разобщение поля залежи тектоническим нарушением на два самостоятельных блока, содержащих различные по насыщению залежи углеводородов. С северным (приподнятым) блоком связана газонефтяная залежь, с южным – также нефтегазовая. Залежи в геолого-промысловом отношении слабоизучены, каждая из них охарактеризована бурением одной разведочной скважиной. Залежь газа пласта ПК<sub>18</sub> в геологическом плане недоизучена. Продуктивное поле залежи разделено дизъюнктивным нарушением на два тектонических блока. В настоящее время запасы газа подтверждены бурением в пределах южного блока, по северному блоку их оценили по категории С<sub>2</sub>.

По состоянию на 01.01.2020 г. пробурены скважины на кустах 1–12, 15, 18 и проведены испытания (освоение) 42 скважин, из которых 5 вертикальные с отбором керна (№№ 134, 141, 1Н, 2Н и 3Н), а остальные – наклонно-направленные. Конструкция 41-ой испытанных скважин практически одинакова: направление диаметром 324 мм – 180–185 м по вертикали, кондуктор диаметром 245 мм – 500–505 м по стволу, эксплуатационная колонна (в т.ч. с фильтром) диаметром 168 мм – 1140–1353 м по стволу.

Скважина № 141 была пробурена на пласт ПК<sub>18</sub> по следующей конструкции: направление диаметром 324 мм – 180 м, кондуктор диаметром 245 мм – 898 м, эксплуатационная колонна диаметром 168 мм – 1730 м. Четвёртым объектом испытания в данной скважине был ПК<sub>1</sub>.

### Контроль за разработкой месторождения

Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и обработкой залежи по площади и разрезу.

Контроль за разработкой согласно действующих правил должен предусматривать следующий минимум исследований:

- систематическое и периодическое определение пластового, статического и устьевого давлений по всему фонду эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- оценку добычных возможностей эксплуатационных скважин;
- проведение комплекса геофизических и гидрохимических замеров.

Необходимый минимум таких исследований приведен в таблице 1.

Для решения перечисленных задач на месторождении рекомендуется создать единую систему контроля за разработкой газовой сеноманской залежи, используя в совокупности все категории наблюдательных, пьезометрических, разведочных и эксплуатационных скважин. Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами (ГИС-контроль) включает все виды исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах и должен обеспечить решение следующих задач:

1. Определение эксплуатационных характеристик пласта, которое включает в себя:
  - определение отдающих и поглощающих интервалов;
  - определение профиля притока в эксплуатационных скважинах;
  - определение мест газа и воды, выявление обводнённых интервалов;
  - установление причин обводнения;
  - определение давления и продуктивности пластов и прослоев.



2. Контроль технического состояния скважин;
3. Исследование скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования, при которых предусматривается:
  - определение статических и динамических уровней жидкости, а также газоводяного раздела в стволе, жидкостных и гидратных пробок;
  - определение положения технологического оборудования в скважине (глубина спуска пакера, воронки лифтовых труб и т.д.);
  - определение выноса механических примесей и воды.

**Таблица 1** – Необходимый минимум исследований по контролю за разработкой

Виды исследований	Объем исследований	Периодичность
Замеры рабочих давлений и температур по системе «скважина – газопровод – УКПГ»	действующий фонд скважин	1–2 раза в месяц
Замер статических давлений	эксплуатационный и наблюдательный фонд скважин	ежемесячно
Замер пластовых давлений (глубинными манометрами)	не менее 50 % эксплуатационного фонда	не менее одного раза в год
Контроль за межколонными газопроявлениями	весь фонд скважин	ежеквартально
Газодинамические исследования при стационарных режимах фильтрации, из них: специальные исследования коллекторами «Надым-1», «Надым-2»	эксплуатационный фонд скважин; не менее 50 % эксплуатационного фонда скважин	не менее одного раза в год
Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	весь фонд скважин	после длительных простоев, перед глубинными ПГИС, подземными и капитальным ремонтами, перед пуском скважин в эксплуатацию
Замер пьезометрического уровня	фонд пьезометрических скважин	ежеквартально
Определение объема выносимой скважиной, пластовой жидкости установкой МГСУ-1-100	эксплуатационный фонд	не менее одного раза в год
Отбор проб пластовой жидкости и газа на гидрохимический анализ	эксплуатационный фонд	не менее одного раза в квартал
Комплекс ГИС. Радиоактивный каротаж (НГК, ГК)	наблюдательный фонд	один раз в год (при изменении текущего положения ГВК до 2 раз в год)
Газодинамический каротаж (ГДК)	10–15 % эксплуатационного фонда скважин	ежегодно
Комплекс ГИС по контролю за техническим состоянием	по фонду скважин, подлежащих капитальному ремонту	до и после проведения капремонта

Для наблюдательных скважин комплекс ГИС-контроль представлен в таблице 2, для эксплуатационных – в таблице 3.

**Таблица 2** – Комплекс промыслово-геофизических исследований для наблюдательных скважин

По всему разрезу (масштаб записи 1:500)	В продуктивном интервале (масштаб записи 1:200)
ГК, НГК, высокочувствительная термометрия	ГК, НГК, высокочувствительная термометрия





**Таблица 3** – Комплекс промыслово-геофизических исследований для эксплуатационных скважин

Исследования в остановленной скважине (масштаб 1:200)	Исследования при стационарных режимах фильтрации (масштаб 1:200)
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	Отбивка забоя и шаблонирование прихватаопределителем
Дебитометрия	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)
Термометрия	Дебитометрия
Термоанемометрия	Термометрия
Манометрия	Манометрия (замеры на точках)

При неоднозначной интерпретации данных НГК в качестве дополнительного может быть использован метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Периодичность исследований в наблюдательных скважинах в течение первого года должна составлять 1 раз в квартал, в дальнейшем – не менее одного раза в полугодие. Исследования в работающей скважине выполняются не менее чем на трёх стационарных режимах фильтрации. Регистрация кривых радиоактивного каротажа в интервале «устье скважины – кровля продуктивной толщи» осуществляется с целью обнаружения скоплений газа за колонной. Периодичность исследований эксплуатационных скважин в начальный период эксплуатации – 1 раз в полгода, в дальнейшем – раз в течение года. Основными задачами исследований газовых скважин газодинамическими методами являются:

- определение геолого-физических параметров пород в призабойной зоне вокруг ствола скважины продуктивного пласта;
- изучение физических свойств насыщающих пласт флюидов;
- контроль за текущим состоянием призабойной зоны добывающей скважины, выкидных линий и промышленного оборудования.

Газодинамические исследования подразделяются на первичные, текущие и специальные.

Первичные или базисные исследования обязательны на всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию. При первичных исследованиях определяются такие параметры, как статическое давление на устье, пластовое давление, забойное давление на различных режимах работы скважины, дебит скважины и т.д.

Особое значение в процессе разработки месторождения имеют текущие и специальные исследования. Основные задачи текущих исследований заключаются в получении информации о текущем состоянии разработки месторождения и осуществлении оперативного контроля за работой системы добычи газа, включающей в себя «продуктивный пласт – добывающие скважины – внутривысокая сеть выкидных линий – узел входа УКПГ (ДКС)».

Текущие исследования должны проводиться во всех добывающих скважинах с целью установления оптимального технологического режима работы и проверки параметров призабойной зоны пласта. Полученные данные будут использоваться для определения мероприятий по увеличению дебитов скважин, построения карт изобар в зонах отбора, уточнения текущих запасов газа, контроля и регулирования системы разработки залежи.

По результатам текущих исследований определяются следующие параметры:

- условно-статическое пластовое давление;
- текущее рабочее давление, температура и дебит добывающей скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- коэффициенты проницаемости, пористости, толщины газоотдающих интервалов;
- приведённый радиус скважины;
- количественное соотношение жидкой фазы и мехпримесей в потоке газа;
- коэффициенты гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные газодинамические исследования проводятся коллектором «Надым-2» по всему эксплуатационному фонду скважин и позволяют установить не только продуктивность скважин, но и количественно определить наличие в потоке газа мехпримесей и пластовой жидкости при различных дебитах скважин.

Исследования коллектором «Надым-2» проводятся без выпуска газа в атмосферу.

В случае отсутствия шлейфа, а также в целях контроля газодинамические исследования проводятся через коллектор «Надым-1» или ДИКТ.

На основании опыта контроля за разработкой сеноманских залежей специальные исследования должны также включать следующие виды работ:

- контроль за перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;



- установление эффективности различных методов интенсификации притока газа и водоизоляции;
- определение интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях;
- опробование новых методов исследования скважин.

Газодинамические исследования проводятся не менее одного раза в год, а также после окончания строительства скважин, через 6 месяцев после запуска скважины в работу, до и после проведения по скважине ремонтных и интенсификационных работ. Специальные исследования проводятся по согласованию с геологической службой, но не реже одного раза в год.

Опыт гидрохимического контроля на газовых месторождениях севера Тюменской области свидетельствует, что капиллярно-связанные остаточные воды (ОВ) в отличие от подошвенных вод (ПВ) выносятся скважинами в сравнительно небольших количествах (до 10–15 %), а целиковые ОВ, хотя и в соизмеримых с ПВ объёмах, но в течение короткого и ограниченного промежутка времени. Вынос ОВ в целом является даже благоприятным фактором, поскольку ведет к осушению продуктивной части пласта и улучшению фильтрационных свойств газонасыщенных пород. Поэтому основной задачей контроля можно считать определение наличия и причин проявления в продукции скважин ПВ.

Причём по скважинам, в продукции которых будет отмечено проявление пластовой воды, исследования следует проводить на 3–5 стационарных режимах с отбором проб и замером количества жидкости с целью выяснения характера и степени обводнения скважины и определения возможного безводного рабочего дебита.

Комплекс промыслово-геофизических исследований в бурящихся, наблюдательных, пьезометрических и эксплуатационных скважинах по контролю за разработкой сеноманской газовой залежи Находкинского месторождения в настоящее время позволяет решить практически все задачи, которые ставит геологическая служба.

Однако в результате длительной эксплуатации месторождения могут возникнуть дополнительные задачи, решение которых потребует привлечения новых методов ГИС. Под термином «новые методы» следует понимать методы как недавно разработанные, так не входящие в существующий комплекс исследования скважин.

В процессе разработки месторождения в газовой залежи происходит снижение пластового давления. Могут возникнуть условия, при которых превышение горного давления над пластовым приведёт к необратимой деформации матрицы пород продуктивных отложений, что вызовет изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в частности, пористости и проницаемости. Подобные явления обнаружены на ряде нефтяных месторождений Тюменской области. С целью контроля за состоянием скелета породы необходимо проводить исследования методом акустического каротажа, являющегося надёжным методом определения пористости.

Особое внимание следует уделять контролю за техническим состоянием скважин, многие из которых будут эксплуатироваться более 20–25 лет. При этом возникает необходимость решения следующих задач:

- контроль за состоянием обсадных колонн и лифтовых труб;
- временный контроль за качеством цементного камня;
- контроль за состоянием зоны перфорации;
- контроль за механическим изменением прискважинной зоны пласта в связи с добычей газа.

Для решения перечисленных задач необходимо включить в обязательный комплекс исследования эксплуатационных скважин гамма-цементометрию для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-толщинометрию для выявления дефектов в обсадной колонне. Эти методы следует проводить совместно с акустической цементометрией. Естественно, что все названные методы должны иметь надёжную метрологическую и интерпретационную базу.

С целью контроля ремонтных работ в эксплуатационных скважинах и уточнения информации об отработке разреза в скважинах, подлежащих капитальному ремонту, необходимо проводить расширенный комплекс исследований.

В зависимости от объёмов и видов капитальных работ комплекс должен корректироваться по согласованию с геологической службой.

Контроль за технологическими и газодинамическими параметрами системы «пласт – скважина – газосборная сеть – УКПГ (ДКС)» с использованием ЭВМ, включающими определение давления, температуры, расходов газа в различных точках системы, а также фильтрационно-гидравлических коэффициентов сопротивления скважин, местных сопротивлений и др.

Решению задачи контроля параметров способствует то обстоятельство, что большинство параметров системы является медленно меняющимися функциями времени. Это позволяет прогнозировать поведение параметров системы на основании их изменения в прошлом. Так, периодические замеры и расчёты значений пластовых давлений, давлений на устье скважины, расхода газа позволяют проследить изменение эквивалентного коэффициента сопротивления системы «пласт – скважи-



на»  $v = \frac{A}{g+B}$ , где  $A$  и  $B$  – фильтрационно-гидравлические коэффициенты сопротивления,  $g$  – некоторое фиксированное значение дебита скважины. Довольно точно удаётся прогнозировать изменение пластового давления, приведённых коэффициентов сопротивления шлейфов и др.

Сущность решения задачи контроля с использованием ПЭВМ заключается в следующем:

- на основании имеющейся информации проводится адаптация, т.е. расчётным путём определяются все параметры модели, что обеспечивает её адекватность к реальному процессу;
- на основании полученной информации решается задача контроля параметров путём сравнения их значений с результатами расчёта по математической модели.

### Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации Находкинского месторождения / В.П. Балин [и др.]. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
6. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Апулин Д.В., Мавлетдинов М.Г. Алгоритм обоснования системы размещения скважин с целью наибольшего извлечения углеводородов из нефтяной оторочки Находкинского нефтегазового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 58–62.
12. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения / А.Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95–99.
13. Восстановление и повышение производительности скважин Находкинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за счёт применения перспективных и эффективных технологий / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 3. – С. 16–19.
14. Зипир В.Г. Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 142–145.
15. Особенности интерпретации исследований на нестационарных режимах фильтрации для условий слабосцементированного коллектора пласта ПК<sub>1</sub> Находкинского месторождения / А.Г. Козубовский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 5–11.
16. Липилина Д.С., Савенок О.В. Процесс освоения добывающей скважины в условиях Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 295–304.
17. Сидорина Ю.Н. Геохимическая зональность Находкинской порфирово-эпитептермальной системы (Западная Чукотка) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 2. – С. 78–84.

### References:

1. Project of experimental-industrial exploitation of Nakhodkinskoye field / V.P. Balin [et al.]. – Tyumen : JSC «SibNATs», 2002.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M.: Infra-Engineering, 2021. – 260 p.



6. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra Engineering, 2019. – 548 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Aptulin D.V., Mavletdinov M.G. Algorithm of substantiation of well placement system with the purpose of the highest extraction of hydrocarbons from the oil rim of Nakhodka oil and gas field // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2016. – № 11. – P. 58–62.
12. On the results of construction and pilot operation of the integrated model of the Nakhodka field / A.E. Bortnikov [et al.] // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2018. – № 9. – P. 95–99.
13. Rehabilitation and improvement of well productivity of Nakhodkinskoye field of LUKOIL-West Siberia LLC through the use of promising and effective technologies / R.A. Gasumov [et al.]. – 2015. – № 3. – P. 16–19.
14. Zipir V.G. Basic principles of building an integrated model of the hydrocarbon field under development // *Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Mineral Fields Development»* (October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 142–145.
15. Peculiarities of interpretation of studies on unsteady filtration modes for the conditions of weakly cemented reservoir of formation PK<sub>1</sub> of Nakhodka field / A.G. Kozubovsky [et al.] // *Oilfield Business*. – 2018. – № 10. – P. 5–11.
16. Lipilina D.S., Savenok O.V. The process of producing well development in the conditions of the Nakhodka field // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 2. – P. 295–304.
17. Sidorina Y.N. Geochemical zoning of the Nakhodka porphyry-epithermal system (Western Chukotka) // *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*. – 2015. – № 2. – P. 78–84.



УДК 622.276.52

## СОЗДАНИЕ НОВЫХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ И ТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАБОТЫ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

### CREATING OF NEW ENERGY-EFFICIENT COMPRESSOR AND TURBINE TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION OF HYDROCARBONS IN THE COMPLICATED CONDITIONS

**Сазонов Юрий Апполоньевич**

доктор технических наук,  
профессор кафедры машин и  
оборудования нефтяной и газовой промышленности,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
ysaz60@mail.ru

**Туманян Хорен Артурович**

младший научный сотрудник  
НИИ физики горных пород,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
horen.tumanyan@mail.ru

**Аннотация.** Проводимые научные исследования ориентированы на приоритеты государственной энергетической политики, проведены поисковые научные исследования для создания перспективной и недорогой технологии и техники для добычи нефти и газа.

В лабораториях РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина развернуты научно-исследовательские и конструкторские работы по созданию новых научных принципов преобразования энергии в динамических машинах, для создания новой энергетически эффективной турбинной, насосной и компрессорной техники, адаптированной к осложненным условиям добычи углеводородов. Разработана перспективная компрессорная технология с применением эжекторных систем и сетчатых турбин. Выполнены исследовательские и конструкторские проработки, созданы 3D-модели и прототипы будущих изделий. В лабораторных условиях успешно проверена работоспособность прототипов.

Результаты исследований представляют практический интерес, поскольку позволяют вывести на новый уровень эксплуатационные показатели эжекторных систем высокого давления, с выходным давлением газа от 20 до 40 МПа. При этом стоимость новой разработанной компрессорной установки может быть в 16 ... 20 раз ниже по сравнению с современными компрессорами, при сходных рабочих параметрах.

Работы проводятся при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности, номер темы FSZE-2020-0006.

**Ключевые слова:** добыча углеводородов, эжектор, турбина, компрессорная установка, 3D-моделирование.

**Sazonov Yuri Appolonevich**

Ph. D., Associate Professor,  
Machinery and Equipment for Oil and  
Gas Industry,  
Gubkin University  
ysaz60@mail.ru

**Tumanyan Khoren Arturovich**

Junior Researcher,  
Research Institute of Rock Physics,  
Gubkin University  
horen.tumanyan@mail.ru

**Annotation.** The ongoing scientific research is focused on the priorities of the state energy policy, exploratory research has been carried out to create a promising and inexpensive technology and equipment for oil and gas production.

In the laboratories of the Gubkin University, research and development work was launched to create new scientific principles for converting energy in dynamic machines, to create new energy-efficient turbine, pumping and compressor equipment adapted to the complicated conditions of hydrocarbon production. The perspective compressor technology using ejector systems and mesh turbines. Research and design studies have been completed, 3D models and prototypes of future products have been created. The performance of prototypes has been successfully tested in laboratory conditions.

The research results are of practical interest, since they make it possible to bring to a new level the performance indicators of high-pressure ejector systems with an outlet gas pressure of 20 to 40 MPa. At the same time, the cost of a newly developed compressor unit can be 16 ... 20 times lower in comparison with modern compressors, with similar operating parameters.

The work has been performed with the financial support of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation within the framework of the state contract in the sphere of scientific activities, topic number FSZE-2020-0006.

**Keywords:** hydrocarbon production, ejector, turbine, compressor unit, 3D modeling.

**В** России имеется потенциал энергосбережения, и существуют возможности значительного повышения экономической эффективности проектов в сфере энергетики [1]. Анализ научной информации позволил наметить перспективное направление исследований, применительно к решению актуальных проблем в области нефтяной и газовой промышленности, составляющей основу отечественной энергетики. И это направление связано с созданием компрессорной техники и импульсных турбин, имеющих сетчатую структуру проточных каналов [2].



Зарубежные компрессорные и турбинные технологии сейчас закрыты для российского рынка из-за введенных санкций. Вместе с тем применяемые технологии многоступенчатого сжатия отличаются чрезмерно высокой ценой на оборудование, что ставит под сомнение рентабельность реализации многих проектов по разработке месторождений углеводородов с применением компрессорной техники. В связи с этим, развитие работ [3–4], нацеленных на создание более дешевых компрессорных и турбинных технологий, являются весьма актуальными.

В лабораториях РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина развернуты научно-исследовательские и конструкторские работы по созданию новых принципов преобразования энергии в динамических машинах, для создания новой энергетически эффективной турбинной, насосной и компрессорной техники, адаптированной к осложненным условиям добычи углеводородов.

Объектом проводимых научных исследований является энергоэффективные компрессорные и турбинные технологии, нацеленные на повышение рабочего давления, производительности и энергетической эффективности эжекторных систем.

В рамках исследований разработаны программы и методики физических экспериментов, создан стенд для испытаний новой компрессорной установки, схема которой представлена на рис. 1. Технической проблемой, на решение которой направлена эта разработка, является расширение рабочего диапазона регулирования производительности компрессорной установки и повышение её энергетической эффективности.

Компрессорная установка содержит рабочую камеру 1 и эжектор с камерой смешения 2, подключенные к жидкостному насосу 3, перепускной трубопровод 4, всасывающий газовый клапан 5 и нагнетательный газовый клапан 6, которые отделяют полость рабочей камеры 1 от газопровода низкого давления 7 и газопровода высокого давления 8, соответственно. Рабочая камера 1 выполнена в виде газо-жидкостного сепаратора. Камера смешения 2 эжектора сообщается с жидкостным насосом 3 через сопло 9 эжектора. Вход жидкостного насоса 3 гидравлически связан с источником рабочей жидкости 10. Жидкостный насос 3 подключен к электроприводу 11. Вход в камеру смешения 2 эжектора связан через перепускной трубопровод 4 с нижней частью газо-жидкостного сепаратора 1. Выход камеры смешения 2 эжектора гидравлически связан с входным каналом 12 турбогенератора 13.

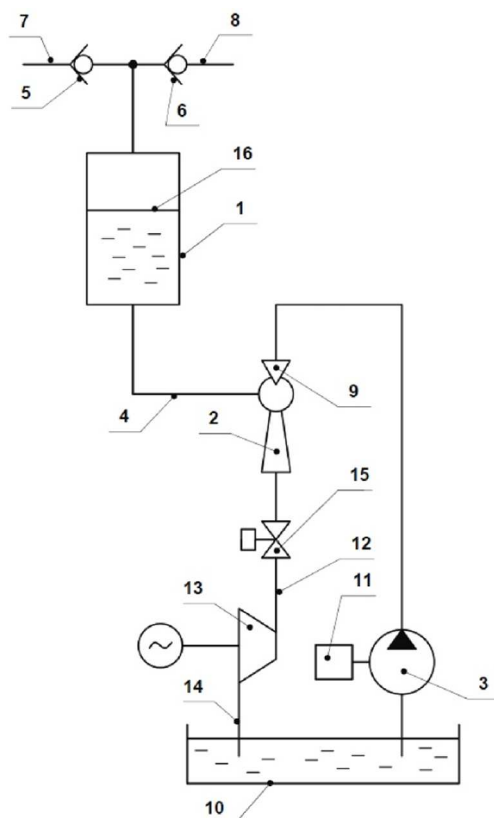


Рисунок 1 – Схема компрессорной установки [5]

Выходной канал 14 (у турбогенератора 13) сообщается с источником рабочей жидкости 10. Входной канал 12 оснащен регулируемой задвижкой 15. В верхней части газо-жидкостного сепаратора 1 размещен нагнетательный газовый клапан 6, отделяющий газо-жидкостной сепаратор 1 от газопровода высокого давления 8. Верхняя часть газо-жидкостного сепаратора 1 заполнена газом, а ниж-





няя часть газожидкостного сепаратора 1 заполнена рабочей жидкостью, на рисунке 1 показана граница раздела 16 между газообразной фазой и жидкой фазой. В качестве источника рабочей жидкости 10 может быть использована емкость, через которую постоянно циркулирует рабочая жидкость, как показано на рисунке 1.

В ходе экспериментальных исследований установлено, что при реализации циклического низкочастотного рабочего процесса, выходное давление газа может сравняться с давлением рабочей жидкости, а параметр соотношения давлений достигает значения 1, и этот результат подтвержден экспериментально при проведении стендовых испытаний новой эжекторной системы в лабораторных условиях [6]. Результаты исследований представляют практический интерес, поскольку позволяют вывести на новый уровень эксплуатационные показатели эжекторных систем высокого давления, с выходным давлением газа от 20 до 40 МПа.

В ходе исследовательской работы активно использовались технологии быстрого прототипирования. Прототип сетчатой турбины создан с использованием 3D-моделирования и аддитивных технологий, в соответствии с патентом РФ № 192513. Запланировано использование подобной турбины в составе компрессорной установки, представленной на рисунке 1 – позиции 13.

Результаты выполненных научных исследований можно считать основой для перспективной технологии, позволяющей осуществлять одноступенчатое изотермическое сжатие газа без ограничений по степени повышения давления. При этом стоимость новой разработанной компрессорной установки может быть в 16 ... 20 раз ниже по сравнению с современными компрессорами, при сходных рабочих параметрах.

На основе подобной технологии имеется перспектива развивать и другие отрасли науки и техники, включая газотурбинные установки различного назначения, поскольку известно, что сегодня уже практически полностью исчерпаны научные и технические резервы для дальнейшего усовершенствования известных газотурбинных установок.

#### Литература:

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года // Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
2. Рехтен А.В. Струйная техника: основы, элементы, схемы. – М. : Машиностроение, 1980. – 237 с.
3. Патент № 192513. Двигатель // Ю.А. Сазонов, М.А. Мохов, Х.А. Туманян, М.А. Франков, В.Г. Тимошенко. – Заявка: 2019120602, 02.07.2019. – Опубликовано: 18.09.2019. – Бюл. № 26.
4. Патент РФ № 2714989. Компрессорная установка // Ю.А. Сазонов, М.А. Мохов, Х.А. Туманян, М.А. Франков, В.А. Мун, С.И. Маркелов. – Заявка: 2019130889, 01.10.2019. – Опубликовано: 21.02.2020. – Бюл. № 6.
5. Разработка перспективных технологий с применением эжекторных систем и сетчатых турбин / Ю.А. Сазонов [и др.] // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 4. – С. 49–60. – doi: 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-49-60
6. Development of an Automated Compressor Unit for Gas Compression at the Periodic Connection of an Ejector / I.A. Sazonov [et al.] // Journal of Computational and Theoretical Nanoscience. Publisher: American Scientific Publishers. – 2019. – Vol. 16. – № 12. – P. 5378–5383.

#### References:

1. Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035 // Approved by Decree of the Government of the Russian Federation № 1523-r of June 9, 2020.
2. Rehten A.V. Jet Technique: fundamentals, elements, schemes. – M. : Mashinostroenie Publisher, 1980. – 237 p.
3. Patent № 192513. Engine // Yu.A. Sazonov, M.A. Mokhov, Kh.A. Tumanyan, M.A. Frankov, V.G. Timoshenko. – Application: 2019120602, 02.07.2019. – Published: 18.09.2019. – Bulletin № 26.
4. Patent of the Russian Federation № 2714989. Compressor unit // Yu.A. Sazonov, M.A. Mokhov, H.A. Tumanyan, M.A. Frankov, V.A. Moon, S.I. Markelov. – Application form: 2019130889, 01.10.2019. – Published: 21.02.2020. – Bulletin № 6.
5. Development of promising technologies using ejector systems and net turbines / Yu.A. Sazonov [et al.] // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. – 2021. – № 4. – P. 49–60. – doi: 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-49-60
6. Development of an Automated Compressor Unit for Gas Compression at the Periodic Connection of an Ejector / I.A. Sazonov [et al.] // Journal of Computational and Theoretical Nanoscience. Publisher: American Scientific Publishers. – 2019. – Vol. 16. – № 12. – P. 5378–5383.



УДК 622.276.3

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТРОЙСТВАМИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА

### INVESTIGATION OF INFLOW PROFILES OF HORIZONTAL WELLS EQUIPPED WITH INFLOW CONTROL DEVICES

**Середин Кирилл Игоревич**

студент-магистрант,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
kirill.seredin.1997@yandex.ru

**Малышев Виктор Леонидович**

кандидат физико-математических наук, доцент,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых  
и нефтегазоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
victor.l.malyshev@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрено исследование профилей притока в горизонтальных скважинах при использовании секционного интеллектуального заканчивания. Представлены различные технологии для данного вида исследований, обоснованы их преимущества и недостатки. Приведено численное моделирование и анализ результатов «интеллектуального» заканчивания скважины с использованием гидродинамического симулятора.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, профиль притока, устройства контроля притока, «интеллектуальное» заканчивание.

**Seredin Kirill Igorevich**

Master's Degree Student,  
Ufa State Petroleum Technical University  
kirill.seredin.1997@yandex.ru

**Malyshev Victor Leonidovich**

Ph.D. in Physics and Mathematics,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department of  
Gas and Oil & Gas Condensate Field  
Development and Operation,  
Ufa State Petroleum Technological University  
victor.l.malyshev@mail.ru

**Annotation.** This paper considers the investigation of flow profiles in horizontal wells using sectional intelligent completion. Different technologies for this type of research are presented, and their advantages and disadvantages are substantiated. A numerical simulation and analysis of the results of intelligent well completions using a hydrodynamic simulator are presented.

**Keywords:** horizontal well, inflow profile, inflow control devices, intelligent completion.

**К**ак известно, горизонтальные скважины (ГС) или боковые горизонтальные стволы (БГС) на сегодняшний день являются наиболее актуальными решениями при использовании методов увеличения нефтеотдачи (МУН), связанных с добычей углеводородного сырья (УВС). Преимущество таких скважин перед вертикальными состоит в следующем:

- 1) снижение депрессии в области продуктивных горизонтов;
- 2) увеличение времени безводной эксплуатации скважины;
- 3) увеличение дебитов добывающих скважин.

К недостаткам подобного рода заканчиваний скважин можно отнести высокую стоимость строительства и сложность борьбы с обводнением и конусообразованием при выработке пластов с помощью ГС.

#### Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин

Разработка трудноизвлекаемых запасов с использованием классического горизонтального заканчивания скважин на сегодняшний день становится малоэффективным способом разработки [1]. Развитие технологий позволяет перейти к «интеллектуализации» горизонтальных скважин, в частности, набирают популярность методы секционного интеллектуального заканчивания и поинтервальной разработки пласта. В настоящее время большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки [2], а такие технические решения позволяют продлить сроки эксплуатации скважины и повысить эффективность разработки пластов.

Одним из таких методов является применение устройств контроля притока (УКП), которые служат для предотвращения преждевременной остановки скважин по причине обводненности, вовлечения в разработку запасов нефти, которые не могут быть добыты при традиционных методах заканчивания, а также повышения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). Данный эффект достигается за счет увеличения времени «жизни» скважины и предотвращения поинтервального обводнения [3, 4].

Использование секционного метода заканчивания приводит к потребности в исследованиях ГС и продуктивных горизонтов для получения наиболее точной, «поинтервальной» информации о сква-



жине. Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является основой для принятия технических решений по максимально эффективной разработке месторождений и оптимизации решений по капитальному ремонту.

Для достижения максимально возможных коэффициентов извлечения УВС необходимо установить дебит каждого из интервалов и состав добываемой продукции.

### **Существующие технологии и перспективы развития для исследования профилей притока в горизонтальных стволах скважин**

Чтобы определить места притока воды в горизонтальных стволах и провести мониторинг водо-нефтяного контакта (ВНК) или провести оценку МУН ранее использовали только внутрискважинные каротажные исследования. Каротажная операция в горизонтальной скважине является дорогостоящей процедурой: в связи с пространственным положением ствола при её проведении необходимо использование гибких насосно-компрессорных труб. При выполнении таких исследований также требуется остановка скважины и проведение внутрискважинных операций, что существенно повышает риск осложнений (не исключены прихваты, потеря инструментов в скважине и т.д.).

В последнее время развитие технологий для исследования профилей притока в ГС набирает обороты. Компанией GeoSplit разработана технология маркерной диагностики профилей притоков ГС с использованием квантовых маркеров-репортеров [5]. Это микрочастицы, которые попадают в пласт в ходе многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) вместе с обычным проппантом. В последующий период времени происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и нефтью и их перемещение на поверхность потоком пластового флюида.

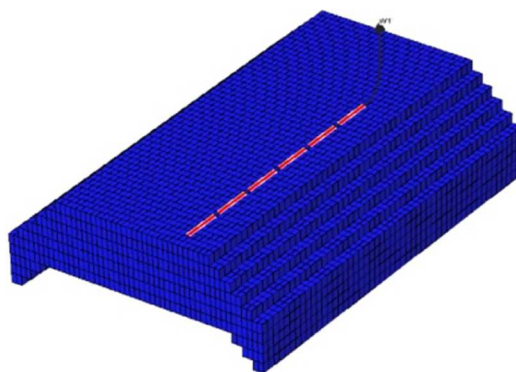
При обнаружении данных частиц в ходе исследования каждой из фаз важно учитывать как комбинации маркеров, так и их концентрацию в каждом флюиде [3, 5]. Такой подход позволяет получить детальный анализ каждого интервала ГС и оценить эффективность гидроразрыва.

Технология маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков не ограничивается применением лишь на МГРП. Перспективным направлением в данном виде исследований ГС является размещение маркеров в нижней компоновке заканчивания скважины. Это возможно при размещении специальных «кассет» с необходимыми частицами прямо в УКП. Принцип действия практически аналогичен изложенному выше: размещение различных комбинаций маркеров на разных интервалах скважины с последующей интерпретацией результатов исследования и концентраций в каждой из фаз. Это дает посекционную информацию о каждом из интервалов горизонтального ствола скважины [6].

### **Построение гидродинамической модели**

В представленной работе для анализа эффективности «интеллектуального» заканчивания скважины создана гидродинамическая модель в программном комплексе Roxar Tempest MORE. Общий вид построенной ГС приведен на рисунке 1.

В общей сложности построено 3 модели, содержащие 6, 8 и 10 интервалов перфораций. Общая длина горизонтального ствола 1100 м. Размеры модели 1500 x 1000 x 15 м.



**Рисунок 1** – Пласт с горизонтальной скважиной с 6-ю интервалами

Во всех моделях на каждый участок горизонтального ствола скважины установлено ограничение по отбору жидкости – если обводненность продукции составляет 96 % или более, интервал отключается.

Построенная залежь относится к массивному типу. Газовая шапка отсутствует. Пластовое давление составляет 150 атм, а давление насыщения – 61 атм. Пластовая температура – 65°. Глубина кровли находится на отметке 1500 м, а ВНК – на уровне 1513 м.



Плотность нефти в поверхностных условиях составляет  $890 \text{ кг/м}^3$ . Плотность воды в поверхностных условиях составляет  $1150 \text{ кг/м}^3$ . Объемный коэффициент нефти 1,12.

### Модель № 1

В первой модели (6 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 150 м при промежутке 22 м. Ограничение по дебиту задается на уровне  $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$  для каждого интервала.

На рисунке 2 представлена динамика изменения дебитов для каждого из интервалов. Из рисунка видно, что наибольшими отборами обладают интервалы W1 и W6, затем идут ближайшие к ним W2 и W5, а наименее продуктивными являются интервалы в середине горизонтального ствола.

Таким образом, из двух наиболее продуктивных интервалов наибольшее количество нефти приходится на интервал W6. Полученные результаты показывают, что в случае изотропного однородного пласта «носок» скважины является самым продуктивным.

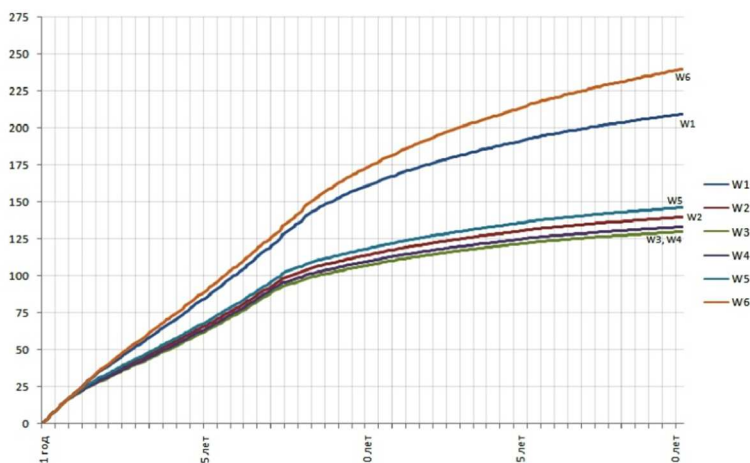


Рисунок 2 – Накопленные отборы нефти для модели № 1

### Модели № 2 и № 3

Во второй модели (8 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 112 м при промежутке 30 м. Ограничение по дебиту задается на уровне  $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$  для каждого интервала.

В третьей модели (10 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 90 м при промежутке 12 м. Ограничение по дебиту задается на уровне  $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$  для каждого интервала.

На рисунке 3 и 4 представлены накопленные показатели добычи для каждого из интервалов по моделям № 2 и № 3. Как и в результатах выше, наиболее продуктивными оказываются «крайние» интервалы (для модели № 2 – W8, W1; для модели № 3 – W10, W1).

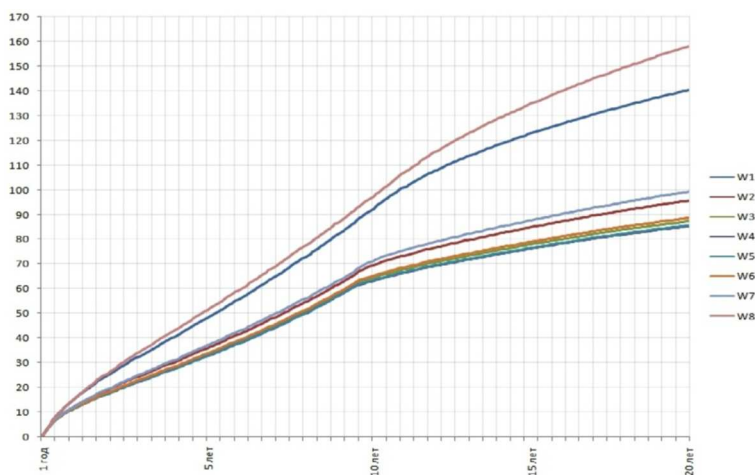


Рисунок 3 – Накопленная добыча нефти для модели № 2

При прочих равных условиях, «крайние» интервалы – иначе «носок-пятка» – дают наибольшие отборы нефти из пласта. В модели также наблюдается тенденция отключения продуктивных интервалов скважины, расположенных ближе к середине горизонтального ствола. Больше всего от внедрения воды «страдает» средняя часть скважины, с последующим отключением и выводом из эксплуатации.

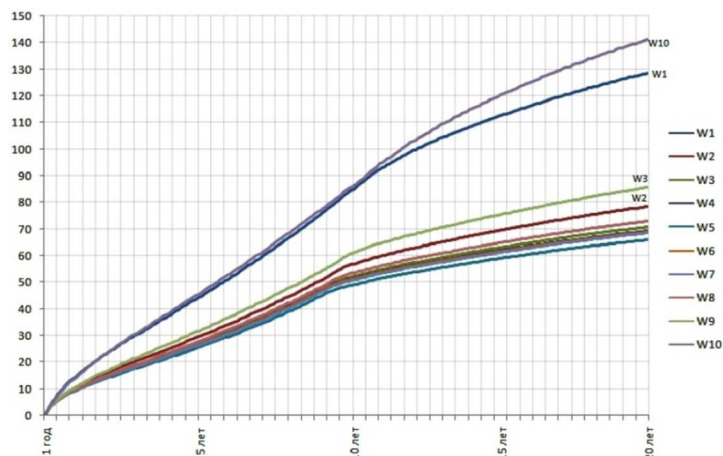


Рисунок 4 – Накопленная добыча нефти для модели № 3

**Динамика отборов по моделям**

Наиболее характерные профили притоков скважин, наблюдаемых на практике: J-образный (работает преимущественно «носок» ГС); L-образный (работает преимущественно «пятка» ГС); U-образный (работают преимущественно и «пятка», и «носок» ГС).

Согласно исследованиям в работе [5], профили притоков ГС меняются с течением времени. На рисунках 5, 6 и 7 показана динамика отборов флюидов в течение 20 лет разработки месторождения.

В результате исследования наблюдается выраженный U-образный профиль притока к ГС во всех моделях. Наиболее продуктивным является «носок» (или W6, W8 и W10 для моделей соответственно).

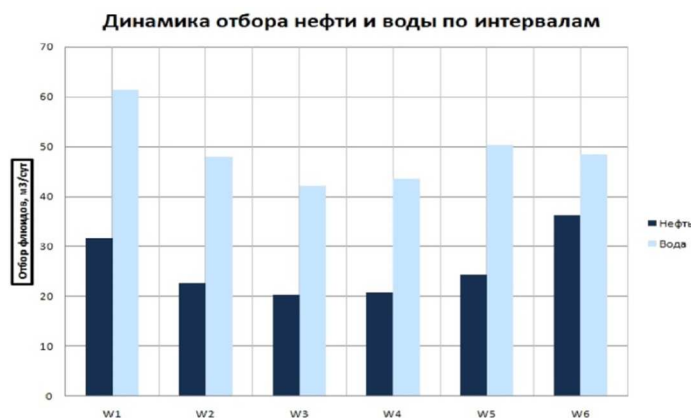


Рисунок 5 – Динамика отбора нефти и воды для модели № 1



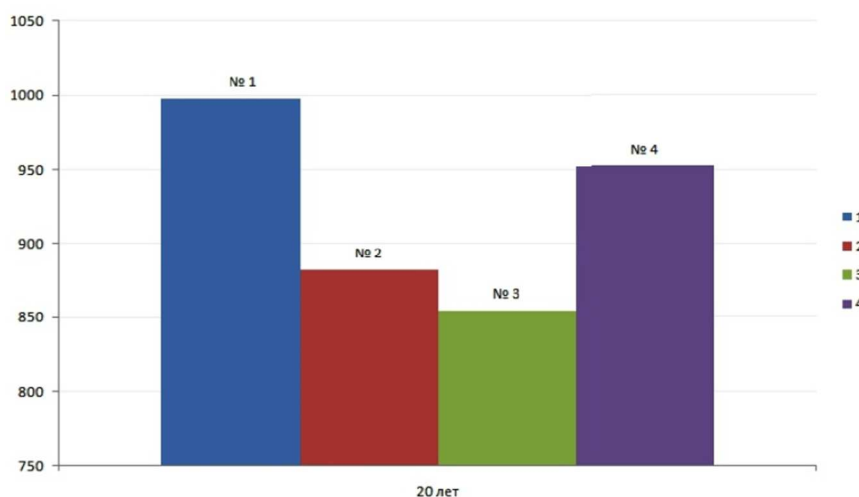
Рисунок 6 – Динамика отбора нефти и воды для модели № 2



**Рисунок 7** – Динамика отбора нефти и воды для модели № 3

**Суммарные отборы нефти для всех моделей**

На рисунке 8 представлен суммарный отбор по моделям в течение 20 лет разработки (по вертикальной оси расположен отбор в тысячах тонн). Наилучший показатель имеет модель № 1 с 6-ю интервалами. При этом, для сравнения добавлен вариант № 4 – это полностью перфорированная по всей длине ГС (длина перфорированного участка составляет 900 метров).



**Рисунок 8** – Диаграмма суммарных отборов по моделям

Значения отборов по моделям № 1 и № 4 близки, и существенных различий между ними нет. Поэтому применения подобного рода технологий в изотропных однородных пластах становится неоправданным. Однако в условиях сложнопостроенных коллекторов данная технология может показывать значительное увеличения производительности горизонтальных скважин.

**Заключение**

Исследование профилей притоков горизонтальных скважин с интеллектуальным заканчиванием – перспективное направление в развитии технологий мониторинга ГС. Использование маркеров в нижней компоновке горизонтального ствола даст наиболее полную информацию о работе продуктивных интервалов скважины и их характеристиках. Подобные исследования помогут предотвратить и избежать необходимости останавливать скважину для проведения каротажа. Преимуществами также являются отсутствие необходимости в восстановлении притока после остановки и полная ликвидация прорывов воды или газа в скважину.

В ходе выполнения расчетов на гидродинамической модели выявлены три профиля притоков: L-, J- и U-образные. Как уже было сказано выше, необходимы также дополнительные исследования в условиях неоднородности пластов – для максимально эффективного подхода к выработке запасов.





В однородных изотропных пластах применение такого рода «интеллектуального» заканчивания неоправданно, т.к. различие в добыче между моделями № 1 и № 4 несущественны.

Основными преимуществами таких технологий является оптимизация технических решений в ГС на всех стадиях разработки месторождения, анализ на долгосрочное извлечение флюида и перспектива на получение информации для анализа влияния нагнетательных скважин.

#### Литература:

1. Шубин И.Г., Малышев В.Л.. Анализ применимости аналитических формул определения дебитов горизонтальных скважин различной протяженности // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2–2. – С. 243–247.
2. Гильмутдинов Р.А., Малышев В.Л., Нуртдинов А.Р. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 4. – С. 65–71.
3. Дулкарнаев М.Р., Овчинников К.Н. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения // Инженерная практика. – 2018. – № 11. – С. 40–47.
4. Милушкина А.С., Урванцев Р.В. Оценка применимости устройств контроля притока штуцерного типа в условиях нижнемеловых отложений Западной Сибири // Международный студенческий научный ВЕСТНИК. – 2018. – № 2. – С. 112.
5. Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин / К.Н. Овчинников [и др.] // Время колтюбинга. – 2017. – № 3. – С. 34–46.
6. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин / Д.А. Шестаков [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 6. – С. 64–71.

#### References:

1. Shubin I.G., Malyshev V.L. Analysis of applicability of analytical formulas for determining the flow rates of horizontal wells of different length // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2–2. – P. 243–247.
2. Gilmutdinov R.A., Malyshev V.L., Nurtudinov A.R. Analysis of the influence of injectivity of injection wells on the development of autohydraulic fractures // Oil and Gas Business. – 2019. – Vol. 17. – № 4. – P. 65–71.
3. Dulkarnaev M.R., Ovchinnikov K.N. Marker diagnostics and monitoring systems for effective management of field development // Engineering Practice. – 2018. – № 11. – P. 40–47.
4. Milushkina A.S., Urvantsev R.V. Estimation of applicability of the stucco-type inflow control devices in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia // International Student Scientific Vestnik. – 2018. – № 2. – P. 112.
5. Prospects of application of marker methods for research of inflow profiles of horizontal wells / K.N. Ovchinnikov [et al.] // Coiled Tubing Time. – 2017. – № 3. – P. 34–46.
6. Integrated approach to effective field development using intelligent monitoring of horizontal wells inflow / D.A. Shestakov [et al.] // NEFTE-GAS Territory. – 2019. – № 6. – P. 64–71.



УДК 622.276.63

## ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ГАЗА НА АСТРАХАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### GAS INFLOW STIMULATION ON THE ASTRAKHANSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD

**Сухин Андрей Александрович**

студент направления подготовки нефтегазовое дело,  
Ухтинский государственный технический университет  
andreisuxin@mail.ru

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
akngs@mail.ru

**Лукьянов Илья Аркадьевич**

студент направления подготовки  
«Технологические машины и оборудование»,  
института нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный технологический университет  
lukyanovilya2013@inbox.ru

**Эшназаров Атаджан Ёлдашевич**

студент кафедры оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
eshnazarov.00@bk.ru

**Спица Владимир Николаевич**

студент кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
spitsa.00@mail.ru

**Аннотация.** Астраханское газоконденсатное месторождение является сложным для освоения месторождением углеводородов. Для него характерно аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, высокое содержание кислых компонентов в составе пластового флюида, а также сложное геологическое строение коллектора. В силу этих особенностей освоение Астраханского газоконденсатного месторождения невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам. Применяемые технологии интенсификации притока должны способствовать улучшению фильтрационно-емкостных характеристик коллектора, устранению кольматации продуктивных пропластков, минимальному коррозионному воздействию на элементы подземного оборудования, интенсивному выносу продуктов реакции, предотвращению их накопления и т.д.

**Ключевые слова:** интенсификация притока газа на месторождении; схема проведения интенсификации притока; виды обработок на месторождении; первоначальные обработки; новые технологии обработки; химические реагенты, используемые; кислоты и поверхностно-активные вещества.

**Sukhin Andrey Alexandrovich**

Student Training Direction  
Oil and Gas Engineering,  
Ukhta State Technical University  
andreisuxin@mail.ru

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of Oil and  
Gas Field Equipment,  
Kuban State Technological University  
akngs@mail.ru

**Lukyanov Ilya Arkadievich**

Student Training Direction  
Technological Machines and Equipment,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban State Technological University  
lukyanovilya2013@inbox.ru

**Eshnazarov Atajan Yoldashevich**

Student,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
eshnazarov.00@bk.ru

**Spitsa Vladimir Nikolaevich**

Student,  
Oil and Gas Field Equipment,  
Kuban State Technological University  
spitsa.00@mail.ru

**Annotation.** The Astrakhanskoye gas and condensate field is a difficult hydrocarbon field to develop. It is characterized by abnormally high reservoir pressure, high reservoir temperature, high content of acidic components in the composition of the reservoir fluid, as well as a complex geological structure of the reservoir. Due to these peculiarities, the development of the Astrakhan gas condensate field is impossible without taking measures to stimulate the flow of gas to the wells. The applied inflow stimulation technologies should help to improve the reservoir characteristics of the reservoir, eliminate clogging of productive interlayers, minimize corrosive effects on the elements of underground equipment, intensive removal of reaction products, prevent their accumulation, etc.

**Keywords:** intensification of gas inflow on the field; flow stimulation scheme; types of treatments at the field; initial processing; new processing technologies; chemical reagents used; acids and surfactants.



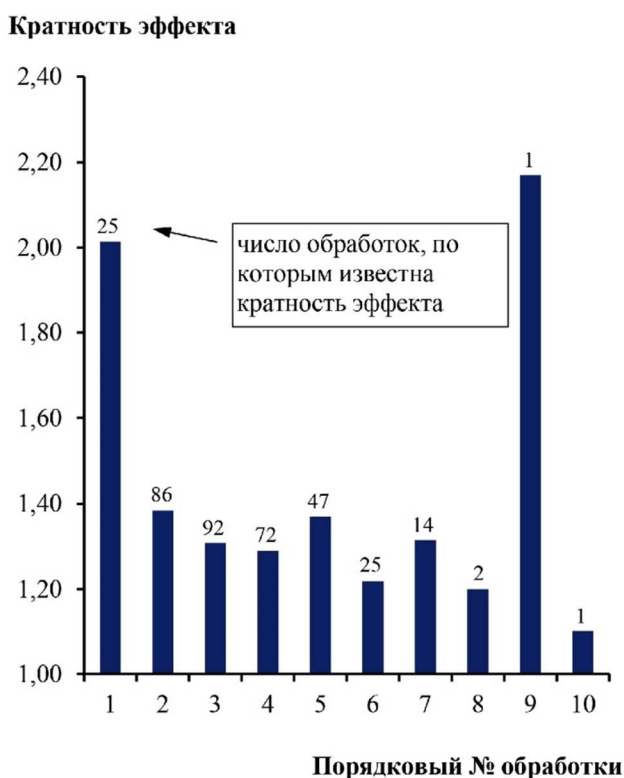
Работы по интенсификации притока газа на эксплуатационных скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения проводятся с 1986 года. По данным на 01.01.2019 г. на месторождении было проведено свыше 500 кислотных обработок, которые различались как по технологии, так и по компонентному составу активной жидкости.

Для этого месторождения характерен трещиноватый карбонатный пласт-коллектор. Глубина залегания кровли продуктивных отложений – 3700–4100 м.

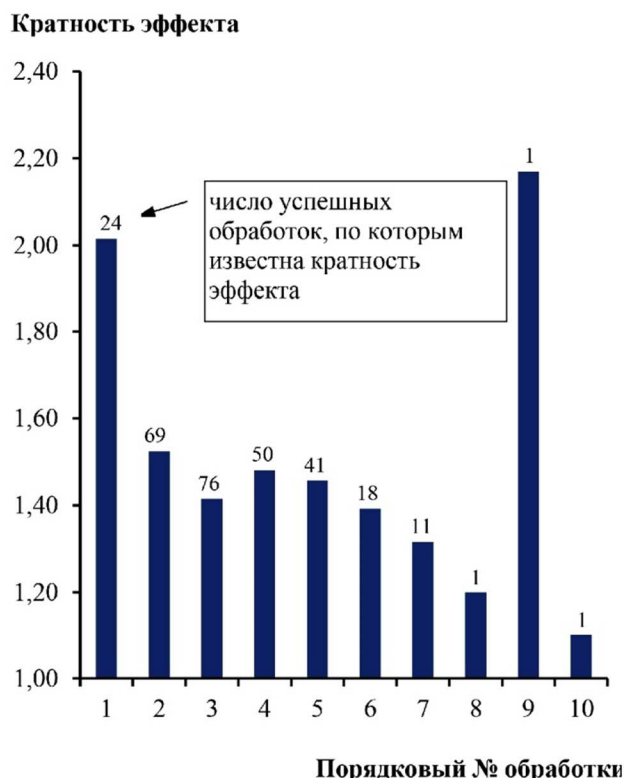
Начальное пластовое давление на месторождении 61,2 МПа при средней температуре пласта 110 °С. Коллекторские свойства пластов изменчивы: значение пористости колеблется от 5 до 15 %, а в некоторых районах составляет 20 %. Пласт характеризуют плохие фильтрационно-емкостные свойства. Среднее значение проницаемости 2–5 мД. Добываемый на месторождении газ содержит в своём составе большую долю кислых компонентов. Содержание H<sub>2</sub>S варьируется от 16 до 32 %, а содержание CO<sub>2</sub> может достигать 14–21 %.

Проведение кислотной обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) в газовых скважинах с мощностью продуктивной зоны до 200 м связано с рядом сложностей, и качественная обработка всего интервала является непростой задачей. Ситуация на Астраханском газоконденсатном месторождении усугубляется сложностью конструкции скважины – продуктивный интервал на 80–90 % перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала, и вынуждает проводить обработку ПЗП через нижнюю часть интервала с подъёмом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта.

Виды технологий солянокислотных обработок эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения, средние значения кратности эффекта для каждой технологии за период с 1987 по 2018 гг. приведены в таблицах 1–3 и на рисунках 1–2.



**Рисунок 1** – Изменение кратности эффекта СКО в зависимости от их порядкового номера на Астраханском газоконденсатном месторождении за период с 1987 по 2018 гг.



**Рисунок 2** – Изменение кратности эффекта по успешным СКО в зависимости от их порядкового номера на Астраханском газоконденсатном месторождении за период с 1987 по 2018 гг.

Для оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении используется общепринятый в газопромисловой практике показатель «кратность эффекта», т.е. отношение дебита после обработки к дебиту до обработки.

Максимальное значение кратности эффекта достигнуто при проведении «простых» солянокислотных обработок. Так, например, по тем 32 обработкам, по которым имеется информация о кратности эффекта, этот показатель в среднем составил 3,6.



**Таблица 1** – Результаты солянокислотных обработок на Астраханском газоконденсатном месторождении за период с 1987 по 2018 г.

Порядковый № обработки	Количество		Результаты				
	Всего проведено, шт.	От общего кол-ва, %	Известное значение кратности эффекта, шт.	От кол-ва по порядковому номеру, %	От общего кол-ва, %	Среднее значение кратности эффекта	Интервал значений кратности эффекта min ÷ max
1	76	14,60	25	32,43	4,73	2,02	1,06 ÷ 4,8
2	124	24,26	86	69,11	16,77	1,38	0,25 ÷ 3,0
3	114	22,29	92	81,42	18,15	1,31	0,34 ÷ 2,9
4	94	18,34	72	77,42	14,20	1,29	0,32 ÷ 3,6
5	57	10,85	47	83,64	9,07	1,37	0,5 ÷ 3,6
6	32	5,52	25	89,29	4,93	1,22	0,14 ÷ 2,9
7	14	2,76	14	100	2,76	1,32	0,8 ÷ 2,2
8	5	0,79	2	50	0,39	1,20	1,0 ÷ 1,4
9	2	0,39	1	50	2,17	2,17	2,17
10	1	0,20	1	100	0,20	1,10	1,10
ИТОГО	519	100	365	–	71,40	1,44	–

**Таблица 2** – Зависимость кратности эффекта от порядкового номера успешных СКО на Астраханском газоконденсатном месторождении в период с 1987 по 2018 гг.

Порядковый № обработки	Количество		Результаты				
	Всего проведено, шт.	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт.			Среднее значение кратности эффекта	Интервал значений кратности эффекта min ÷ max
			Всего	–	+		
1	76	14,6	25	–	24	2,02	1,06 ÷ 4,8
2	124	23,8	86	17	69	1,52	1,02 ÷ 3,0
3	114	21,9	92	16	76	1,41	1,01 ÷ 2,9
4	94	18,1	72	22	50	1,48	1,03 ÷ 3,6
5	57	10,9	47	6	41	1,46	1,05 ÷ 3,6
6	32	6,1	25	7	18	1,39	0,14 ÷ 2,9
7	14	2,7	14	3	11	1,32	0,8 ÷ 2,2
8	5	0,9	2	1	1	1,20	1,0 ÷ 1,4
9	2	0,4	1	–	1	2,17	2,17
10	1	0,2	1	–	1	1,10	1,10
Итого	519	100	365	72	293	1,51	

Практика показывает, что у последующих обработок, проведённых по более совершенным технологиям, в т.ч. предусматривающих использование многокомпонентных активных жидкостей с одновременным увеличением объёма закачиваемой соляной кислоты, кратность редко превышает 2.

Данные средней кратности эффекта мероприятий по интенсификации притока газа в зависимости от вида обработки представлены в таблице 4.

**Таблица 4** – Эффективность мероприятий по интенсификации притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении

Технология обработки	Средняя кратность эффекта
Солянокислотная обработка	2,26
Метанольная СКО	1,83
СКО с блокированием водопроявляющих интервалов (ВПИ)	1,58
Эмульсионная СКО	1,7
Скоростная СКО	1,5
СКО с применением КСПЭО	1,4



Таблица 3 – Эффективность СКО на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения за период с 1987 по 2018 гг.

Технология обработки	Количество скв./оп.		Результаты						
	Всего проведено, шт.	От общего количества, %	Известное значение кратности эффекта, шт.		Среднее значение кратности эффекта		Интервал значений кратности эффекта min ÷ max		
			всего	– +	общее	+			
<b>1. Солянокислотная обработка</b>									
СКО	108	38,99	73	13	60	1,39	1,53	0,32÷4,8	1,01 ÷ 4,8
СКО(б)	35	12,64	30	9	21	1,31	1,53	0,25÷3,6	1,06 ÷ 3,6
СКО(ст)	105	37,18	88	13	75	1,33	1,43	0,34÷2,6	1,04 ÷ 2,6
СКО(с)	2	0,72	2	–	2	1,23	1,23	1,2÷1,26	1,20 ÷ 1,26
СКО при ГНКТ	37	10,47	30	2	28	1,60	1,66	0,9÷3,0	1,06 ÷ 3,0
<b>Итого</b>	<b>287</b>		<b>206</b>	<b>37</b>	<b>186</b>	<b>1,37</b>	<b>1,48</b>	<b>0,25 ÷ 4,8</b>	<b>1,01 ÷ 4,8</b>
<b>2. Кислотная ванна</b>									
СКВ	113	76,59	68	20	48	1,21	1,55	0,14 ÷ 2,7	1,03 ÷ 2,7
СКВ + инг.	26	18,06	3	–	3	1,29	1,29	1,06 ÷ 1,5	1,06 ÷ 1,5
СКВ при ГНКТ	13	5,56	13	2	11	1,30	1,38	0,83 ÷ 1,71	1,04 ÷ 1,71
<b>Итого</b>	<b>152</b>		<b>78</b>	<b>21</b>	<b>57</b>	<b>1,34</b>	<b>1,40</b>	<b>0,14 ÷ 2,7</b>	<b>1,02 ÷ 2,7</b>
<b>3. Метанольно-солянокислотная обработка</b>									
МСКО	19	58	12	4	8	1,25	1,48	0,6 ÷ 2,5	1,07 ÷ 2,5
МСКО(с)	14	42	12	2	10	1,52	1,66	0,8 ÷ 3,6	1,19 ÷ 3,6
<b>Итого</b>	<b>33</b>		<b>24</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>1,39</b>	<b>1,57</b>	<b>0,6 ÷ 3,6</b>	<b>1,07 ÷ 3,6</b>
<b>4. Эмульсионная СКО</b>									
СКОЭ	43	95	33	5	28	1,55	1,68	0,4 ÷ 2,9	1,02 ÷ 2,9
СКОЭ(б)	2	5	2	–	2	1,76	1,76	1,4 ÷ 2,12	1,4 ÷ 2,12
<b>Итого</b>	<b>45</b>		<b>35</b>	<b>5</b>	<b>30</b>	<b>1,66</b>	<b>1,72</b>	<b>0,4 ÷ 2,9</b>	<b>1,02 ÷ 2,9</b>
<b>5. Гидравлический разрыв пласта</b>									
ГРП	9	100	9	–	9	1,93	1,93	1,2 ÷ 3,0	1,2 ÷ 3,0



Годовой прирост добычи газа от проведённых работ по интенсификации в отдельные годы достигал 10–13 %, а в среднем за весь период разработки составил 6 %.

Продолжительность действия технологического эффекта от СКО колеблется в широких пределах от 1–2 месяцев до 6–12 и даже более 2-х лет. Такое разнообразие результатов можно объяснить, с одной стороны, особенностями технологии и организации проведения обработки, с другой – особенностями коллекторских свойств карбонатной породы.

### **Схема проведения интенсификации притока на Астраханском газоконденсатном месторождении**

Работы по интенсификации притока на Астраханском газоконденсатном месторождении условно предусматривают три технологических уровня. Технологическая схема работ по интенсификации сводится к следующему:

#### I технологический уровень

Кислотная ванна (КВ) или малообъёмная СКО с объёмом HCl в пределах 30–40 м<sup>3</sup>, первичная обработка – СКО с объёмом кислоты до 100 м<sup>3</sup>, очистка НКТ и забоя скважин от отложений комбинированной закачкой загущенных инертных жидкостей и кислотных составов.

Цель этих обработок – максимальная очистка фильтровой части эксплуатационной колонны и околоствольной зоны пласта от глинистого раствора, барита, глины и продуктов коррозии.

#### II технологический уровень

СКО с увеличенным по сравнению с первичной обработкой объёмом кислоты до 200–250 м<sup>3</sup>. Разновидностью этой обработки является метанольно-(спирто)-кислотная обработка МСКО.

Эффективное осуществление технологий второго уровня неизбежно сопровождается увеличением объёмов закачиваемой активной жидкости с каждой последующей кислотной обработкой. Эффективность каждой последующей обработки, как правило, снижается. В случае если объёмы кислоты при обработках незначительно превышают предыдущие, не происходит увеличения глубины обработки пласта и установления надёжной гидродинамической связи ствола скважины с новыми, не вовлечёнными ранее в активную фильтрацию, участками.

#### III технологический уровень:

- закачка кислотной гидрофобной эмульсии;
- высокоскоростная кислотная обработка;
- обработка ПЗП модифицированными кислотными составами;
- эмульсионная кислотная обработка;
- кислотная обработка с временной блокировкой наиболее дренированного интервала (технология комплексной обработки ПЗП с применением модифицированного дисперсного кремнезёма «Кварц», технология интенсификации добычи газа с элементами водоизоляции на основе кислотных составов алюмосиликатов, технология обработки ПЗП блокирующими составами на углеводородной основе).

Работы проводятся в соответствии со стандартом предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» СТП 05780913.16.2-2006 «Интенсификация притока газа. Организация работ».

Процесс проведения работ по интенсификации проводится по следующей схеме:

- проводится расстановка ёмкостного и насосного оборудования;
- проводится монтаж быстроръёмных соединений линии нагнетания;
- обвязка линии нагнетания с линией глушения, опрессовка;
- закачка кислотных и продавочных составов ведётся через линию глушения через НКТ на поглощение (если ожидаемое давление нагнетания превышает допустимое, устанавливается устьевой пакер «Tree saver»). Устьевой пакер предохраняет фонтанную арматуру (ФА) от разрушения при проведении работ на давлениях, превышающих давление опрессовки ФА).

Типовая схема обвязки и расположения оборудования при СКО на Астраханском газоконденсатном месторождении показана на рисунке 3.

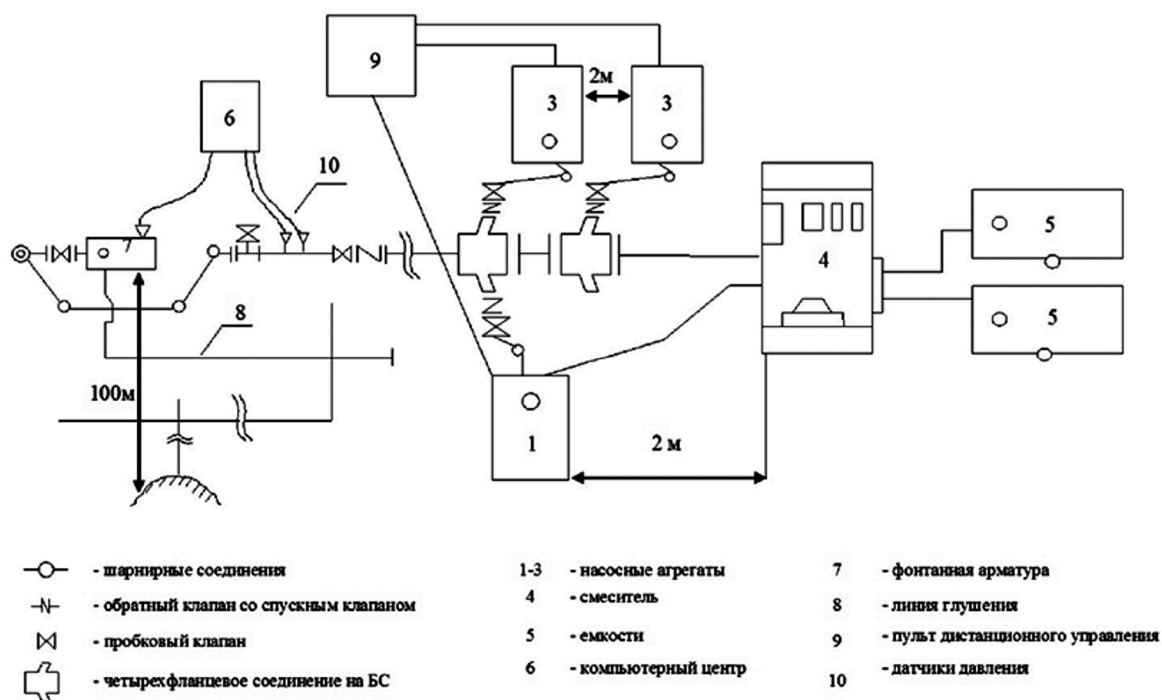
### **Виды обработок на Астраханском газоконденсатном месторождении. Первоначальные обработки**

Обработки скоростные. Анализ эффективности работ по интенсификации притока газа за начальный период разработки Астраханского газоконденсатного месторождения позволил выделить наиболее результативные виды воздействия на продуктивный пласт. К ним следует отнести скоростные обработки.

Работы по данной технологии проводились при давлениях, превышающих раскрытие микротрещин, что определялось по увеличению скорости закачки рабочей жидкости и падению давления на устье скважины. Превышение давления раскрытия микротрещин обеспечивает максимальную глубину проникновения активной кислоты в пласт.

С использованием данной технологии проведено 15 обработок, при этом кратность эффекта составила 1,56.





**Рисунок 3** – Типовая схема обвязки и расположения оборудования при СКО на Астраханском газоконденсатном месторождении

Кислотный гидроразрыв пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении

На Астраханском газоконденсатном месторождении имеется опыт проведения кислотного гидравлического разрыва пласта (1988–1991 гг.). Применение ГРП осложнялось большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С).

Технология осуществлялась при помощи специального оборудования фирмы «Fracmaster» (Канада). Технология проведения работ заключалась в следующем. Первоначально определялась приёмистость скважины закачкой метанола или конденсата. Затем с целью выравнивания профиля приёмистости и создания условий для обработки кислотным составом менее проницаемых участков и подключения к работе пласта по всей его толщине, закачивался гель либо комбинированная закачка стеклянных шаров диаметром 22,5 мм совместно с гелем. В качестве активной, реагирующей с пластом жидкости использовалась смесь соляной кислоты с метанолом либо гидрофобная кислотная эмульсия («соляная кислота в углеводородной среде»). Момент ГРП регистрировался на индикаторной диаграмме по резкому росту и последующему падению давления с одновременным ростом приёмистости.

Обработка кислотной эмульсией на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения

Одним из наиболее результативных видов интенсификации притока и широко применяемых видов обработок на Астраханском газоконденсатном месторождении является обработка пласта гидрофобной кислотной эмульсией. Основное преимущество данного вида работ заключается в существенном замедлении скорости реакции кислоты с карбонатной породой, селективность и глубокое проникновение активной жидкости в пласт, гидрофобизация коллектора, что снижает риск обводнения скважин.

Технология «Растворение ПЗП» на Астраханском газоконденсатном месторождении

Эффективной является разработанная специалистами Цехом научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР) ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань» технология «Растворение ПЗП».

Из литературных источников известно, что при каждой последующей кислотной обработке необходимо увеличивать объём активной жидкости в 1,5–2,0 раза по сравнению с ранее использованным объёмом соляной кислоты. Целью данной технологии являлось не увеличение радиуса воздействия (перекрытие в 1,5–2,0 раза ранее закачанных объёмов), а растворение ПЗП с целью устранения негативного эффекта смыкания трещин. Технология предусматривала закачку 50 м<sup>3</sup> кислотного раствора.

Всего по технологии «Растворение ПЗП» было проведено 62 обработки.

Таким образом, в течение первых 10 лет эксплуатации месторождения использовались различные технологии интенсификации. На подавляющем количестве эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения было проведено по 3–4, а на некоторых и большее количество кислотных обработок. На данных скважинах в результате закачки значительных количеств кислоты предпочтительно фильтрующейся в пласт по наиболее проницаемым каналам, возможно образование промытых зон. Этим фактом можно объяснить снижение кратности эффекта от проведения последующих кислотных обработок.



### Новые технологии обработки на Астраханском газоконденсатном месторождении

С целью повышения эффективности мероприятий по воздействию на пласт были разработаны и внедрены новые технологии, опробованы и адаптированы к условиям Астраханского газоконденсатного месторождения новые реагенты.

#### Применение модифицированных кислотных композиций на Астраханском газоконденсатном месторождении

Широкий ассортимент специализированных реагентов, разработанных в последнее время, позволяют поставить кислотную обработку по эффективности на один уровень с высокотехнологичными методами повышения производительности скважин, в том числе и с ГРП.

Одним из путей повышения эффективности обработки продуктивного карбонатного коллектора является обеспечение глубокого и селективного проникновения кислоты именно в продуктивную часть разреза. Этого можно достичь вводом в кислотный раствор реагентов, снижающих поверхностное натяжение на границе «вода – углеводород» и замедляющих скорость химической реакции активной жидкости с породой. Немаловажно облегчение удаления продуктов реакции из каналов фильтрации при отработке скважины.

Причиной высокой эффективности модифицированной кислотной композиции является высокая селективность и проникающая способность КСПЭО в углеводородонасыщенную часть пласта, обусловленная использованием комплексных ПАВ. Комплексная добавка снижает межфазное натяжение на границе «кислота – углеводород» и замедляет скорость взаимодействия состава с карбонатной породой. Содержащийся в добавке комплексобразователь обеспечивает полное удаление продуктов реакции из каналов фильтрации. Преимущество их применения было доказано в ходе опытно-промышленных испытаний на промысле Астраханского газоконденсатного месторождения. Результаты проведенных работ приведены в таблице 5.

**Таблица 5** – Эффективность мероприятий по интенсификации с применением КСПЭО на Астраханском газоконденсатном месторождении

№ скважины	Порядковый № обработки	Скорость закачки (max), м <sup>3</sup> /мин.	Объем кислоты, м <sup>3</sup>	Кратность эффекта
85	6	2,0	191	2,00
56д	3	2,4	162	2,00
83	8	2,3	237	1,25
101	3	1,6	50	не исследовалась
250	3	1,8	50	не исследовалась
437	3	2,5	207	1,40
614	2	2,0	100	1,20
74	6	1,5	80	1,00
2090	1	1,1	50	1,60
924	3	1,5	100	1,50
919	3	1,5	100	1,30
406	4	2,0	90	1,00
112	3	1,7	105	не исследовалась
451	6	2,0	105	1,00
75	6	2,0	100	1,45
Среднее значение кратности эффекта				1,40

По скважинам, на которых в тот же период были проведены кислотные обработки с использованием «стандартной» HCl, средняя кратность эффекта составила 1,2.

#### Использование синтетической соляной кислоты

Согласно уравнениям химических реакций взаимодействия карбоната кальция и 1 тонны соляной кислоты с содержанием 20 масс. % хлористого водорода (2) и 0,5 масс. % фтористого водорода растворится 300 кг породы и получится 9,75 кг нерастворимого осадка фторида кальция:



При условии, что в среднем на одну солянокислотную обработку используется около 100 тонн кислоты, количество образовавшегося нерастворимого осадка будет достигать 975 кг, при плотности



фторида кальция 3180 кг / м<sup>3</sup>, объём осадка составит более 0,3 м<sup>3</sup>. С учётом низких фильтрационно-емкостных свойств (среднее значение пористости 8,7–9,9 %, проницаемости  $(0,1 \div 5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) продуктивного коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения, такой объём нерастворимого осадка будет существенно снижать результативность обработки.

В настоящее время в основе всех кислотных композиций для увеличения производительности скважин Астраханского газоконденсатного месторождения используется кислота соляная синтетическая (производства ООО «Зиракс»), которая является целевым продуктом производства, следовательно, лишена посторонних примесей.

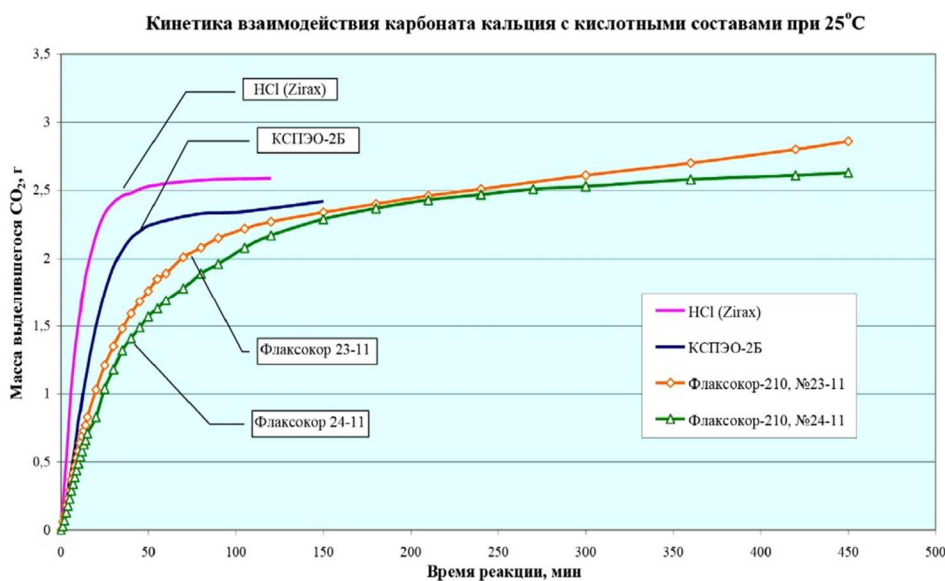
Комплексная очистка на Астраханском газоконденсатном месторождении (применение комплексного кислотного состава «Флаксокор»)

В последнее время на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения достаточно остро обозначилась проблема накопления шлама на забое скважин. Зачастую шламовые пробки настолько значительны, что имеют высоту более 1000 м с выходом в НКТ.

В условиях Астраханского газоконденсатного месторождения, характеризующихся карбонатным типом коллектора, использование для растворения шлама сильных кислот, таких как серная H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> и фтористоводородная HF, недопустимо по причине образования нерастворимых осадков сульфата и фторида кальция.

Для скважин, где выявлены такого рода проблемы, была разработана и внедрена технология очистки НКТ и забоя скважин с помощью малообъёмных кислотных составов с повышенной вязкостью. Для удаления шлама, приводящего к засорению дросселя ФА, совместно со специалистами ЗАО «Полиэкс» был разработан, исследован и адаптирован новый реагент «Флаксокор 110» по ТУ 2122-074-53501222-2009. Состав представляет собой 20 % раствор синтетической соляной кислоты с добавкой ингибитора коррозии и деструктора глин и полимерных материалов. Преимущество «Флаксокора 110» состоит в том, что он растворяет карбонатную составляющую шлама, а также разрушает и диспергирует крупные conglomerates, нерастворимые в соляной кислоте, что обеспечит их вынос на дневную поверхность в процессе отдувки. При этом полностью исключается вторичное образование нерастворимых осадков.

На рисунке 4 представлено сравнение кинетики реакции породы Астраханского газоконденсатного месторождения с различными кислотными композициями.



**Рисунок 4** – Сравнение кинетики реакции породы Астраханского газоконденсатного месторождения с различными кислотными композициями

Обработки с предварительной блокировкой ВПИ. В условиях постоянного роста обводнения продукции добывающих скважин Астраханского газоконденсатного месторождения целесообразно совмещение работ по стимуляции притока углеводородного сырья с одновременным ограничением поступления пластовой воды. На скважинах с незначительными водопроявлениями по технологии, разработанной ООО «АНИПИгаз», были проведены кислотные обработки, совмещенные с блокировкой водопроявляющих интервалов реагентом «Дисин». Сущность кислотной обработки с временной блокировкой наиболее дренированного интервала заключается в следующем: при попадании блокирующего материала в наиболее проницаемые пропластки происходит перераспределение потока кислотного состава в наименее дренированную часть коллектора, кроме того, при контакте с пластовой водой происходит увеличение содержания водной фазы в эмульсии, что приводит к резкому увеличению вязкости системы и блокированию водопроявляющих (высокопроницаемых) интервалов.



## Выводы

По результатам анализа данных о проведении обработок ПЗП на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения можно сделать следующие выводы:

– Наиболее эффективными (кратность дебита скважины после обработки по отношению к первоначальному дебиту достигает значения 3, 12) считаются первичные «простые» СКО на новых скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения.

– КО с применением эмульсий, КО с блокировкой ВПИ, КО с применением вязких систем, КО с применением модифицированных кислотных композиций также являются эффективными методами обработки ПЗП на Астраханском газоконденсатном месторождении. Средними значениями кратность дебита скважин после обработки по отношению к первоначальному дебиту для этих технологий равна 1,72; 1,58; 1,46; 1,40; соответственно.

– Трёхкратное увеличение дебита на обрабатываемых скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения и улучшению состояния ПЗП на них были достигнуты после проведения кислотного ГРП. Однако применение этой технологии осложняется большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С).

## Литература:

1. Стандарт предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» СТП 05780913.16.2-2006 «Интенсификация притока газа. Организация работ».
2. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021.
8. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
9. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
10. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
11. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация–2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4. Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
12. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
13. Сухин А.А., Шиян С.И. Анализ методов борьбы с гидратами на Астраханском газоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 383–392.
14. Сухин А.А., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой и технологической информации для проектирования мероприятий по интенсификации притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 237–257.
15. Организация и управление охраной окружающей природной среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / С.И. Шиян [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 266–271.
16. Экологические аспекты в нефтегазовом комплексе / С.И. Шиян [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 272–277.
17. Шиян С.И., Нелин А.К., Медведева Е.В. Источники и масштабы техногенного загрязнения в нефтяной промышленности // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 278–283.
18. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин на Ключевом месторождении / И.И. Шаблий [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 245–250.



19. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола / Е.А. Холопов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 248–266.

### References:

1. Enterprise Standard of Gazprom добыча Astrakhan LLC STP 05780913.16.2-2006 «Intensification of gas inflow. Organization of work».
2. Ecology in construction of oil and gas wells: textbook for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – South, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovsky D.A. Designing Acid Treatment of Formation: Methodological instructions for practical exercises in the discipline «Management of Well Productivity» for students of all forms of training 131000.62 «Oil and Gas Business». – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2014. – 86 p.
5. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
6. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
7. Savenok O.V. Designing of oil field development: manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021.
8. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of complications during exploitation of gas fields at the closing stage and the development of forecasting methods of reservoir rocks on the basis of interdisciplinary modeling methods // Nauka. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
9. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies adopted at the final stage of exploitation of gas fields // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
10. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and principles of development of multilayer deposits // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
11. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific and Practical Conference «Innovation–2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4. Geology, mining and metallurgy. – P. 153–154.
12. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of student science ka-department of information systems and programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
13. Sukhin A.A., Shiyani S.I. Analysis of methods to combat hydrates in the Astrakhan gas condensate field // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 383–392.
14. Sukhin A.A., Savenok O.V. Analysis of geological and technological information for designing measures to intensify gas inflow in the Astrakhan gas condensate field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 237–257.
15. Organization and management of environmental protection in the oil and gas industry / S.I. Shiyani [et al.] // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 266–271.
16. Environmental aspects in oil and gas complex / S.I. Shiyani [et al.] // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 272–277.
17. Shiyani S.I., Nelin A.K., Medvedeva E.V. Sources and extent of technogenic pollution in the oil industry // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 278–283.
18. Measures to prevent and combat complications in the operation of wells in the Kluchevoye field / I.I. Shabliy [et al.] // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 245–250.
19. Technique and technology of restoration of productivity of the well № 1273 of Urengoy field by sidetracking / E.A. Kholopov [et al.] // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 248–266.



УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND MEASURES TO CONTROL DEVELOPMENT OF THE VOSTOCHNO-LAMBEYSHORSKOYE FIELD

**Талеев Анатолий Евгеньевич**

студент направления подготовки нефтегазовое дело,  
Ухтинский государственный технический университет  
taleev135@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений и  
подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается анализ текущего состояния разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения, расположенного на территории Усинского района Республики Коми. Месторождение открыто в 2011 году и введено в промышленную разработку в 2012 году. По состоянию на 01.01.2019 г. добыча нефти по верхнедевонской залежи с начала разработки составила 3,7 % выработки от начальных извлекаемых запасов, обводненность добываемой продукции – 4 %, средний дебит по нефти 391,1 тонн / сут., текущий КИН равен 0,029 %. Пробуренный фонд составил 14 скважин (из них 8 – разведочных, 5 – горизонтальных, в том числе 1 из них – с пологим окончанием; 1 – нагнетательная), все действующие. Эксплуатация залежи велась на естественном режиме фонтанным способом. Осложняющими факторами при эксплуатации скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения, негативно влияющими на работу оборудования, являются парафинистая нефть (5,67 %) и высокое содержание сероводорода в газе (до 7,56 %).

**Ключевые слова:** анализ текущего состояния разработки месторождения; основные этапы проектирования разработки месторождения; характеристика состояния разработки месторождения; сопоставление проектных и фактических показателей разработки; анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой; анализ эффективности геолого-технических мероприятий.

#### Общие сведения о месторождении

**В** административном отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми (рис. 1).

Административный центр, г. Усинск, находится в 115 км к юго-востоку. В 25–35 км к востоку находятся крупные разрабатываемые нефтяные месторождения Возейской группы (Возейское, Верхневозейское) и в 45 км к юго-востоку расположено Баяндыское нефтяное месторождение. Ближайший населённый пункт – дер. Захар-Вань, расположен в 20 км к югу на правом берегу р. Печоры.

**Taleev Anatoly Evgenievich**

Student Training Direction  
Oil and Gas Engineering,  
Ukhta State Technical University  
taleev135@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department of  
Development and Operation of Oil and Gas  
Fields and Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article examines the analysis of the current state of development of the Vostochno-Lambeishorskoye field located in the Usinsky district of the Komi Republic. The field was discovered in 2011 and brought into commercial development in 2012. As of 01.01.2019, oil production from the Upper Devonian reservoir since the beginning of development amounted to 3,7 % of the production from the initial recoverable reserves, the water cut of the produced products – 4 %, the average oil production rate of 391,1 tons / day, the current oil recovery factor is 0,029 %. The drilled well stock consisted of 14 wells (of which 8 are exploration, 5 are horizontal, including 1 of them with a shallow end; 1 is injection), all operating. The deposit was exploited in a natural mode in a fountain manner. Complicating factors during the operation of the wells of the Vostochno-Lambeishorskoye field, which negatively affect the operation of the equipment, are paraffinic oil (5,67 %) and a high content of hydrogen sulfide in gas (up to 7,56 %).

**Keywords:** analysis of the current state of field development; main stages of field development design; characteristics of the state of field development; comparison of design and actual development indicators; analysis of the implementation of measures to control the development; analysis of the effectiveness of geological and technical measures.



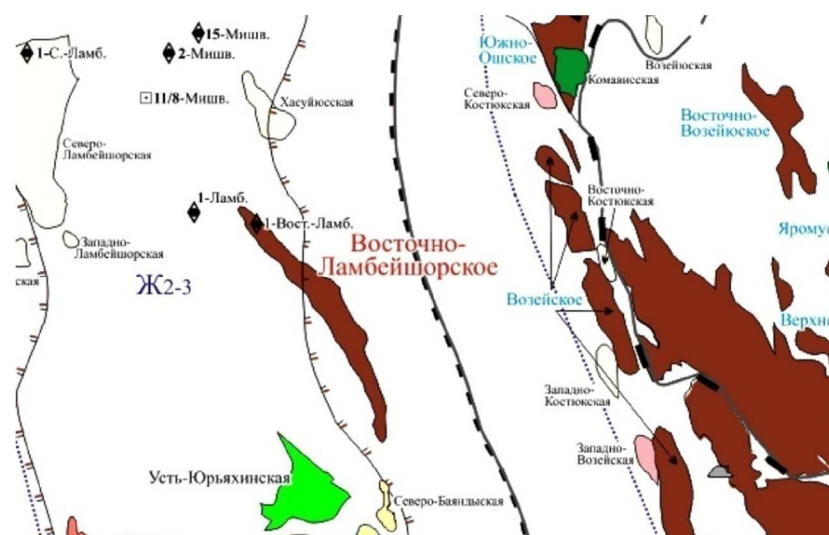


Рисунок 1 – Обзорная карта

В географическом отношении Восточно-Ламбейшорское месторождение располагается в пределах северо-восточной части Печорской низменности в левобережном бассейне р. Лая, протекающей в 3 км западнее месторождения. Площадь работ располагается на поверхности водноледниковой равнины.

**Основные этапы проектирования разработки месторождения**

Месторождение открыто в 2011 году. Первый действующий проектный технологический документ «Проект пробной эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения» был составлен институтом «ПечорНИПинефть» в 2012 году и утверждён СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 804 от 10.10.2012 г.). Основной целью пробной эксплуатации рассматриваемого месторождения являлось уточнение имеющейся к настоящему времени исходной геолого-геофизической и промысловой информации разведочного периода и получение дополнительных геофизических, геолого-промысловых и лабораторно-экспериментальных данных для переоценки запасов углеводородов и обоснованного проектирования промышленной разработки месторождения. Документ был принят сроком на 3 года с основными технико-экономическими показателями, представленными в таблице 1. Окончание действия проекта в 2014 году.

Таблица 1 – Показатели пробной эксплуатации 2012–2014 гг.

Ориентировочные проектные уровни	2012	2013	2014
Добыча нефти, тыс. тонн	325,3	511,3	829,1
Добыча жидкости, тыс. тонн	368,1	633,4	1006,8
Ввод новых добывающих скважин	2	2	2
Действующий фонд добывающих скважин	2	4	6
Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	–	–	157
Действующий фонд нагнетательных скважин	–	–	1
Добыча растворённого газа, млн м <sup>3</sup>	65,9	103,5	167,9

На период пробной эксплуатации:

- общий фонд скважин – 7, в том числе 6 добывающих (из них 3 горизонтальные, 1 боковой ствол), 1 нагнетательная;
- фонд скважин для бурения – 5, в том числе 4 добывающие (из них 3 горизонтальные, 1 боковой ствол), 1 нагнетательная;
- бурение четырёх разведочных скважин (в первый год – одной, во второй год – трёх).

С 2015 года месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения», выполненной институтом «ПечорНИПинефть» и утверждённой СЗ ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 1028 от 22.12.2014 г.).



Основные положения проектного документа:

- максимальные проектные уровни: добыча нефти – 1806,2 тыс. тонн (2022 г.), добыча жидкости – 4685 тыс. тонн (2035 г.), закачка воды – 3705 тыс. м<sup>3</sup> (2038 г.);
  - использование растворённого газа 95 % (с 2015 года по заключению Минэнерго РФ);
  - выделение одного объекта разработки: залежь D<sub>3</sub>fm<sub>1</sub>(zd);
  - разработка месторождения с поддержанием пластового давления методом внутриконтурного заводнения;
  - общий фонд скважин – 42, в том числе добывающих – 32 (с горизонтальным стволом – 16, наклонно-направленных – 4, наклонно-направленных с пологим окончанием – 3, разведочных – 9), нагнетательных – 10;
  - фонд для бурения – 28 скважин, в том числе добывающих 19 (12 горизонтальных стволов, 4 наклонно-направленных, 3 наклонно-направленных с пологим окончанием), нагнетательных – 9.
- Достигается накопленная добыча нефти – 41241 тыс. тонн, коэффициент извлечения нефти – 0,430, коэффициент вытеснения  $K_{\text{выт}}$  – 0,487, коэффициент охвата  $K_{\text{охв}}$  – 0,883, плотность сетки скважин – 114 га.

### Характеристика состояния разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2019 г. в пределах Восточно-Ламбейшорского месторождения в рифогенных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона пробуренный фонд составил 14 скважин (из них 8 – разведочных, 5 – горизонтальных, в том числе 1 из них – с пологим окончанием; 1 – нагнетательная), все действующие. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 2. Эксплуатация залежи велась на естественном режиме фонтанным способом.

По состоянию на 01.01.2019 г. добыча нефти по верхнедевонской залежи с начала разработки составила 2785,2 тыс. тонн, что соответствует 3,7 % выработки от начальных извлекаемых запасов, обводнённость добываемой продукции – 4 %, средний дебит по нефти 391,1 тонн / сут., текущий КИН равен 0,029 %.

Динамика показателей разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения приведена на рисунке 2.

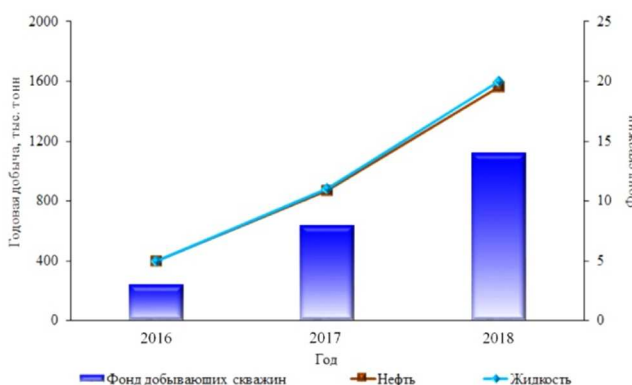


Рисунок 2 – Основные показатели разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения

Текущее пластовое давление на водонефтяном контакте равно 39,62 МПа при начальном 39,56 МПа, давление насыщения нефти газом 23,9 МПа. Динамика давления представлена на рисунке 3.

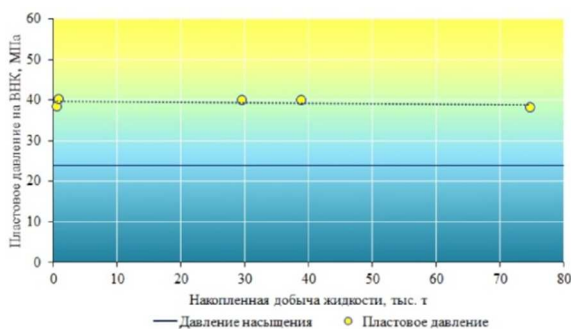


Рисунок 3 – Динамика пластового давления



Таблица 2 – Характеристика фонда скважин месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество
Фонд добывающих скважин	Пробурено	13
	Приобщение с других горизонтов	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Всего	13
	в том числе:	
	действующие	13
	из них фонтанные	13
	ЭЦН	–
	бездействующие	–
	в освоении после бурения	–
	Пьезометрические	–
	Переведены под закачку	–
	Приобщение с других горизонтами	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Ликвидированные	–
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	1
	Возвращено с других горизонтов	–
	Переведены из добывающих	–
	Всего	1
	в том числе:	
	действующие	1
	бездействующие	–
	в освоении после бурения	–
	Переведены на другие горизонты	–
	Ликвидированные	–

### Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

За 2018 год фактическая добыча нефти превысила проектную на 701,0 тыс. тонн (проект – 829,1 тыс. тонн, факт – 1530,1 тыс. тонн). Фактическая обводнённость по месторождению оказалась ниже проектной, за 2018 год обводнённость действующего фонда по проекту составляет 17,6 %, а по факту – 4 %. Фактический фонд добывающих скважин на конец 2018 года составил 14 единиц, что больше проектного на 8 скважин. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки приведено в таблице 3.

Перевыполнение по добыче нефти (+ 701,0 тыс. тонн) получено за счёт меньшей обводнённости (+ 217,5 тыс. тонн) и большего отработанного времени (+ 1362,7, тыс. тонн), что скомпенсировало потери из-за меньших дебитов скважин (– 879,2 тыс. тонн).

Превышение фактического уровня добычи нефти над проектным обусловлено большим фондом добывающих скважин (факт – 14, проект – 7), что связано с вводом в отработку на нефть 6 разведочных скважин и 1 эксплуатационной горизонтальной скважины, пробуренной с опережением проектных сроков в 2018 году (по проекту – 2019 г.).

За период пробной эксплуатации (2012–2014 гг.) выполнены следующие проектные решения:

- внесены оперативные коррективы в геолого-гидродинамическую модель фаменской залежи по результатам бурения эксплуатационных и разведочных скважин;
- выполнен оперативный подсчёт запасов углеводородного сырья;
- отобран керн в восьми скважинах;
- отобрано 19 глубинных и 1 поверхностная проба нефти и растворённого газа;
- осуществлён контроль за режимом эксплуатации (замеряются дебиты, обводнённость, пластовые и забойные давления);
- выполнено 27 промыслово-геофизических исследований по 10 скважинам (профиль притока – 12 скважино-операций, перфорация – 11 скважино-операций, акустическая цементометрия, фазокоорреляционная диаграмма, гамма-гамма цементометрия с использованием скважинного гамма-дефектомера-толщиномера – 4 скважино-операции, отбивка забоя и установка пакера – 2 скважино-операции) и 31 гидродинамических исследований в семи скважинах (комплекс испытателя пластов – 15 исследований, модульный динамический испытатель пластов – 2, ГДИ-ПГИ – 14).

В соответствии с руководящими документами (РД) отклонение фактической добычи нефти от проектной не регламентируется.



Таблица 3 – Сопоставление проектных и фактических показателей Восточно-Ламбейшорского месторождения

Показатели	Годы			
	2017		2018	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс. тонн	511,3	869,0	829,1	1530,1
в том числе из переходящих скважин	337,4	536,2	664,6	1082,8
из новых скважин	173,9	332,8	164,5	447,3
Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	5	2	6
в том числе из эксплуатационного бурения	1	2	2	4
из разведочного бурения	–	3	–	2
боковых стволов	1	–	–	–
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, тонн/сут.	701	555	558	438
Среднее число дней работы новой скважины, дни	124	120	147	170
Выбытие добывающих скважин, ед.	–	–	–	–
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
в том числе нагнетательных в отработке	–	–	–	–
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4	8	6	14
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	–	–	–	–
Фонд механизированных скважин, ед.	–	–	–	–
Ввод нагнетательных скважин, ед.	–	–	1	–
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	–	–	–	–
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	–	–	1	–
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	–	–	1	–
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн / сут.	648	516	680	408
Средний дебит переходящих скважин жидкости, тонн / сут.	603	492	696	395
Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн / сут.	781	559	617	442
Средняя обводнённость продукции действующего фонда, %	19,3	0,5	17,6	4,0
Средняя обводнённость продукции переходящих скважин, %	23,3	0,4	19,4	5,2
Средняя обводнённость продукции нового фонда скважин, %	10,3	0,7	9,6	1,1
Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн / сут.	523,5	512,6	560,3	391,1
Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн / сут.	–	489,7	560,9	374,7
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	633,4	873,7	1006,8	1593,9
в том числе из переходящих скважин	440	538,5	825	1141,8
из новых скважин	194	335,1	182	452,2
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	1002	1260,8	2008	2854,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	837	1255,1	1666	2785,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,016	0,019	0,033	0,029
Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	3,8	4,5	7,6	6,8
Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	2,3	3,1	3,8	3,7
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	3,2	4,0	3,8
Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	–	–	157	–
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>	–	–	157	–
Компенсация отбора текущая, %	–	–	10	–
Компенсация отбора с начала разработки, %	–	–	5	–
Добыча растворённого газа, млн м <sup>3</sup>	65,9	185,3	167,9	185,7
Добыча растворённого газа с начала разработки, млн м <sup>3</sup>	167,9	252,3	335,8	438,0

### Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой

За 2018 год на месторождении проведено 7 промыслово-геофизических исследований по пяти скважинам.

В добывающих скважинах №№ 1 и 6 проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах.

В скважине № 1 исследование выполнено при отработке на 30 мм штуцере. В эксплуатации середина пласта D<sub>3</sub>fm. На притоке работает вся перфорированная толщина пласта. Основной приток в скважину (81 %) отмечается из нижнего интервала перфорации, 19 % притока – из верхнего. Приток представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается из интервала 3693–3694 м. Дебит на поверхности составил 481,6 м<sup>3</sup> / сут. Регистрация кривой восстановления давления (КВД) и расчёт гидродинамических параметров пласта не выполнены. Рекомендуются выполнить регистрацию КВД с целью определения продуктивной характеристики скважины.



В скважине № 6 исследования выполнены при отработке на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. В эксплуатации верхняя часть пласта D<sub>3</sub>fm. Весь приток в скважину отмечается из середины перфорированного интервала, работа кровли и подошвы интервала перфорации не отмечается. По термометрии отмечается незначительный заколонный переток в интервале 3741–3752 м (по данным АКЦ сцепление цементного камня с колонной в данном интервале частичное, заколонный переток имеет место быть). Водонефтяной раздел отмечается на глубине 3731,6 м. Состав притока в процессе исследования представлен нефтью с газом и незначительным содержанием воды. Поступление воды отмечается с глубины 3731 м. Общий дебит притока по результатам исследований составил 260 м<sup>3</sup> / сут. По результатам отработки скважины на штуцерах построена индикаторная диаграмма, также выполнена регистрация КВД.

В разведочной скважине № 8 выполнены исследования по определению качества цементирования эксплуатационной колонны. Во всём интервале исследований отмечается хорошее качество цементажа – сцепление цементного камня с колонной хорошее, участками частичное.

Выполнена перфорация верхней части пласта D<sub>3</sub>fm, после чего проведены исследования по определению профиля притока при отработке на штуцерах. Скважина отработана на 8 мм, 12 мм и 16 мм штуцерах. По результатам исследований отмечается работа всей перфорированной толщины пласта, при этом 19 % притока поступает из верхнего интервала перфорации, 81 % – из нижнего. Основной приток приходится на середину пласта. Колонна герметична, заколонные перетоки отсутствуют. Приток представлен нефтью с газом.

В горизонтальной скважине № 27Г выполнены исследования по определению положения забоя. Текущий забой отмечается на глубине 3732 м. Исследования при освоении не проводились. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

В скважине № 32Н выполнена перфорация пласта D<sub>3</sub>fm. Исследования при освоении скважины не проводились. Скважина пущена в работу. Рекомендуется выполнить исследования по определению профиля притока с регистрацией КВД с целью выделения работающих толщин и определения продуктивной характеристики скважины.

Из гидродинамических исследований в 2018 году выполнено 2 регистрации КВД при геофизических исследованиях и 2 исследования методом установившихся отборов в скважинах №№ 6 и 8. Данные представлены в таблице 4.

**Таблица 4** – Результаты ГИС

Пласт	D <sub>3</sub> fm
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	
план	120,0
факт	37,9
Пористость, доли ед.	
план	0,089
факт	0,076
Нефтенасыщенность, доли ед.	
план	0,93
факт	0,92
Проницаемость, 10–3 мкм <sup>2</sup>	
план	–
факт	25,1

В целом в 2018 году все исследования (как промыслово-геофизические, так и гидродинамические) проведены корректно, поставленные задачи выполнены, полученные данные достоверны.

В 2018 году на месторождении в эксплуатацию введено 6 новых скважин (скважины №№ 5, 8, 25ГС, 27ГС, 28 ГС и нагнетательная скважина № 32Н с отработкой на нефть). Профиль притока выполнен только в скважине № 8. Согласно протоколу, исследования по определению профиля притока должны выполняться во всех новых скважинах при вводе в эксплуатацию. Рекомендуется выполнить исследования в скважинах №№ 5, 25ГС, 27ГС, 28ГС и 32Н. Кроме того, в скважинах №№ 3, 22ГС и 24ГС, введённых в эксплуатацию в прошлом году, также отсутствуют исследования по определению профиля притока (в горизонтальных скважинах исследования рекомендуется проводить с помощью технологического комплекса для исследований горизонтальных скважин «ЛАТЕРАЛЬ»).

Следует отметить, что помимо новых скважин исследования по определению профиля притока выполнены в двух скважинах действующего фонда на начало года. Общий охват скважин данным видом исследований с учётом всех действующих скважин в текущем году составил 20 %.

Во всех новых скважинах с целью оценки продуктивной характеристики при вводе в эксплуатацию необходимо проводить исследования на стационарном режиме фильтрации, а с целью контроля



за изменением физико-химических свойств пласта необходимо выполнять регистрацию КВД (кривой восстановления уровня (КВУ)). В текущем году качественные исследования выполнены в одной новой скважине (скважина № 8), а также в скважине № 6, введенной в эксплуатацию в конце прошлого года. Необходимо выполнить исследования в остальных скважинах (скважины №№ 5, 25ГС, 27ГС, 28 ГС, а также в скважинах №№ 3, 22 ГС и 24 ГС, введенных в эксплуатацию в прошлом году).

Кроме того, исследования по определению профиля притока и источника обводнения рекомендуется проводить в обводнявшихся скважинах. В 2018 году рост обводнённости отмечается в скважине № 3 (обводнённость выросла на 30 %).

Стоит отметить, что на месторождении не выполняется программа по замерам пластовых и забойных давлений – за текущий год прямыми замерами давлений не охвачена ни одна скважина.

В целом можно констатировать, что программа промыслово-геофизических и гидродинамических исследований выполняется не в полном объеме. Из пяти новых скважин только в скважине № 8 выполнен полный необходимый комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Остальные скважины были пущены в работу без единого исследования.

В дальнейшем рекомендуется проводить полный комплекс необходимых исследований по всем новым скважинам, вводимым в эксплуатацию.

### Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения. – Ухта : Филиал «ПечорНИПИнефть», 2015. – 267 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
5. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
10. Аббасова С.В. О возможности применения горизонтальных скважин с целью повышения технологических процессов нефтегазодобычи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 37–39.
11. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
12. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
14. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
15. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
16. Савенок О.В., Поварова Л.В., Скиба А.С. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.

### References:

1. Author's supervision over the implementation of the Technological development scheme of the Vostochno-Lambeysorskoye oil field. – Ukhta : Branch of PechorNIPIneft, 2015. – 267 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
5. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.





6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra Engineering, 2019. – 548 p.
9. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
10. Abbasova S.V. On the possibility of using horizontal wells in order to improve technological processes of oil and gas production // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 37–39.
11. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of production complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
13. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
14. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic assessment of the impact of factors on the effectiveness of geological and technical measures // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
15. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
16. Savenok O.V., Povarova L.V., Skiba A.S. Features of operation of producing wells in Western Siberia // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.



УДК 622.276.5+622.297.5(072.8)

## ГИДРОДИНАМИКА СИСТЕМЫ ТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ГЕТЕРОГЕННОМ ОГРАНИЧЕННОМ ПЛАСТЕ

### HYDRODYNAMICS OF THE THERMAL WELL SYSTEM IN A HETEROGENEOUS CONFINED FORMATION

**Шарнов Александр Иванович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры машин и оборудования  
нефтяных и газовых промыслов  
Армавирского механико-технологического  
института (филиал),  
Кубанский государственный  
технологический университет  
a.i.sharnov@mail.ru

**Sharnov Alexander Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the Department of  
Machinery and Equipment of  
Oil and Gas Fields,  
Armavir Institute of Mechanics and  
Technology (Branch),  
Kuban State University Technology  
a.i.sharnov@mail.ru

**Аннотация.** Исследована гидродинамика циркуляционной тепловой системы, состоящей из двух скважин эксплуатационной и нагнетательной в условиях конечного гетерогенного пласта. Получены аналитические зависимости для определения полей давления, дебитов скважин, скоростей фильтрации, утечек теплоносителя из системы.

**Annotation.** The hydrodynamics of a circulating heat system consisting of two wells, the production and injection wells, under conditions of a finite heterogeneous formation is studied. Analytical dependences for determining pressure fields, well flow rates, filtration rates, and coolant leaks from the system are obtained.

**Ключевые слова:** фильтрация, жидкость, ограниченный, пласт, гетерогенный, скважина, дебит, гидродинамика, система, циркуляция.

**Keywords:** filtration, liquid, limited, formation, heterogeneous, well, flow rate, hydrodynamics, system, circulation.

**Р**ассмотрим задачу нестационарной фильтрации теплоносителя для системы, состоящей из двух скважин, в ограниченной области гетерогенного пласта с расходом  $Q_0$  на внешней границе.

Решение задачи в аналогичной постановке для неограниченного гетерогенного пласта представлено автором в работе [1]. В данном случае в постановке задачи условие на бесконечности заменится условием на внешней границе:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=b} = 0 \tag{1}$$

Введя безразмерные переменные и новую неизвестную функцию  $u = \frac{P - P_{пл}}{P_3}$  ( $P_3 = P_{пл}$ ,  $u_3 = 0$ ) и применив преобразование Лапласа по переменной  $F_0$  получим краевую задачу для изображения в виде:

$$\frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \bar{u}}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial \theta^2} - \delta^2 \bar{u} = 0, \quad 1 \leq r \leq b; \tag{2}$$

$$\bar{u}|_{r=1} = \frac{u_3}{\sigma(1 + \xi\sigma)}, \tag{3}$$

$$\left. \frac{\partial \bar{u}}{\partial r} \right|_{r=b} = 0 \tag{4}$$

$$\lim_{r_1 \rightarrow 0} r_1 \cdot \frac{\partial \bar{u}}{\partial r_1} = -\frac{\bar{q}}{\sigma(1 + \xi\sigma)}, \quad \bar{q} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi \tau_0 h P_{пл}}. \tag{5}$$

Используя теорему сложения для функций Бесселя, фундаментальное решение уравнения (2) с учетом условия (5) представим в виде:



$$V = \begin{cases} \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} \varepsilon_k I_k(r\delta) K_k(R\delta) \cos k\theta, & r \leq R; \\ \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} \varepsilon_k I_k(R\delta) K_k(r\delta) \cos k\theta & r > R, \end{cases} \quad (6)$$

где  $\varepsilon_k = \begin{cases} 1, & k = 0; \\ 2, & k \neq 0 \end{cases}$ ,  $I_k(x)$ ,  $K_k(x)$  – модифицированные функции Бесселя I и II рода соответственно.

Определяя функцию W по методу разделения переменных, имеем ( $u = V + W$ ):

$$u = \begin{cases} \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} [\varepsilon_k I_k(r\delta) K_k(R\delta) + a_k I_k(r\delta) + c_k K_k(r\delta)] \cos k\theta, & r \leq R; \\ \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} [\varepsilon_k I_k(R\delta) K_k(r\delta) + a_k I_k(r\delta) + c_k K_k(r\delta)] \cos k\theta & r > R, \end{cases} \quad (7)$$

Удовлетворяя решение (7) условиям (3) (4), получим систему уравнений для определения коэффициентов  $a_k$  и  $c_k$

$$\begin{cases} \varepsilon_k I_k(\delta) K_k(R\delta) + a_k I_k(\delta) + c_k K_k(\delta) = 0, \\ \varepsilon_k I_k(R\delta) K_k'(b\delta) + a_k I_k'(b\delta) + c_k K_k'(b\delta) = 0. \end{cases} \quad (8)$$

Определив  $a_k$  и  $c_k$  из (8), получим:

$$u = \begin{cases} \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{\varepsilon_k A_k(r\delta, \delta) B_k(R\delta, b\delta)}{B_k(\delta, b\delta)} \cos k\theta, & r \leq R; \\ \frac{\bar{q}}{\sigma(1+\xi\sigma)} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{\varepsilon_k A_k(R\delta, \delta)(r\delta, b\delta)}{B_k(\delta, b\delta)} \cos k\theta, & r > R, \end{cases} \quad (9)$$

где  $A_k(\alpha, \beta) = I_k(\alpha) K_k(\beta) - K_k(\alpha) I_k(\beta)$ ,  
 $B_k(\alpha, \beta) = I_k(\alpha) K_k'(\beta) - K_k(\alpha) I_k'(\beta)$ .

Так как подынтегральная функция интеграла Фурье-Меллина от изображения (10) однозначна относительно  $\beta$ , используя для определения оригинала теорему разложения, будем иметь

$$u_i = \begin{cases} \frac{\bar{q}}{2} \ln c_1 + \pi^2 \sum_{k=0}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \varepsilon_k D_{k,m} \Phi_i(\lambda_{k,m}^2 F_0) \cos k\theta, & 1 \leq r < R, \\ \frac{\bar{q}}{2} \ln c_2 + \pi^2 \sum_{k=0}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \varepsilon_k E_{k,m} \Phi_i(\lambda_{k,m}^2 F_0) \cos k\theta, & R \leq r \leq b, \end{cases} \quad (10)$$

$$D_{k,m} = L_{k,m} \cdot F_{k,m}(r) \cdot M_{k,m}(R),$$

$$E_{k,m} = L_{k,m} \cdot F_{k,m}(R) \cdot M_{k,m}(r),$$

$$L_{k,m} = \frac{J_k(\lambda_{k,m}) J_k'(b, \lambda_{k,m})}{[J_k'(b, \lambda_{k,m})]^2 - J_k^2(\lambda_{k,m}) \left(1 - \frac{k^2}{b^2 \lambda_{k,m}^2}\right)}.$$

$$F_{k,m}(\alpha) = J_k(\alpha \lambda_{k,m}) Y_k(\alpha \lambda_{k,m}) - J_k(\lambda_{k,m}) Y_k(b \lambda_{k,m}),$$

$$M_{k,m}(\alpha) = J_k'(b \lambda_{k,m}) Y_k(\alpha \lambda_{k,m}) - J_k(\alpha \lambda_{k,m}) Y_k'(b \lambda_{k,m}),$$

$$c_1 = \frac{r^2 f\left(\frac{R}{rb^2}\right) f\left(\frac{1}{rR}\right)}{f\left(\frac{rR}{b^2}\right) f\left(\frac{r}{R}\right)}, \quad c_2 = \frac{R^2 f\left(\frac{r}{Rb^2}\right) f\left(\frac{1}{rR}\right)}{f\left(\frac{rR}{b^2}\right) f\left(\frac{R}{r}\right)};$$

$$f(\alpha) = 1 + 2\alpha \cos \theta + \alpha^2,$$



$$\Phi_1(\lambda_{k,m}^2, Fo) = \frac{\exp\left(-\frac{\lambda_{k,m}^2 Fo}{1 + \xi \lambda_{k,m}^2}\right)}{1 + \xi \lambda_{k,m}^2},$$

$$\Phi_2(\lambda_{k,m}^2, Fo) = \exp\left(-\frac{\lambda_{k,m}^2 Fo}{1 + \xi \lambda_{k,m}^2}\right),$$

где  $\lambda_{k,m}$  – корни трансцендентного уравнения

$$J_k(\lambda)Y_k'(\lambda b) - Y_k'(\lambda)J_k(\lambda b) = 0, \tag{11}$$

$J_k(x), Y_k(x)$  – функции Бесселя I и II рода соответственно.

Первые корни уравнения (2) приведены в таблице:

R	$\alpha_1$	$\alpha_2$	$\alpha_3$	$\alpha_4$	$\alpha_5$
$3 \cdot 10^3$	$1,75 \cdot 10^{-4}$	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$2,42 \cdot 10^{-3}$	$3,48 \cdot 10^{-3}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$
$2,5 \cdot 10^3$	$2,12 \cdot 10^{-4}$	$1,63 \cdot 10^{-3}$	$2,91 \cdot 10^{-3}$	$4,18 \cdot 10^{-3}$	$5,44 \cdot 10^{-3}$

Определим дебит эксплуатационной скважины циркуляционной тепловой системы. Используя введенные ранее безразмерные переменные, будем иметь:

$$Q_э = \frac{2hk_0P_э}{\mu} \int_0^\pi \frac{\partial u_1}{\partial r} \Big|_{r=1} d\theta$$

Дифференцируя (9) при  $r = 1$ , получим

$$\frac{\partial u_1}{\partial r} \Big|_{r=1} = \frac{q}{\sigma(1 + \xi\sigma)} \sum_{k=0}^\infty \varepsilon_k \frac{B_k(R\delta, b\delta)}{B_k(\delta, b\delta)} \cos k\theta. \tag{12}$$

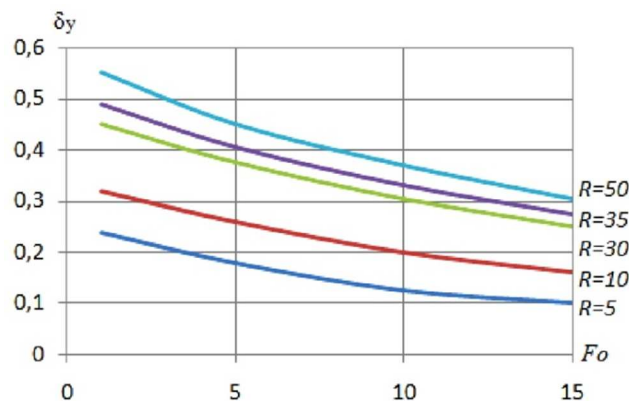
Из (12), выполнив обратное преобразование, получим формулу для утечек в условиях конечного пласта в горизонтальном направлении.

$$\delta_y = \pi \sum_{m=1}^\infty L_{0,m} M_{0,m}(R) \frac{\exp\left(-\frac{\lambda_{0,m}^2 Fo}{1 + \xi \lambda_{0,m}^2}\right)}{1 + \xi \lambda_{0,m}^2} \tag{13}$$

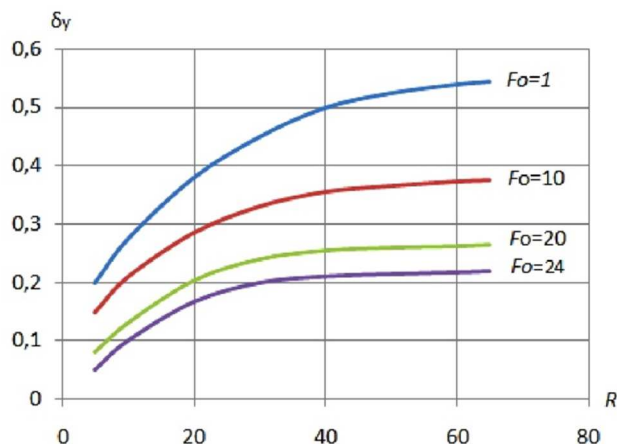
где  $\delta_y = \frac{Q_H - Q_э}{Q_H}$ .

Из полученных формул при  $\xi = 0$  следуют формулы, описывающие гидродинамику циркуляционной тепловой системы, образованных в пористых пластах, полученные автором ранее [2].

На рисунках 1, 2 представлено изменение утечек теплоносителя из циркуляционной тепловой системы в зависимости от времени закачки, коллекторских свойств пород и геометрических параметров системы.



**Рисунок 1** – Изменение утечек теплоносителя из циркуляционной тепловой системы в зависимости от времени закачки



**Рисунок 2** – Изменение утечек теплоносителя из циркуляционной тепловой системы в зависимости от геометрии системы

### Литература:

1. Шарнов А.И. Гидродинамика системы термальных скважин в гетерогенном неограниченном пласте // Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.) : в 7 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2020. – Т. 2. – С. 424–429.
2. Шарнов А.И. Фильтрация к скважине в гетерогенном пласте двойной пористости // Булатовские чтения : материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) : в 7 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 222–231.

### References:

1. Sharnov A.I. Hydrodynamics of thermal well system in heterogeneous unconfined reservoir // Bulatov readings : proceedings of IV International Scientific-Practical Conference (March 31, 2020) : in 7 vol. Collection of articles / Under general ed. of Doctor of Technical Sciences, professor O.V. Savenok. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South. – 2020. – Vol. 2. – P. 424–429.
2. Sharnov A.I. Filtration to the well in a heterogeneous layer of double porosity // Bulatov Readings : Proceedings of II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) : in 7 vol. Collection of articles / Under general ed. of Doctor of Technical Sciences, professor O.V. Savenok. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 222–231.



УДК 622.276.66

## АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГРИНЬКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### ANALYSIS OF TECHNOLOGY APPLICATION DIRECTIONAL HYDRAULIC FRACTURING ON THE GRINKOVSKOYE OIL FIELD

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
akngs@mail.ru

**Мамедов Сулейман Алиевич**

студент  
кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
iliasisharif1930@gmail.com

**Зиноватный Андрей Сергеевич**

студент  
кафедры оборудования нефтяных и газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
zinovatny.00@mail.ru

**Душкин Алексей Игоревич**

студент кафедры оборудования нефтяных и  
газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
dushkin.00@mail.ru

**Кусова Лизавета Геннадиевна**

ученица 11А класса  
МБОУ лицей №4 г. Краснодара  
kusovalisa@gmail.com

**Аннотация.** Распространённой и успешной технологией интенсификации нефтедобычи и увеличения коэффициента нефтеизвлечения для малодебитных, низкообводнённых скважин, эксплуатирующих неоднородные продуктивные пласты с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, является технология гидравлического разрыва пласта. В частности, для интенсификации притока нефти к забою скважин применяют гидравлический разрыв пласта и его различные варианты – многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе и т.д. Актуальность статьи обусловлена тем, что в мировой практике газонефтедобычи для интенсификации притока флюидов в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые продуктивные пласты, распространение получил способ направленного гидравлического разрыва пласта. При его проведении в призабойной зоне пласта образуется разветвлённая система дренирования за счёт раскрытия естественных микротрещин и создания вертикальной трещины большой протяжённости.

**Shiyani Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of Oil and  
Gas Field Equipment,  
Kuban State Technological University  
akngs@mail.ru

**Mamedov Suleiman Aliевич**

Student,  
Department Equipment of  
Oil and Gas Field,  
Kuban State Technological University  
iliasisharif1930@gmail.com

**Zinovatny Andrey Sergeevich**

Student,  
Department Equipment of Oil and Gas Fields,  
Kuban State Technological University  
zinovatny.00@mail.ru

**Dushkin Alexey Igorevich**

Student,  
Oil and Gas Field Equipment,  
Kuban State Technological University  
dushkin.00@mail.ru

**Kusova Lizaveta Genadievna**

Pupil of 11A Class,  
Lyceum №4 of Krasnodar  
kusovalisa@gmail.com

**Annotation.** A widespread and successful technology for stimulating oil production and increasing the oil recovery factor for low-flow, low-water-cut wells operating inhomogeneous productive formations with low reservoir characteristics is hydraulic fracturing technology. In particular, hydraulic fracturing and its various options – multiple hydraulic fracturing, directed hydraulic fracturing, hydrochloric acid-based fracturing, etc. are used to stimulate oil flow to the bottom of wells. The relevance of the article is due to the fact that in the world practice of gas and oil production to stimulate the inflow of fluids in wells that open low-permeable productive formations, the method of directional hydraulic fracturing has become widespread. When it is carried out, a branched drainage system is formed in the bottomhole formation zone due to the opening of natural microcracks and the creation of a long vertical crack.





**Ключевые слова:** анализ проблем и применяемых технологий гидравлического разрыва пласта; выбор технологии ремонта скважин; промывка скважины после ГРП; оборудование и технологические жидкости, используемые для направленного гидроразрыва пласта; сущность метода кислотной обработки трещин; освоение и сдача скважины после ГРП; параметры ГРП с применением технологии J-FRAC.

**Keywords:** analysis of problems and applied technologies of hydraulic fracturing; selection of well workover technology; well flushing after hydraulic fracturing; equipment and process fluids used for directional hydraulic fracturing; essence of the acidizing method of fractures; development and delivery of the well after hydraulic fracturing; hydraulic fracturing parameters using J-FRAC technology.

**Анализ проблем и применяемых технологий гидравлического разрыва пласта**

**В** рамках Гриньковского нефтяного месторождения основным объектом применения технологии ГРП являются пласты группы АС9.

Технология ГРП опробована практически для всех отложений Западной Сибири, начиная от верхнемеловых до юрских отложений. Кратность увеличения дебитов изменяется от единиц до десятков раз.

Несмотря на то, что в целом главная задача – увеличение дебита по нефти после ГРП – решена, успешность производства работ различна и зависит от многих факторов, как геологических, так и технологических.

Для обеспечения эффективности процесса гидроразрыва перед выбором расклинивающего материала необходимо определить оптимальную длину трещины в зависимости от проницаемости пласта с учётом радиуса зоны дренирования скважины и близости нагнетательных скважин. Теоретическая зависимость оптимальной полудлины трещины L (расстояние от ствола скважины до вершины трещины) от проницаемости пласта k приведена в таблице 1. При выборе L необходимо учитывать радиус зоны дренирования скважины и близость нагнетательных скважин. Оптимальная величина L не должна выходить за пределы зоны дренирования скважины.

**Таблица 1** – Оптимальная полудлина трещины L в зависимости от проницаемости пласта k

$k \cdot 10^{-3}, \text{ мкм}^2$	100	10	1	0,5	0,1	0,05
L, м	40–65	50–90	100–190	135–250	250–415	320–500

В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс гидроразрыва проводят по технологии поинтервального ГРП.

Как известно геологическая среда повсеместно находится в напряжённом состоянии, которое влияет на характеристики продуктивных пластов и на условия ведения работ на месторождениях. С целью определения влияния зенитного угла, ствола скважины в интервале продуктивного пласта, на напряжение возникающие в геологической среде, при производстве гидравлического разрыва пласта, авторами проведён анализ промысловых данных по ряду месторождений Западной Сибири. Промысловый анализ позволил выявить влияние зенитного угла на градиент разрыва пласта, на основании которого можно утверждать, что достичь разрыва пласта в скважинах с большим зенитным углом, и последующим его увеличением до определённого значения, можно при меньшем давлении разрыва. При этом с увеличением зенитного угла ствола (до определённого значения) наклонной скважины удельные дебиты нефти увеличиваются.

Анализ забойного давления при проведении гидравлического разрыва пласта на девяти скважинах Гриньковского месторождения позволил определить градиент давления разрыва горной породы в интервале эксплуатационного объекта, средняя величина которого составила 0,0151 МПа / м (0,0126–0,0168) МПа. Отмечается влияние отклонения скважины от вертикали на градиент разрыва. На активных тектонических площадях, или в зонах с высокой сбросовой активностью, градиент давления разрыва пород на 20 % меньше, чем в нормальных геологических условиях.

Промысловый анализ проведенных гидравлических разрывов пласта на месторождениях Западной Сибири выявил влияние зенитного угла на градиент давления разрыва, достичь разрыва пласта в скважинах с большим зенитным углом можно при меньшем давлении, однако создать качественную трещину будет проблематично из-за меньшего давления, затрачиваемого на развитие трещины.

Известно, что главным фактором, влияющим на конечный результат операции по гидравлическому разрыву, является сохранение максимальной раскрытости трещины. Для того чтобы поддержать, созданную трещинную проницаемость, применяется расклинивающий агент. Расклинивающий агент должен обеспечивать и поддерживать, созданные фильтрационные каналы с высокой проницаемостью для притока жидкости из пласта в ствол скважины.

На частицы проппанта действует напряжение закрытия трещины (горное давление). В результате этого некоторые из частиц могут быть раздавлены или же, в глинизированном пласте вдавливаются в породу. На степень раздавливания или вдавливания влияют:



- прочность и размер проппанта;
- глинистость пласта;
- напряжение закрытия, прилагаемое к слою проппанта.

Если частицы раздавливаются или вдавливаются в породу, пропускная способность трещины будет уменьшаться и может снизиться настолько, что проницаемость слоя проппанта и проницаемость породы коллектора не будут различаться и эффект от ГРП прекратится по причине потери проницаемости трещины.

Однако с другой стороны на длину полутрещины существенное влияние оказывает процесс оседания частиц проппанта на основание искусственно созданной трещины, в момент закачивания жидкости-песконосителя. После того как частицы достигают основания трещины, они не продвигаются дальше в трещину, а образуют устойчивый пласт проппанта. Наибольшее расстояние по длине трещины, которое может пройти проппант при данных условиях называют «интервал перемещения».

Таким образом, при проектировании гидравлического разрыва пласта, необходимо учитывать не только прочностные характеристики конструкции скважин, высокое качество технологических параметров, но и зенитный угол входа ствола скважины-кандидата в продуктивном пласте.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) при минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности;
- 2) вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;
- 3) обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;
- 4) не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;
- 5) обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;
- 6) легко удаляться из пласта после проведения процесса;
- 7) обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твёрдого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

На территории Западной Сибири разработаны и применяются следующие технологии проведения гидравлического разрыва пласта.

Выбор скважин-кандидатов для проведения очередных ГРП выполняется на основании основе критериев предварительного выбора (табл. 2)

Достижение равномерной выработки запасов нефти из прослоев с резко различающимися ФЕС возможно при селективном воздействии на них со стороны добывающих и нагнетательных скважин. В вертикальных и наклонных скважинах наиболее активным способом интенсификации дренирования отдельных низкопроницаемых прослоев является создание в них трещин ГРП, обеспечивающих устранение негативного влияния «скин-фактора» и увеличение приведенного радиуса скважин.

Поэтому на месторождениях сложного строения большие перспективы имеет селективный ГРП. В вертикальных скважинах он состоит в создании трещин в задаваемых прослоях пласта. В горизонтальных скважинах возможно образование трещины по стволу или серии перпендикулярных стволу трещин, резко увеличивающих эффективность дренирования залежи.

Главной особенностью селективных ГРП в наклонных скважинах является то, что они должны быть инициированы из определённых интервалов пласта и геометрические параметры создаваемых при этом трещин (длина, ширина) определяются предельной высотой трещины. В горизонтальных скважинах принципиальное значение имеет количество и ориентация трещин относительно ствола, а также длина трещин. Селективные ГРП как средство воздействия на участок залежи наиболее эффективны при системном их использовании в добывающих и нагнетательных скважинах в комплексе с методами увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Традиционное решение этой проблемы в скважинах состоит в изоляции выделенного интервала перфорации скважины и инициация из него развития в пласте трещины определённых параметров (длины, высоты и ширины). Решение этой задачи без осложнений реализуется в скважинах после бурения, когда предварительной перфорацией можно вскрыть выделенный интервал пласта, инициировать из него разрыв и создание в пласте трещины. В ранее эксплуатировавшихся скважинах селективный разрыв интервалов не всегда возможен из-за вскрытия всей толщи пласта перфорацией и связанных с этим сложностей посадки пакера и изоляции кольцевого пространства и т.д. В горизонтальных скважинах проведение селективных ГРП с созданием трещин перпендикулярных стволу при традиционных технологиях проведения ГРП практически невозможно.



Таблица 2 – Перечень применяемых технологии ГРП и их краткое описание

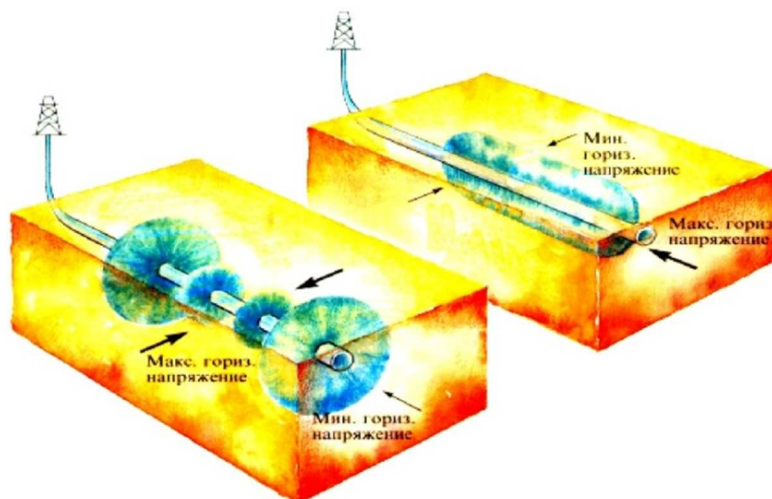
№№ n/n	Наименование технологии	Краткое описание операций	Область применения
1	Стандартный ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м <sup>3</sup> / мин.), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1500 кг / м <sup>3</sup> ) общей массой до 50 тонн	Продуктивные пласты толщиной до 15 м с проницаемостью более 40 мД и малой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
2	Повторный ГРП	Применяется наиболее соответствующая объекту технология ГРП	Скважины, в которых целесообразна корректировка геометрических размеров и проводимости ранее созданных трещин
3	Больше-объёмный (массиро-ванный) ГРП	Стандартный ГРП с большим расходом проппанта (более 100 тонн); выполняется с предварительной дополнительной перфорацией и кислотной обработкой ПЗП	Продуктивные пласты толщиной более 15 м с проницаемостью не более 40,8 мкм <sup>2</sup> и большой расчленённостью (толщина глинистых пропластков не более 4 м) с экранами большой (более 10 м) толщины
4	Изоляционный (экраноустанавливающий) ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки изолирующего материала перед стадией заполнения трещины проппантом	Продуктивные пласты малой толщиной экранов (менее 3 м), отделяющих от водоносных пластов
5	Объёмные ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м <sup>3</sup> /мин.), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1500 кг/м <sup>3</sup> ) общей массой от 50 тонн до 100 тонн	Продуктивные пласты толщиной до 20 м с проницаемостью менее 40,8 мкм <sup>2</sup> и малой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
6	Многоэтапный ГРП	Последовательное проведение ГРП в пределах подготовленных интервалов пласта. Подготовкой предусматривается временная изоляция всех интервалов пласта (установка пакера, присыпка и т.д.), кроме обрабатываемого	Продуктивные пласты большой мощности (более 20 м) с глинистыми прослоями толщиной более 4 м
7	Селективный ГРП	Стандартный ГРП с инициацией начала разрыва (дополнительная перфорация, ОПЗ, временная изоляция не обрабатываемых интервалов) и развития трещины в пределах заданного интервала пласта	Продуктивные пласты с высокими расчленённостью (глинистые прослои толщиной более 2 м) и неоднородностью ФЕС и нефтенасыщенности
8	Кислотный ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачкой оторочки концентрированной кислоты перед стадией заполнения трещины проппантом	Карбонатный коллектор
9	ГРП с технологической остановкой	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи жидкости разрыва (геля) на стадии развития трещины перед её заполнением проппантом	Продуктивные пласты толщиной более 20 м с проницаемостью более 40,8 мкм <sup>2</sup> и большой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
10	TSO (TipScreenOut) Метод кольцевого экранирования	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи жидкости с проппантом, вследствие чего прекращается его внедрение в пласт и создаётся «песчаная пробка». В дальнейшем режим подачи проппанта выбирается таким образом, чтобы обеспечить намыв проппанта от интервала перфорации до «песчаной пробки»	Продуктивные пласты большой проницаемости (более 100,8 мкм <sup>2</sup> мД) с толщиной более 15 м с проницаемостью более 40,8 мкм <sup>2</sup> и большой расчленённостью с экранами большой (более 10 м) толщины
11	ГРП с обратным потоком	Применяется для искусственного доуплотнения трещин ГРП	Пласт толщиной более 10 м и экраном менее 3 м с высокой (более 40,8 мкм <sup>2</sup> ) проницаемостью
12	ГРП по технологии InvertoFrac или DivertoFrac	Технология ограничения высоты развития трещины путём создания «пробки» проппанта в нижней или верхней части трещины	Пласт толщиной менее 10 м и экраном менее 3 м с низкой (менее 40,8 мкм <sup>2</sup> ) проницаемостью
13	«Струйный» ГРП	Разрыв пласта осуществляется из каверн в ПЗП, созданных гидроперфоратором, за счёт преобразования кинетической энергии струи в энергию давления торможения. Операция производится без посадки пакера при давлении в колонне скважины ниже бокового горного давления. Это даёт возможность выполнения многоэтапных ГРП без нарушения структуры ранее созданных трещин. Технология позволяет выполнять многоэтапные ГРП в горизонтальных скважинах с образованием трещин вдоль или поперек ствола	Продуктивные пласты, изолированные экранами от водоносных или газонасыщенных толщ

Проблема селективных ГРП в горизонтальных и вертикальных скважинах успешно может быть решается при объединении технологий ГПП и ГРП. При этом технология селективного создания трещин состоит в предварительной резке колонны, образовании серии каверн путём проведения ГПП и разрыве пласта из них. При выполнении ГПП энергия давления смеси жидкости и песка в колонне



НКТ трансформируется в кинетическую энергию скоростной струи. Иницируемые из серии отверстий перфоратора трещины формируют общую трещину, поэтому путём соответствующего размещения перфорационных отверстий обеспечивается возможность точного позиционирования интервала начала развития трещины.

В горизонтальной скважине при размещении насадок по радиусу перфоратора образуется трещина (рис. 1, а), перпендикулярная стволу, а при размещении насадок по длине перфоратора трещина – в плоскости оси ствола (рис. 1, б). Это обеспечивает высокую вероятность начальной ориентации плоскости трещины в плоскости расстановки сопел перфоратора, т.е. создаёт условия для реализации направленного ГРП.



**Рисунок 1** – Схема развития трещин ГРП в зависимости от ориентации фильтровой части горизонтальной скважины относительно естественного поля напряжений продуктивного пласта:  
а – перпендикулярно оси ствола; б – по оси ствола

В наклонных скважинах Гриньковского месторождения «направленный» ГРП реализуется в следующем виде. В скважину спускается колонна НКТ с установленными на её нижнем конце якорем-центриратором и модифицированным гидроструйным перфоратором ГПП типа АП-6М1. Сопла перфоратора располагаются в плоскости в направлении оси скважины, они попарно ориентированы в разные стороны и разнесены по высоте на расстояние не более 3 диаметров труб НКТ. Общее количество сопел не менее 8, диаметр сопел не менее 6 мм (более 6 диаметров зерен песка, предполагаемого для использования резки колонны и заполнения трещины ГРП). Якорь-центриратор устанавливается на 20–25 м выше верхних отверстий перфорации. Конструкция якоря-центриратора во время проведения работ должна обеспечивать жёсткую фиксацию сопел относительно обсадной колонны во избежание дрейфа струи при проведении гидроструйной резки.

Поверхностное оборудование монтируется по модифицированной схеме проведения ГРП, при этом к затрубному пространству подключается насосный агрегат, способный обеспечить в нём поддержание требуемого давления.

В начальный момент производится замещение жидкости в НКТ на воду или гель, содержащие 50–100 кг / м<sup>3</sup> кварцевого песка или проппанта на кубометр жидкости, при этом начальная скважинная (жидкость глушения в объёме труб НКТ и затрубья) из затрубья сбрасывается в специальную отстойно-сливную ёмкость. Сбрасываемая жидкость может содержать значительные объёмы нефти, которая в последующем ни при каких обстоятельствах не должна попадать в гель.

Затем производится резка стенки колонны и гидроструйная перфорация с циркуляцией жидкости при открытом затрубье, расход жидкости 200 л / мин. на одно сопло перфоратора; время резки более 15 мин. В течение резки производится контроль изменения характеристики (отношение расхода к перепаду давления между НКТ и затрубьем  $\left( \frac{Q}{P_{\text{нкт}} - P_{\text{затр}}} \right)$ ). Момент прорезки колонны обычно

идентифицируется ростом характеристики, вызываемого некоторым поглощением жидкости ГПП через намываемые каверны.

При установке факта резки колонны в скважину подаётся гель с концентрацией проппанта 200–400 кг / м<sup>3</sup>, расход увеличивается до 2,0–2,5 м<sup>3</sup> / мин., выкид из затрубья штуцируется вручную, при этом давление в затрубье повышается до предельно допустимого значения, но не выше 120 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта и поддерживается посто-



янным. Если при предельном давлении в затрубье продолжается циркуляционный сброс жидкости, необходимо увеличить расход и довести устьевое давления до предельно допустимого. Момент разрыва пласта обычно происходит при перекрытой затрубной задвижке и идентифицируется резким увеличением характеристики и снижением давления в затрубье.

С момента разрыва концентрация проппанта в нагнетаемой смеси увеличивается до максимального значения ( $600\text{--}700\text{ кг / м}^3$ ). Если с момента разрыва давление в затрубье устанавливается выше 80 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, то в затрубье агрегатом подаётся жидкость с расходом  $0,2\text{--}0,4\text{ м}^3 / \text{мин}$ ; при давлении в затрубье менее 80 % величины бокового горного давления подкачка не осуществляется.

После закачки расчётного объёма смеси геля с проппантом закачивается буфер жидкости глушения в объёме труб НКТ, закачка приостанавливается до снижения давления на устье менее 90 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, затем затрубное пространство открывается и производится промывка скважины через НКТ чистой водой и её остановка.

Основной особенностью проведения «направленного ГРП» в горизонтальной скважине является возможность образования вертикальной трещины вдоль или поперек ствола. Для инициации трещины поперёк ствола используется перфоратор с размещением насадок по его радиусу, количество отверстий и их диаметр определяется проектным расходом жидкости при проведении гидроразрыва. При необходимости образования трещины вдоль ствола насадки перфоратора располагают в одной плоскости с фазировкой 180 град, в скважине плоскость размещения насадок должна быть ориентирована вертикально.

В скважинах с открытым стволом нет необходимости предварительной резки колонны и связанным с этим требованием фиксации перфоратора. В этом случае вместо якоря можно использовать центратор любой конструкции. В начальный момент производится замещение жидкости глушения в НКТ на гель, при этом начальная скважинная жидкость (жидкость глушения в объёме труб НКТ и затрубья) из затрубья сбрасывается в специальную отдельную ёмкость.

Сбрасываемая жидкость может содержать значительные объёмы нефти, которая в последующем ни при каких обстоятельствах не должна попасть в гель. Затем производится подача геля с проппантом с концентрацией  $100\text{--}200\text{ кг / м}^3$  с циркуляцией жидкости при открытом затрубье при расходе  $300\text{ л / мин}$ . на одно сопло перфоратора в течение 10 мин. В результате достигается гидроперскоструйное образование каверн в стенках ствола. Далее в скважину без изменения расхода подается гель с концентрацией проппанта  $200\text{--}400\text{ кг / м}^3$ , выкид из затрубья штуцируется вручную, при этом давление в затрубье повышается до предельно допустимого значения, но не выше величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта и поддерживается постоянным. Если при предельном давлении в затрубье продолжается циркуляционный сброс жидкости, необходимо увеличить расход с увеличением устьевое давления до предельно допустимого. Момент разрыва пласта обычно происходит при перекрытой затрубной задвижке. С момента разрыва концентрация проппанта в нагнетаемой смеси увеличивается до максимального значения ( $600\text{--}700\text{ кг / м}^3$ ). После закачки расчётного объёма смеси геля с проппантом закачивается буфер жидкости глушения в объёме труб НКТ, закачка приостанавливается до снижения давления на устье менее 90 % величины бокового горного давления обрабатываемого интервала пласта, затем затрубье открывается и производится промывка скважины через НКТ чистой водой и её остановка.

При необходимости образования серии перпендикулярных стволу вертикальных трещин операции производятся в несколько этапов, между которыми перфоратор перемещается до интервала очередной обработки.

Порядок проведения комплекса ГПП + ГРП в скважинах производится:

- выбор скважин для проведения работ;
- обоснование интервала ствола, в котором необходимо создание трещин ГРП;
- определение геометрических параметров создаваемых трещин и оценка степени их влияния на продуктивность прослоев, в пределах которых они созданы;
- проектирование технологии проведения ГПП + ГРП, разработка плана работ;
- выполнение операций в соответствии с утвержденным планом.

Предварительный выбор объектов-кандидатов для проведения ГПП + ГРП в скважинах осуществляется на основе следующих критериев:

- фактические режимы работы скважин должны быть значительно ниже ожидаемых;
- нефтенасыщенная толщина пласта должна быть не менее 3 м;
- начальная нефтенасыщенность коллекторов пласта должна превышать 55 %;
- отношение текущего пластового давления к начальному при проведении ГРП должно быть не менее 0,9;
- состояние цементного камня в заколонном пространстве на 20 м выше и ниже интервала перфорации при наличии водоносных прослоев должно быть хорошего качества;
- в скважине перед выбором интервалов для ГРП должны быть проведены исследования по выделению работающих интервалов и наличию заколонных перетоков;



- толщина перекрывающих и подстилающих глинистых прослоев для выделенного для проведения селективного разрыва интервала пласта должна быть не менее 3 м;
- предельно допустимое давление в колонне должно на 25 % превышать величину бокового горного давления планируемых к разрыву пропластков.

Выявление интервалов пласта, в пределах которых необходимо создание трещины ГРП. Выявление этих интервалов в работающих скважинах осуществляется на основе исследования профилей притока, анализа потенциального и фактического дебита скважины, динамики обводнения её продукции; в скважинах после бурения – на основе интерпретации данных геофизики. Потенциально перспективные для селективного разрыва (ГПП + ГРП) в вертикальных скважинах совокупности нефтенасыщенных пропластков располагаются между глинистыми прослоями и характеризуются средней проницаемостью в 4 и более раз меньшей относительно средней по пласту; в то же время их проводимость должна быть не менее 30 % общей проводимости пласта, а содержащиеся в них удельные запасы нефти должны быть не менее 25 % от общих запасов.

Технологические режимы комплексной технологии ГПП и ГРП можно разделить на стадии:

- 1) резка колонны и образование каверн в ПЗП (пескоструйная перфорация);
- 2) инициация из каверн трещин и их развитие;
- 3) заполнение трещины ГРП пропантом;
- 4) сжатие и фиксация трещин;
- 5) исследования скважин.

Резка колонны и последующее образование каверн производится при подаче в перфораторы смеси кварцевого песка (пропанта) и воды (концентрация 50–100 кг / м<sup>3</sup>) с расходом 0,2 м<sup>3</sup> / мин. на одно сопло (общий расход не менее 1,5 м<sup>3</sup> / мин.). Резка колонны происходит в течение 15 мин. с момента выхода на рабочий режим подачи смеси воды и песка. При высокой приемистости пласта во избежание быстрого поглощения воды резку колонны необходимо проводить с использованием геля.

При проведении работ момент прорезки колонны определяется по изменению гидравлической характеристики.

При сохранении целостности колонны величина гидравлической характеристики не изменяется во времени, с момента начала образования каверны происходит некоторое поглощение технологической жидкости пластом и величина уменьшается.

Наиболее интенсивное развитие каверн происходит в течение 5 мин. с момента прорезки колонны, в последующем скорость изменения размеров полости резко уменьшается. В связи с этим рекомендуется ограничивать продолжительность режима образования каверн 5 минутами.

Инициация развития трещины осуществляется по завершению процесса резки колонны и формированию каверн и начинается с постепенного перекрытия КВД на линии сброса жидкости из кольцевого пространства и увеличения давления в затрубье скважины до предельно допустимого значения (давления опрессовки). Процесс разрыва обычно происходит при давлении в затрубном пространстве не выше 120 % величины бокового горного давления выделенного интервала пласта и также идентифицируется по резкому изменению гидравлической характеристики скважины. При отсутствии признаков разрыва пласта необходимо увеличить режим нагнетания жидкости до предельно возможного (максимального давления нагнетания) с поддержанием в затрубье максимально допустимого давления. Если в течение 5 мин работы не удастся перекрыть сброс жидкости из затрубья (свидетельство отсутствия динамики развития трещины) процесс прекращается, проводится промывка скважины, производится переустановка перфоратора в новом интервале и процесс возобновляется.

После проведения селективного ГРП проводится комплекс геофизических (АКШ в интервале залегания кровли (не менее 15 м) пласта, его продуктивной части и подошвы (не менее 15 м), определение профилей притока термометрией и дебитометрией) и гидродинамических (стационарные и нестационарные режимы) исследований скважин. С момента запуска скважин проводится регулярный, не реже раза в неделю, замер режимов их работы, включая определение дебитов по нефти и жидкости, уровней жидкости, буферного и затрубного давлений.

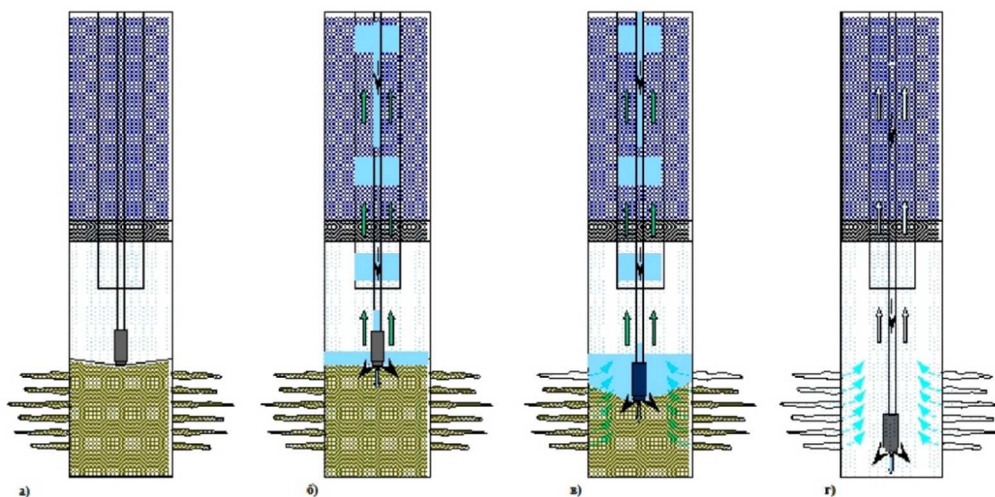
### **Промывка скважины после ГРП**

Очистку эксплуатационной колонны (или забоя) от песка, геля и парафина, осуществляют с помощью внутрискважинного оборудования, схема которого для выполнения данной операции показана на рисунке 2.

У устья скважины располагают агрегат с колонной труб, насосный агрегат, буферную ёмкость для приема поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Основным требованием к последней является способность её выносить твёрдые частицы из скважины. Во время работы с колоннами гибких труб выполнение этого требования приобретает особую важность, поскольку их использование накладывает определённые ограничения на эффективность данного процесса.





**Рисунок 2** – Технология удаления геля и парафина в импульсном режиме:

- а) спуск НКТ до контакта с проппантом; б) выход на заданный режим промывки;  
в) промывка ГРП с подключением пластовой энергии; г) проработка интервала и освоение скважины

Скорость восходящего потока при работе с НКТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твёрдых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до  $45^\circ$ .

Для более пологих и тем более горизонтальных участков скважины процесс выноса твёрдых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта непрерывной трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной. В этой зоне частицы песка оседают, несмотря на достаточную среднюю скорость течения.

Для предотвращения этого явления или сведения его отрицательного эффекта к минимуму необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Основным фактором, ограничивающим скорость движения промывочной жидкости в восходящем потоке, являются гидродинамические потери на трение в НКТ. Для их преодоления нужно развивать такое давление на входе в колонну, которое ограничено лишь прочностью труб.

Наличие твёрдых частиц в промывочной жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, приводит к повышению гидростатического давления на забой. Их присутствие обуславливает увеличение давления насоса, подающего технологическую жидкость в НКТ. При использовании для контроля за давлением стрелочных манометров со шкалой, рассчитанной на максимальные величины, этот прирост может быть и незаметен оператору. Однако если плотность жидкости подбиралась недостаточно точно и имеется опасность поглощения её пластом, то может возникнуть поглощение технологической жидкости. При этом её расход в восходящем потоке уменьшится, а плотность последнего будет всё время возрастать, что повлечёт за собой дальнейшее увеличение гидростатического давления. Этот процесс будет идти до тех пор, пока не произойдет полная потеря циркуляции, песок опустится по кольцевому пространству вниз и произойдет прихват колонны непрерывных труб.

Поэтому при планировании операций по удалению проппантовых пробок необходимо предусматривать возможность утечки пластовой жидкости в пласт и иметь её запас. Концентрация твёрдых частиц, слагающих пробку в технологической жидкости, поднимающейся по кольцевому пространству, определяется скоростью перемещения НКТ в пробке.

При удалении одиночной рыхлой пробки концентрация твёрдых компонентов в поднимающейся жидкости мала и практически не оказывает влияния на гидростатическое давление. При очистке колонны достаточно большой длины с несколькими пробками следует контролировать расход технологической жидкости из кольцевого пространства. В том случае, если расход жидкости уменьшается или прекращается вообще, необходимо поднять колонну, продолжая закачку жидкости до возобновления циркуляции.

Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре труб, в которых происходит перемещение коаксиальных колонн гибких труб.

Все описанные выше проблемы возникают и решаются при прямом способе промывки, когда технологическая жидкость направляется к пакеру через колонну НКТ. Несмотря на советы не допускать попадания во внутреннюю полость песка и других компонентов пробки, есть мнение о целесообразности использования обратной промывки

Известен способ обработки призабойной зоны скважин, включающий закачку раствора кислоты с добавками ингибиторов. Основным недостатком способа является невозможность использования его при температурах пласта свыше  $60^\circ\text{C}$  из-за утраты заводскими добавками ингибиторов защитных



свойств и, как следствие, загрязнением пласта продуктами коррозии. Наиболее близким к предложенному способу по технической сущности является способ обработки призабойной зоны скважины, включающий закачку раствора кислоты с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ). Основным недостатком прототипа – его низкая эффективность при пластовых температурах свыше 60 °С и снижение продуктивности пласта из-за быстрой нейтрализации раствора, а также высокого поверхностного натяжения границы «раствор – пластовая среда», ведущего к снижению продуктивности пласта. Целью изобретения является повышение эффективности воздействия на пласт, повышение продуктивности при пластовых температурах свыше 60 °С. Поставленная цель достигается тем, что в известном способе обработки призабойной зоны скважины, включающем закачку раствора кислоты с ПАВ, перед закачкой рабочего раствора проводят промывку скважины обычным промывочным раствором (техническая вода, 3 % раствор хлористого калия) с постепенным допуском насосно-компрессорных труб до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя промывку ведут 2 % раствором КМЦ на 3 % растворе хлористого калия с добавлением 0,1 % ПАВ, нижний конец (башмак) насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливается на уровне середины фильтра, затем закачивается раствор 12 % технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ в режиме «полоскания» попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство (динамическая кислотная ванна) в течение до 2 часов, затем, после промывки, рабочим раствором 12 %-ной технической соляной кислоты с добавкой от 0,8 % до 1,25 % ПАВ в объеме 0,5–0,7 м<sup>3</sup> на каждый метр вскрытой эффективной толщины пласта проводят солянокислотную обработку с последующей выдержкой до 3 часов, очисткой забоя от продуктов реакции промывкой или продавкой их в пласт большеобъемным, в 2–3 раза превышающим объем рабочего раствора, низкоконцентрированным до 0,6 % раствором кислоты с добавкой от 0,1 % до 1% ПАВ, а в качестве добавок служат неионогенные ПАВ с высокой адсорбционной способностью.

Существенные признаки:

- предварительная промывка скважины обычным промывочным раствором (техническая вода, 3 % раствор хлористого калия) с допуском насосно-компрессорных труб до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя составом с высокими пескоудерживающими свойствами, 2 % раствором КМЦ (карбоксилметилцеллюлозы) на 3 % хлористого калия с добавкой 0,1 % ПАВ и установка нижнего конца насосно-компрессорных труб (башмака) на уровне середины фильтра;
- создание динамической кислотной ванны путём закачки раствора 12 % технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ в режиме «полоскания» попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и в затрубное пространство в течение до 2 часов и последующая промывка скважины;
- закачка рабочего раствора 12 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой от 0,8 % до 1,2 % ПАВ в объеме 0,5–0,7 м<sup>3</sup> на 1 метр вскрытой эффективной толщины пласта и последующая выдержка в течение не более 3 часов;
- очистка забоя от продуктов реакции промывкой либо продавкой в пласт большеобъемными, в 2–3 раза превышающими объем рабочего раствора, низкоконцентрированными до 0,6 % растворами кислоты с добавками от 0,1 до 1 % ПАВ и освоение скважины;
- использование в качестве добавок неионогенных ПАВ с высокими адсорбционными свойствами.

### Сущность метода кислотной обработки трещин

При кислотных обработках в скважинах с высокими забойными температурами (свыше 60 °С) эффективность обработок снижается из-за быстрой нейтрализации кислотного раствора и отсутствия возможности воздействия активного раствора на удалённые зоны пласта.

Значительно возрастает коррозия подземного оборудования из-за ухудшения при повышенных температурах свойств ингибиторов, вводимых при изготовлении кислоты. Возникает опасность загрязнения пласта соединениями железа и, как следствие, ухудшения его коллекторских свойств, снижения нефтеотдачи. Сокращается срок службы подземного оборудования, увеличивается возможность возникновения аварий. В составе забойных отложений содержится большое количество соединений железа (в т.ч. магнитной окарины), которые из-за высокого удельного веса не извлекаются при обычных промывках, и при воздействии солянокислотных обработок происходит дополнительное насыщение пласта этими соединениями. Кроме того, основной кислоторастворимой частью коллектора являются включения, содержащие соединения железа, алюминия, а также двуокись кремния, которые в отработанных растворах могут образовывать гелеобразные осадки, значительно снижающие проницаемость призабойной зоны пласта.

Предлагаемый способ кислотного воздействия устанавливает новую, отличную от ранее принятых, последовательность операций по обработке высокотемпературных пластов, способствующую за счёт введения добавок неионогенных ПАВ с высокими адсорбционными свойствами увеличению сроков нейтрализации рабочих растворов, более глубокому их проникновению в пласт, уменьшению содержания в продуктах реакции количества окиси железа, более облегченному и быстрому удалению



продуктов реакции из призабойной зоны пласта либо наружу, либо вглубь пласта для исключения выпадения вторичных осадков вблизи ствола скважины, значительному сокращению скорости кислотной коррозии подземного оборудования.

Сущность изобретения заключается в предварительной промывке ствола скважины до верхней зоны перфорации обычными промывочными жидкостями для очистки ствола скважины от песка, затем промывки ствола от верхней зоны перфорации до забоя жидкостями с высокими пескоудерживающими свойствами для гарантированной очистки забоя и зоны перфорации от песка, создании динамической кислотной ванны с попеременной закачкой в насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство кислотного раствора с добавками ПАВ для очистки забоя и зоны перфорации от магнитной окалины и окислов железа, повторной промывке и закачке рабочего кислотного раствора с добавками ПАВ с последующей выдержкой в течение не более трех часов для обработки призабойной зоны для увеличения проницаемости и коллекторских свойств пласта, а также снижения поверхностного натяжения на границе раздела «рабочий раствор – пластовая среда» для улучшения проницаемости и с последующим удалением продуктов реакции наружу, либо продавкой в пласт и оттеснения их в глубину пласта от призабойной зоны.

Осуществление способа поясняется примерами его реализации.

1. Обрабатывают добывающую скважину глубиной 2730 м.

Продуктивная толщина 10 м на глубине 2700–2710 м. Коллектор – карбонатный. Температура пласта – 80 °С. Начинают промывку скважины обычным промывочным раствором, например, пластовой водой, с постепенным допуском насосно-компрессорных труб до уровня верхней зоны перфорации, т.е. 2700 м. Далее установив нижний конец насосно-компрессорных труб (башмак) на забой – 2730 м, проводят промывку раствором с высокими пескоудерживающими свойствами (3 % раствор хлористого калия с добавкой 2 % КМЦ и ПАВ в количестве 0,1%) общим объёмом 80 м<sup>3</sup>. Далее после установки нижнего конца насосно-компрессорных труб (башмака) на глубине 2705 м (середина фильтра), через насосно-компрессорные трубы в пласт закачивают 5 м<sup>3</sup> 12 %-ного раствора технической соляной кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ и проводят технологическую выдержку в течение 2 часов. После выдержки проводится промывка продуктов реакции, либо, при невозможности быстрого освоения скважины, оттеснение продуктов реакции в пласт большеобъёмным (15–20 м<sup>3</sup>) низкоконтцентрированным (до 0,6 %) раствором кислоты с добавкой от 0,1 % до 1 % ПАВ с высокими адсорбционными свойствами, после чего проводят освоение (вызов притока) на скважине.

2. После промывки и кислотной ванны по примеру 1 закачивают в пласт 5 м<sup>3</sup> 12 %-ной кислоты с добавкой неионогенного ПАВ с высокими адсорбционными свойствами в количестве 0,8 % и производят выдержку в течение 2,5 часов. После выдержки проводится промывка по примеру 1.

3. После промывки и кислотной ванны по примеру 1 закачивают в пласт 5 м<sup>3</sup> 12 %-ной кислоты с добавкой неионогенного ПАВ с высокими адсорбционными свойствами в количестве 1,2 % и производят выдержку в течение 3 часов. После выдержки проводится промывка по примеру 1.

В результате обработки по предлагаемому способу продуктивность скважины увеличивается в среднем на 30 %.

Способ обработки призабойной зоны скважины раствором с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ), отличающийся тем, что при температурах пласта свыше 60 °С сначала проводят промывку скважины промывочным раствором – техническая вода, 3 % раствор хлористого калия, с постепенным допуском насосно-компрессорных труб (НКТ) до верхней зоны перфорации, а ниже до забоя промывку ведут 2 % раствором КМЦ на 3 % растворе хлористого калия с добавкой 0,1 % ПАВ, нижний конец – башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливают на уровне середины фильтра, затем проводят кислотную динамическую ванну 12% раствором соляной кислоты с добавкой от 0,1 до 1 % ПАВ в течение до 2 часов попеременной закачкой в НКТ и затрубное пространство, очищают от продуктов реакции зону перфорации и забой, закачивают в пласт рабочий раствор 12 % соляной кислоты с добавкой от 0,8 до 1,2 % ПАВ из расчёта 0,5–0,7 м<sup>3</sup> на 1 м вскрытой эффективной толщины пласта, дают технологическую выдержку в течение не более 3 ч, после чего проводят очистку от продуктов реакции вымыванием либо продавкой вглубь пласта большеобъёмными, в 2–3 раза превышающими объём рабочего раствора низкоконтцентрированными до 0,6 % растворами кислоты с добавками от 0,1 до 1% ПАВ, а в качестве ПАВ используют неионогенные ПАВ с высокой адсорбционной способностью.

### **Освоение и сдача скважины после ГРП**

После приёма скважины от руководителя ГРП, мастер бригады КРС выжидает указанное в акте передачи время (обычно 12–48 часов, но начало разгеливания при применении реагентов системы начинается через 4 часа после окончания закачки) на разгеливание жидкости разрыва в пластовых условиях. За это время производится монтаж подъёмника А-60/80, расстановка стеллажей и т.п.

После разгеливания производится стравливание давления в скважине. После этого, периодически закрывая задвижку на устье скважины, производится запись кривой восстановления давления,



её обработка по методу касательной, рассчитывается коэффициент продуктивности скважины и по результатам чего выбирается скважинное оборудование для дальнейшей эксплуатации.

По окончании записи КВД на скважине производится отбивка забоя геофизической партией. При отсутствии проппанта выше хвостовика пакера, производится срыв пакера. Затем скважина глушится солевым раствором с ПАВ. После глушения производится срыв и подъём пакера на НКТ 89 мм. После подъёма пакера спускается НКТ 73 мм с гидромонитором или пером для вымыва проппанта из зоны перфорации и нормализации забоя (для предотвращения закрытия трещины, часть проппанта оставляется в стволе, против интервала перфорации). По требованию геологических служб НГДУ, в скважине могут быть произведены гидродинамические исследования.

### Литература:

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
8. Арсланов А.Р., Иксанов И.М. Исследования на пропантной пачке Туронской залежи при моделировании гидравлического разрыва пласта // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 47–50.
9. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
10. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
11. Математическая модель в задаче гидроразрыва нефтеносного пласта / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Краснодар, 2020. – С. 107–111.
12. Развитие вертикальной трещины при гидравлическом воздействии на нефтеносный пласт / В.И. Дунаев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3 (339). – С. 39–41.
13. Трофименко Д.Д., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4 (49). – С. 5–15.
14. Техника и технология восстановления продуктивности скважины № 1273 Уренгойского месторождения путём зарезки бокового ствола / Е.А. Холопов [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 248–266.
15. Шиян С.И., Скиба А.С. Технология регулирования системы поддержания пластового давления на Абино-Украинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 279–288.
16. Шиян С.И., Мунтян В.С. Перспективы разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 289–299.
17. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при ре-конструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
18. Шиян С.И., Ганзюк В.А. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта в скважинах Ватинского нефтяного месторождения // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех». – Краснодар : «Издательский Дом – Юг», 2020. – С. 253–259.

### References:

1. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 576 p.
4. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing House «Lik», 2018. – 292 p.
5. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.



6. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
7. Antonov E.N., Shiyani S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing in the wells of the Samotlorskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
8. Arslanov A.R., Iksanov I.M. Investigations on the proppant pack of Turonian deposit in simulating hydraulic fracturing // Bulatovkie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 h. – Part 1. – P. 47–50.
9. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of Technology. Control and management of properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.
10. Griguletsky V.G., Saveliev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields in measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.
11. Mathematical model in the task of oil-bearing formation hydraulic fracturing / V.I. Dunayev [et al.] // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference: in 3 vol. – Krasnodar, 2020. – P. 107–111.
12. Development of a vertical fracture under hydraulic action on an oil-bearing reservoir / V.I. Dunayev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2021. – № 3 (339). – P. 39–41.
13. Trofimenko D.D., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Application of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Tasovskoye field and a way to improve its efficiency // Engineer-oilman. – 2019. – № 4 (49). – P. 5–15.
14. Technique and technology to restore the productivity of well No. 1273 of the Urengoyevskoye field by sidetracking / E.A. Kholopov [et al.] // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 248–266.
15. Shiyani S.I., Skiba A.S. Technology of reservoir pressure maintenance system regulation in the Abino-Ukrainian field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 279–288.
16. Shiyani S.I., Muntian V.S. Prospects for the development of the North-Tarasovskoye oil field with the use of energy- and resource-saving technologies // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskii Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 289–299.
17. Shiyani S.I., Omelchenko N.N. Re-engineering options for re-construction of production facilities of the system of gathering, transportation and treatment of oil, gas and water of the Ivanovskoye field // Engineer-oilman. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
18. Shiyani S.I., Ganzhuk V.A. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the wells of Vatino oil field // Materials of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success». – Krasnodar : «Publishing House – South», 2020. – P. 253–259.



УДК 622.692.4

## ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ

### APPLICATION OF GELLING COMPOSITION FOR SAND CONTROL

**Шовгенов Ахмед Долетбиевич**  
Менеджер по развитию бизнеса  
Halliburton International GmbH  
akhmed.shovgenov@halliburton.com

**Shovgenov Akhmed Doletbievich**  
Business Development Manager,  
Halliburton International GmbH  
akhmed.shovgenov@halliburton.com

**Аннотация.** В данной работе представлен анализ возможности применения гелеобразующего состава при борьбе с пескопроявлением, основанный на результатах лабораторных исследований. Проведены эксперименты по изучению процесса гелеобразования, реологических и изоляционных свойств разработанного состава.

**Annotation.** This paper presents evaluation of gel-forming composition for sand control, based on the results of laboratory studies. Experiments were carried out to study the gelation process, rheological and isolation properties of the presented composition.

**Ключевые слова:** Пескопроявление, гель, реология, гелеобразование.

**Keywords:** Sand control, Gel, Rheology, Gelation.

#### Введение

**В**ынос песка при эксплуатации слабосцементированных резервуаров нефти или газа сопровождается целым рядом негативных последствий, наиболее значимыми из которых являются:

- эрозия внутрискважинного и наземного оборудования;
- образование песчаных пробок как в призабойной зоне скважины, так и в устьевой обвязке оборудования;
- снижение проницаемости призабойной зоны;
- увеличение затрат на эксплуатацию скважины, в силу уменьшения межремонтного периода, необходимости замены оборудования и т.д. [1–3].

К сожалению, на практике предотвратить это негативное явление не представляется возможным, и все современные методы борьбы с выносом песка направлены либо на уменьшение негативных последствий, либо на замедление темпов самого процесса. Однако, развитие науки и новые научные разработки из года в год совершенствуются и показывают все более многообещающие результаты. В этой связи одной из наиболее перспективных технологий является применения гидрогелей.

Гидрогели представляют собой химические соединения, состоящие из двух компонентов: полимера и сшивателя. При их смешении через определенное время в результате химических реакций образуется гелевая система с трехмерной структурой, в научной литературе такая смесь называется гелеобразующим составом [4–8].

На сегодняшний день существует достаточно богатый спектр гелеобразующих составов с различными триггерными механизмами гелеобразования, такими как pH окружающей среды, пластовая температура и т.д. [9]. Процесс гелеобразования протекает как правило в пласте, так как после того как гелевая структура сформировалась, она практически не обладает текучестью, и закачать ее в пласт, не вызвав при этом существенного повышения давления на устье, а в некоторых случаях и гидроразрыва пласта, едва ли возможно. Учитывая высокую устойчивость гелевых систем к пластовым условиям и прочностные характеристики, позволяющие выдерживать существенное дифференциальное давление, они нашли широкое применение в нефтегазовой отрасли в таких операциях как ограничение водопритока или модификация профиля приемистости.

В данной работе представлен анализ возможности применения гелеобразующего состава при борьбе с пескопроявлением, основанный на результатах лабораторных исследований. Проведены эксперименты по изучению процесса гелеобразования, реологических и изоляционных свойств разработанного состава.

#### Экспериментальная часть

С целью исследования эффективности предложенного состава экспериментальная часть была разделена на следующие три основных направления:

- Изучение влияния концентрации сшивателя на время гелеобразования при различных концентрациях полимерной составляющей. Исследования проводились по методике, описанной в работе.





– Изучение реологических свойств предложенного гелеобразующего состава. Исследования проводились по методике, описанной в работе.

– Изучение изоляционных свойств предложенного гелеобразующего состава на примере насыпных моделей пласта. Исследования проводились по методике, описанной в работе.

При приготовлении заявленного состава применялись следующие химические реагенты: сополимер 2-акриламида – 2-метил-пропансульфоновой кислоты натриевой соли (AMPS) и акриламид в порошковой форме со средней молекулярной массой от 8 миллионов Далтон, триацетат хрома в порошковой форме. Ввиду того, что на момент публикации данного материала подана заявка на получение патента на предложенный состав, автор не имеет права указать точный химический состав. Все образцы исследуемого гелеобразующего состава готовились путем смешения в магнитной мешалке компонентов композиции при температуре в 25 °С с последующим выдерживанием полученного состава в 48 часов для получения гомогенного раствора. Расчетные концентрации гелевых образцов получались разбавлением исходных образцов.

Для определения времени гелеобразования и оптимального состава гелеобразующего состава исследуемые образцы помещались в стеклянные пробирки объемом 70 мл и хранились при температуре в 62 °С в течение 4 недель. Прочность геля оценивалась по методу, предложенному и описанному Сиданском [10]. Состояние геля, описываемое Сиданском кодом Н, было принято за оптимальное и время гелеобразования определялось согласно данной номенклатуре. Однако, несмотря на то, что данный тест и рассматривается некоторыми учеными [11] как метод определения времени гелеобразования и влияния на данный процесс различных параметров, тем не менее, результаты все же являются качественными, не имея количественной оценки, что создает необходимость проведения дополнительных тестов.

Реологические свойства предложенных гелей определялись с применением методик описанных в работах [12, 13]. Изменения проводились как до начала процесса гелеобразования, так и после его завершения. Подобный подход позволил получить наиболее целостную картину о вязкоупругих свойствах исследуемых систем. Измерения проводились на реометре MCR301 компании Anton Paar при температуре в 62 °С.

Эксперименты по вытеснению, проводимые на керновых образцах, проводились на модели, описанной в работе. Все эксперименты проводились при температуре в 62 °С, то есть средне пластовой температуре месторождения Азери – Чираг – Гюнешли.

### Результаты и обсуждение

Критическая концентрация полимера необходимая для образования сплошной гелевой структуры определялась на примере динамики изменения вязкости двух групп образцов геля с массовыми долями сшивателя к полимеру в 0,25 и 0,5, при различных концентрациях полимера от 2 000 до 14 000 млн<sup>-1</sup> (табл. 1). Все измерения проводились при напряжении сдвига в 5 с<sup>-1</sup>. Наблюдаемый скачок в значениях вязкости обеих групп растворов при концентрации в 5 000 млн<sup>-1</sup> ассоциируется с началом процесса гелеобразования. Таким образом, как видно из полученных результатов, вне зависимости от концентрации сшивателя, концентрация полимера в 5 000 млн<sup>-1</sup> является минимально необходимой для начала процесса гелеобразования.

**Таблица 1** – Динамика изменения вязкости гелевого раствора

Концентрация полимера (млн <sup>-1</sup> )	Концентрация сшивателя (массовая доля) 0,25	Концентрация сшивателя (массовая доля) 0,5
2000	3,2	2,1
4000	3	4,1
5000	10	9
8000	12	11
10000	13	12
12000	14	13
14000	15,6	14,2

Для исследования влияния различных концентраций полимера и сшивателя на реологические свойства рассматриваемых гелей было отобрано четыре образца. Время гелеобразования в данных экспериментах определялось по методике Сиданска [10] (табл. 2). Абсолютно все исследуемые образцы продемонстрировали неньютоновское, а если быть более точным, псевдопластичное поведение (табл. 3). Следует отметить, что псевдопластичность является желаемым результатом при разработке композиции гидрогелей. Именно благодаря этому свойству достигаются хорошие фильтрационные характеристики гелевых систем позволяющие прокачивать их в глубинные зоны пласта, что значительно увеличивает эффективность их применения.

**Таблица 2** – Динамика изменения времени гелеобразования

Образец	Концентрация полимера (млн <sup>-1</sup> )	Концентрация сшивателя (массовая доля)	Время гелеобразования (по методу Сиданска код Н)
1	9000	0,5	6
2	9000	0,25	8
3	6000	0,5	30
4	12000	0,5	16

**Таблица 3** – Динамика изменения вязкости в зависимости от скорости сдвига

Скорость сдвига (1 / с)	Вязкость (Па · с)			
	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
25	8,16	9,09	8,37	8,45
50	4,36	3,89	4,28	5,26
75	2,48	2,83	2,39	2,58
100	2,17	2,41	2,22	2,12
125	1,97	2,08	2,13	2,05
150	1,84	1,95	1,86	1,68
200	1,79	1,88	1,84	1,66

Механическая стабильность горной породы при фильтрации сквозь нее нефти или воды является важным фактором в исследованиях процесса пескопроявления. В лабораторных исследованиях данного параметра первоначальная задача сводится к установлению первичных свойств породы, своеобразной точки отсчета (табл. 4). На практике это означает измерения значений выноса песка при фильтрации через исследуемый образец морской воды. Далее закачивают состав гидрогеля в количестве одного порового объема с последующей выдержкой в образце в статических условиях в течение 72 часов при температуре в 62 °С.

На следующем этапе при различных значениях расхода насоса происходит вытеснение геля с одновременным замером значений выноса песка. Полученные результаты показали существенное сокращение выноса песка, практически в 10 раз. Механизм действия гидрогеля основан по всей видимости на формировании тонкой полимерной пленки на поверхности породы, что увеличивает ее цементированность и устойчивость к процессу эрозии. Дополнительным положительным эффектом является большее уменьшение падения проницаемости по воде в сравнении с нефтью, что также позволяет снизить обводненность добываемой продукции. Так лабораторные эксперименты показали уменьшение проницаемости по воде более 80 раз, а по нефти не более 8 раз (табл. 5).

**Таблица 4** – Свойства керна

Тип	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Абсолютная проницаемость, мД
Песчаник	8,2	4	27	120

**Таблица 5** – Влияния гидрогеля на проницаемость и вынос песка

	Относительная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по нефти, мД	Вынос песка при 1 порового объема закаченного воды, гр	Вынос песка при 2 порового объема закаченного воды, гр
Перед закачкой гидрогеля	91	108	1,36	3,28
После закачки гидрогеля	1,1	12,6	0,12	0,31

В таблице 6 приведены результаты измерения динамики дифференциального давления в образце керна, насыщенном гидрогелем (т.е. 0.5 сшивателя, 9000 млн<sup>-1</sup>) в зависимости от вытесняющего агента и расхода насоса. Значения дифференциального давления при вытеснении водой оказались значительно более высокими по сравнению с экспериментами, где в качестве вытесняющего агента использовали нефть.

**Таблица 6** – Динамика дифференциального давления

Расход насоса, мл / м	Дифференциальное давление, бар	
	Вытесняющий агент – нефть	Вытесняющий агент – вода
1	4,8	6,2
1,5	8,7	10,6
3	14,5	33,8
5	18,7	51,3



## Выводы

- Разработан состав для укрепления слабосцементированных пород и снижению пескопроявления следующей композиции : 0,5 массовая доля сшивателя, 9000 млн<sup>-1</sup> концентрация полимера.
- Разработанные составы имеют псевдопластичное поведение.
- Гелевые составы позволяют снизить вынос песка до 10 раз, при этом демонстрируя большее уменьшение падения проницаемости по воде в сравнении с нефтью. Для исследуемого состава геля эти значения составили 80 и 8 раз соответственно.

## Литература:

1. Ikporo B., Sylvester O. Effect of sand invasion on oil well production: a case study of Garon field in the Niger Delta // *The International Journal of Engineering and Science*. – 2015. – № 4 (5). – P. 64–72.
2. Isehunwa S.O., Olanrewaju O. A Simple Analytical Model for Predicting Sand Production in A Niger Delta Oil Field // *International Journal of Engineering Science and Technology*. – 2010. – № 2 (9). – P. 4379–4387.
3. Singh P., Van Petegem R. A novel chemical sand and fines control using zeta potential altering chemistry and placement techniques // *In International Petroleum Technology Conference. OnePetro*. – 2014.
4. Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Велиев Э.Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 1. – С. 86–88.
5. Veliyev E.F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 2. – P. 50–66.
6. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – № 193. – P. 107–411.
7. Veliyev E.F. Mechanisms of polymer retention in porous media // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 3. – P. 126–134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
8. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – № 33 (10). – P. 1133–1140.
9. Study of salinity and pH effects on gelation time of a polymer gel using central composite design method / M.B. Salehi [et al.] // *Journal of Macromolecular Science*. – 2012. – Part B. – № 51 (3). – P. 438–451.
10. Sydansk R.D., Argabright P.A. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel (№ US 4683949). – 1987.
11. Karimi S., Esmailzadeh F., Mowla D. Identification and selection of a stable gel polymer to control or reduce water production in gas condensate fields // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – № 21. – P. 940–950.
12. Rheological and transport properties of sulfonated polyacrylamide hydrogels for water shutoff in porous media / M.B. Salehi [et al.] // *Polymers for advanced technologies*. – 2014. – № 25 (4). – P. 396–405.
13. Rheological Characteristics of Sulphonated Polyacrylamide / A. Dadvand Koochi [et al.] // *Chromium Triacetate Hydrogels Designed for Water Shut-off. Iranian Polymer Journal*. – 2010. – № 19 (10). – P. 757–770.

## References:

1. Ikporo B., Sylvester O. Effect of sand invasion on oil well production: a case study of Garon field in the Niger Delta // *The International Journal of Engineering and Science*. – 2015. – № 4 (5). – P. 64–72.
2. Isehunwa S.O., Olanrewaju O. A Simple Analytical Model for Predicting Sand Production in A Niger Delta Oil Field // *International Journal of Engineering Science and Technology*. – 2010. – № 2 (9). – P. 4379–4387.
3. Singh P., Van Petegem R. A novel chemical sand and fines control using zeta potential altering chemistry and placement techniques // *In International Petroleum Technology Conference. OnePetro*. – 2014.
4. Suleymanov B.A., Ismailov F.S., Veliev E.F. On the influence of metal nanoparticles on the strength of CMC-based polymer gels used in oil production // *Oil Economy*. – 2014. – № 1. – P. 86–88.
5. Veliyev E.F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 2. – P. 50–66.
6. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Azizagha A.A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – № 193. – P. 107–411.
7. Veliyev E.F. Mechanisms of polymer retention in porous media // *SOCAR Proceedings, 2020*. – № 3. – P. 126–134. DOI: 10.5510/OGP20200300453
8. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Dyshin O.A. Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – № 33 (10). – P. 1133–1140.
9. Study of salinity and pH effects on gelation time of a polymer gel using central composite design method / M.B. Salehi [et al.] // *Journal of Macromolecular Science*. – 2012. – Part B. – № 51 (3). – P. 438–451.
10. Sydansk R.D., Argabright P.A. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel (№ US 4683949). – 1987.
11. Karimi S., Esmailzadeh F., Mowla D. Identification and selection of a stable gel polymer to control or reduce water production in gas condensate fields // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – № 21. – P. 940–950.
12. Rheological and transport properties of sulfonated polyacrylamide hydrogels for water shutoff in porous media / M.B. Salehi [et al.] // *Polymers for advanced technologies*. – 2014. – № 25 (4). – P. 396–405.
13. Rheological Characteristics of Sulphonated Polyacrylamide / A. Dadvand Koochi [et al.] // *Chromium Triacetate Hydrogels Designed for Water Shut-off. Iranian Polymer Journal*. – 2010. – № 19 (10). – P. 757–770.



УДК 622.276

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ФАЙНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF OPERATION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS IN THE CONDITIONS OF THE FAINSKOYE FIELD

#### Яруллин Денис Русланович

студент группы МГГ61-19-01,  
студент кафедры разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
yarullindenis1997@gmail.com

#### Исламов Марсель Касимович

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
islamov\_mk@mail.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящается обзору современного состояния разработки Фаинского месторождения. Разбору основных причин поломок погружного оборудования и их последствий. Оценке методов для их устранения и эффективной добычи нефти.

**Ключевые слова:** погружное оборудования, причины отказов, межремонтный период скважины (МРП), эффективность эксплуатации.

#### Yarullin Denis Ruslanovich

Student of the group MGG61-19-01,  
Student of the Department of Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields,  
Ufa State Petroleum Technical University  
yarullindenis1997@gmail.com

#### Islamov Marcel Kasimovich

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Gas and Gas Condensate Fields,  
Ufa State Petroleum Technical University  
islamov\_mk@mail.ru

**Annotation.** This article is devoted to the review of the current state of development of the Fainskoye field. Analysis of the main causes of breakdowns of submersible equipment and their consequences. Evaluation of methods for their elimination and efficient oil production.

**Keywords:** submersible equipment, causes of failures, inter-repair period of the well, operational efficiency.

Разработка Фаинского месторождения началась в 1986 году, и на сегодняшний день находится на завершающей стадии. За 35 лет эксплуатации данного месторождения, максимальный уровень добычи составлял 1458,3 тыс. т., максимальный уровень добычи на сегодняшний день составляет 505 тыс. т.

Промышленная разработка ведется на васюганской свите, в разрезе которой наблюдается четыре песчано-глинистых циклита ЮС14, ЮС13, ЮС12, ЮС11. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов представлены в таблице 1 [1, с. 62].

**Таблица 1** – Средние геолого-физические характеристики по всем эксплуатационным объектам Фаинского месторождения

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	2840
Пористость, дол. ед.	0,17
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,024
Пластовое давление, МПа	28,7
Пластовая температура, °С	90

Эксплуатация скважин обеспечивается механизированным способом при помощи погружного оборудования, а именно при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) различных типоразмеров и компаний, в большей степени, отечественных производителей. Данный выбор обусловлен надежностью погружного оборудования, и большим количеством типоразмеров, позволяющих подобрать насос под условия конкретных скважин.

Основная часть эксплуатационного фонда приходится на пласт ЮС11 у которого около 30 % добывающих скважин, находится в консервации, по причине высокой обводненности, низких дебитов и ряда других причин, не позволяющих продолжать эффективную эксплуатацию данных скважин,



также, как и с нагнетательными скважинами, где 25 % находятся в консервации или бездействующие. Данные показатели говорят нам о том, что эксплуатация скважин на Фаинском месторождении сопряжена с целым рядом трудностей, не позволяющие предприятию эффективно эксплуатировать нефтяные скважины, как следствие низкие межремонтные периоды скважин и потери в добыче, по причине частых поломок погружного оборудования.

Наиболее распространенными причинами бездействия скважин, оборудованных электроцентробежными насосами на Фаинском месторождении являются заклинивание оборудования. Много случаев отказа оборудования по причине падения изоляции системы, это возможно если при проведении спуско-подъемных операций (СПО) или во время ремонта оборудования была нарушена изоляция подводящего кабеля или погружного электродвигателя. Также наблюдаются большое количество скважин с отсутствующей подачей, отсутствием притока и снижением производительности установки. Полет и прихват насосно-компрессорных труб, остановки из-за малой дебитности и высокой обводненности в целом встречаются в равной степени и занимают малую часть от общего числа отказов [2, с. 155].

Подавляющее большинство отказов подземного оборудования на Фаинском месторождении вызвано негативным влиянием механических примесей, содержащихся в добываемой пластовой жидкости. Помимо этого, на насосное оборудование оказывает пагубное влияние высокая обводненность пластовой жидкости, на поверхности оборудования образуются отложения неорганических солей, асфальтосмолопарафиновые отложения, которые не позволяют пластовой жидкости в достаточной мере охлаждать погружной электродвигатель, как следствие перегрев оборудования, также имеет место коррозия металла, в результате которой нарушается герметичность изоляции ПЭД, и установка выходит из строя. Необходимо отметить, что после бурения новых скважин или при зарезке боковых стволов, у старых или ранее пробуренных скважин начинает снижаться дебит, это происходит по причине того, что установки рассчитывались без учета влияния соседних скважин, как следствие, насос начинает работать в левой зоне своей рабочей характеристики и начинает перегреваться, что вызывает незамедлительное отложение солей на всей поверхности оборудования и установка выходит из строя [3, с. 142].

На предприятии достаточно эффективно применяются мероприятия по предотвращению негативного влияния коррозии, механических примесей и асфальтосмолопарафиновых отложений. Как правило большое распространение получили химические методы воздействия также технологические мероприятия, физические, и в равной степени тепловые и механические. Проведение данных мероприятий оправдано и в большинстве случаев дает положительный результат. В случаях, когда мероприятия не дают ожидаемого результата, а в скважине идет снижение дебита, проводят консервацию, этим и обусловлено больше количество скважин, находящихся в консервации на Фаинском месторождении [4, с. 12].

Нами предлагается произвести перерасчет подземного оборудования под актуальные условия скважин, с применением защиты от осложняющих факторов. Так, например, в одной из скважин наблюдается снижение дебита с 62 до 34 м<sup>3</sup> / сут, что приводило к частым остановкам по защите срыва подачи. Анализ причин отказов показал, что на поверхности оборудования заметны образования неорганических солей, как следствие рабочие органы насоса изнашивались быстрее. После перерасчета в скважину предлагается спустить ЭЦНД5-35-1250 коррозионностойкого исполнения вместо ЭЦНД5-60-1350 МРП которого 175 дней, с глубиной подвески 1651 и 1488 м и количеством ступеней 241 и 232 ед. соответственно, вместо ПЭД27-103 предлагается использовать ПЭД21-103. Рекомендуется установка погружного скважинного контейнера с ингибитором коррозии, для предотвращения влияния неорганических солей. Проведение аналогичных мероприятий на других нефтяных месторождения показало ее эффективность, межремонтный период скважин увеличивался в среднем на 45 дней, что приводило к приросту добычи в среднем на 9 м<sup>3</sup> / сут. Таким образом ожидается увеличение МРП до 220 дней и ожидаемый дебит скважины составит 43 м<sup>3</sup> / сут. [5, с. 56].

Таким образом, перерасчет насосного оборудования под новые условия скважин и наличием осложняющих факторов, предотвращающих эффективную эксплуатацию оборудования, является целесообразным. За счёт применения оборудования коррозионностойкого исполнения, а также мер по защите оборудования от различных отложений, возможно в постоянном темпе добывать пластовую жидкость, что позволит компенсировать затраты на электроэнергию, и положительным образом скажется на технологических и экономических показателях.

### Литература:

1. Генералов И.В., Нюняйкин В.Н., Жагрин А.В. Диагностирование условий эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 62–64.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : Монография. – 2003. – 300 с.
3. Каплан, Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами [Текст]. – М. : Недра, 1994. – 190 с.
4. Исламов М.К., Разработка и внедрение удалителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании : Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа : УГНТУ, 2005. – 134 с.



5. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважины с установками штанговых и электроцентробежных насосов, учеб. пособие. – Уфа : Издат. УГНТУ, 2000. – 120 с.

**References:**

1. Generalov I.V., Nyunyaikin V.N., Zhagrin A.V. Diagnosing operating conditions of wells equipped with ESPs // *Neftyanoye bukhodya*. – 2002. – № 2. – P. 62–64.
2. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaydakov V.V. Complications in oil production. – Ufa : Monograph. – 2003. – 300 p.
3. Kaplan L.S., Semenov A.V., Razgonyayev N.F. Operation of complicated wells with centrifugal electric pumps [Text]. – M. : Nedra, 1994. – 190 p.
4. Islamov M.K., Development and introduction of removers asphalt-resin and paraffin deposits on oil equipment : Dissertation of Candidate of Technical Sciences. – Ufa : UGNTU, 2005. – 134 p.
5. Zeygman Y.V., Gumerov O.A., Generalov I.V. The choice of equipment and operating mode of wells with the installation of rod and electric centrifugal pumps, Tutorial. – Ufa : Publishing. UGNTU, 2000. – 120 p.





**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**\*\*\*\*\***

**DRILLING OF OIL AND GAS WELLS**





УДК 622

## ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОЧВ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ

### SOIL CONTAMINATION WITH OIL AND PETROLEUM PRODUCTS

**Арсланов Шарофиддин Султоневич**

доктор химических наук, профессор, магистр,  
Ташкентский филиал РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина  
(национальный исследовательский университет)  
arslanovir@ufntc.ru

**Абдурахмонов Сайёд Тоштемир ўгли**

магистр химии,  
Национальный университет Узбекистана  
имени Мирзо Улугбека  
abdurahmonov.sayyod@mail.ru

**Аннотация.** В этой статье обсуждаются проблемы, вызванные загрязнением почвы и воды нефтепродуктами, и способы их решения. На основе этих экспериментов мы провели научные исследования методов утилизации разлитых нефтепродуктов с использованием наиболее эффективных видов бактерий.

**Ключевые слова:** технических масел, нефтепродуктов, химической промышленности, бактерий, физические, физико-химические, агрохимические, микробиологические, биохимические и биологические свойства почвы.

**Arslanov Sharofiddin Sultonovich**

Doctor of Chemical Sciences,  
Professor, Master's Degree,  
Gubkin Russian State University of Oil and  
Gas, Tashkent branch  
(National Research University)  
arslanovir@ufntc.ru

**Abdurahmonov Sayyod Toshtemir ughli**

Master's Degree in Chemistry,  
National University of Uzbekistan  
named after Mirzo Ulugbek  
abdurahmonov.sayyod@mail.ru

**Annotation.** This article discusses the problems caused by soil and water contamination by petroleum products and how to solve them. Based on these experiments, we have conducted scientific research into methods for disposing of spilled petroleum products using the most effective species of bacteria.

**Keywords:** technical oils, petroleum products, chemical industry, bacteria, physical, physical-chemical, agrochemical, microbiological, biochemical and biological properties of soil.

**В** последние годы проблема нефтяных загрязнений становится все более актуальной. Загрязнения имеют место, начиная с промышленной подготовки нефти до использования нефтепродуктов. Развитие промышленности и транспорта требует увеличения добычи нефти как энергоносителя и сырья для химической промышленности. А вместе с тем это одна из самых опасных для природы индустрий. Ежегодно миллионы тонн нефти выливаются на поверхность Мирового океана, попадают в почву и грунтовые воды, сгорают, загрязняя воздух. Большинство земель в той или иной мере загрязнены сейчас нефтепродуктами. Особенно сильно это выражено в регионах, через которые проходят нефтепроводы, а также богатых предприятиями химической промышленности, использующими в качестве сырья нефть или природный газ. Ежегодно десятки тонн нефти загрязняют полезные земли, снижая ее плодородие, но до сих пор этой проблеме не оказывают должного внимания.

Технических масел, по сравнению с другими органическими веществами, расходуется гораздо меньше, однако негативного влияния связанных с ними отходов на природу не следует преуменьшать, так как это наиболее распространенный источник техногенного загрязнения. Достаточно сказать, что количество отработавших свой ресурс нефтепродуктов, выливаемых на грунт или в воду, на порядок больше того, что попадает в окружающую среду в результате аварий при добыче, транспортировке и переработке. Кроме того, из-за дороговизны жидких минеральных смазок на повестке дня стоит вопрос о целесообразности их хотя бы частичной регенерации. Таким образом, дальнейшее использование вторичного масла расценивается как перспективная практика в процессе нашей жизнедеятельности. Судите сами. В ходе воспроизводства масла тратится третья часть энергии, которая расходуется на первичное производство. А для синтеза литра добротного технического масла необходимо 67,2 л нефти и всего 1,6 л испорченного масла. Причем литр такого масла, переработанного в горючее, дает примерно 40 МДж теплоты. Среди химических загрязнителей почвы широко распространено загрязнение нефтью и нефтепродуктами. Поскольку сырая нефть широко используется в народном хозяйстве, сегодня производится более 1000 наименований продукции. Загрязнение в основном вызвано открытием нефтяных месторождений, добычей сырой нефти, транспортировкой, хранением, авариями и переработкой нефтепродуктов с использованием новейших технологий, неполным сгоранием на транспортных средствах и др. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами особенно велико в богатых нефтью арабских странах, России, Кувейте, Азербайджане и Украине. Катастрофа на Украине загрязнила экосистему. Как отмечалось выше, загрязнение почвы встречается



чаще, чем нефтепродукты (неполное сгорание бензина, мазута, моторного масла и других видов топлива загрязняет воздух), и для очистки и восстановления загрязненных почв требуются многие годы. Ниже перечислены основные факторы, способствующие загрязнению почвы нефтью:

- влияние сточных вод нефтяной промышленности на почвенный покров и источники оросительной воды;
- аварии на судах, транспортных средствах и трубопроводах, перевозящих нефть и другое топливо;
- сжигание нефтяных месторождений;
- в результате неблагоприятных условий на нефтехранилищах происходит загрязнение почвенного покрова и ключевых частей экосистемы. Также существует ряд проблем, связанных с неправильным использованием нефти и нефтепродуктов и отсутствием рекультивации загрязненных территорий.

Загрязнение почвенного покрова нефтью варьируется в зависимости от различных факторов и в зависимости от количества нефти в почве подразделяется на следующие уровни:

- незагрязненные почвы 1,0 г / кг;
- слабозагрязненные почвы 1,0–5,0 г / кг;
- умеренно загрязненные почвы 5–12 г / кг;
- сильно загрязненные почвы 12–25 г / кг;
- очень сильно загрязненные почвы более 25 г / кг;

Почва – это живой сложный организм, в котором постоянно происходят биологические и химические процессы. Почвенные процессы различаются в зависимости от климатических, гидрологических, экологических условий региона, биологического мира и агрохимических и агрофизических свойств почвы. Природные и антропогенные факторы постоянно влияют на почву, что, в свою очередь, изменяет ее свойства. В частности, углеводороды нефти являются одними из основных загрязнителей окружающей среды и почвенного покрова. Его химические эффекты изменяют морфологические, физические, физико-химические, агрохимические, микробиологические, биохимические и биологические свойства почвы, что приводит к снижению плодородия почвы. Кроме того, изменяется влияние минерализации органического вещества в почве, разнообразия общих и групповых микроорганизмов, их редукции, снижения активности ферментов (каталазы, инвертазы, полифенолоксидазы, оксидазы, протеазы, фосфатазы, дегидрогеназы). по дыханию почвы и морфологическим характеристикам достигает В пробе почвы, взятой с расстояния 200 м по масляности, прорастание семян опытных растений не наблюдалось, а в последующих почвах видно, что органы проростков прорастали в разное время в зависимости от концентрации масла. Плодородие и здоровье почвы определяется состоянием выращиваемых на ней культур. Единственный способ обеспечить хорошее развитие определенных растений и высокое качество урожая – это поддерживать почву в чистоте. В связи с этим важно разработать методы обработки химически загрязненных почв, в частности почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, и принять соответствующие меры рекультивации. Мы используем высокоэффективные бактерии для утилизации разлитых нефтепродуктов на экспериментальной основе. Экспериментально видно, что мы добавляем бактерии, необходимые для очистки почвы от нефтепродуктов, в состав почвы и проводим наблюдение, высаживая растения, устойчивые к ударам. Основная цель – также выявить новые виды эффективных бактерий и применить их на практике.

#### Литература:

1. Арсланов Ш.С., Ривкина Т.В., Рыбалченко В.С. Технология переработки нефти и газа // Учебник для студентов высших учебных заведений. – Ташкент : Издательство «Fan va texnologiya», 2019. – 268 с.
2. Бакиров Т.М. Первичная переработка природного газа. – М. : Химия.
3. Моделирование промысловой водонефтяной эмульсии в лабораторных условиях / Ш.С. Арсланов [и др.] // Chemistry and chemical engineering. – 2020. – № 2. – С. 31–36.

#### References:

1. Arslanov Sh.S., Rivkina T.V., Rybalchenko V.S. Technology of oil and gas processing // Textbook for students of higher education institutions. – Tashkent : Publishing house «Fan va texnologiya», 2019. – 268 p.
2. Bakirov T.M. Primary processing of natural gas. – M. : Chemistry.
3. Simulation of field water-oil emulsion in laboratory conditions / Sh.S. Arslanov [et al.] // Chemistry and chemical engineering. – 2020. – № 2. – P. 31–36.



УДК 622.24

## К ВОПРОСУ О ЖИЗНЕННОМ ЦИКЛЕ БУРОВЫХ ДОЛОТ

### ADDRESSING THE QUESTION ABOUT THE LIFE CYCLE OF DRILLING BITS

**Балаба Владимир Иванович**

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина,  
balaba.v@gubkin.ru

**Гинзбург Эдуард Самуилович**

кандидат технических наук, заведующий лабораторией  
кафедры стандартизации, сертификации и управления  
качеством производства нефтегазового оборудования,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина,  
labcer@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается жизненный цикл буровых долот. Показано, что жизненный цикл PDC-долот должен учитывать их ремонтпригодность и возможность рекуперации полезных компонентов на этапе утилизации долот.

**Ключевые слова:** буровые долота, жизненный цикл долот, ремонтпригодность долот, рекуперация полезных компонентов при утилизации долот.

**Balaba Vladimir Ivanovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Professor of Department of Oil and  
Gas Wells Drilling,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
balaba.v@gubkin.ru

**Ginzburg Eduard Samuilovich**

PhD in Technical Sciences,  
Head of the Laboratory of Department of  
Standardization, Certification and  
Quality Management of Oil and Gas,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
labcer@yandex.ru

**Annotation.** This article discusses the life cycle of drilling bits. It shows that the life cycle of PDC bits should take into account their maintainability and the possibility to recuperate useful components at the stage of bits utilization.

**Keywords:** drilling bits, bit life cycle, bit maintainability, recovery of useful components during bit disposal.

Традиционно жизненный цикл долот рассматривается состоящим из этапов проектирования, изготовления, эксплуатации и утилизации. Такой подход был приемлем до появления PDC-долот, применение которых без сомнения можно назвать прорывной технологией в бурении [1]. Достоинствами этих долот являются, прежде всего отсутствие, и, соответственно, исключение отказа подвижных элементов. Как следствие существенно снизилось количество аварий и инцидентов с долотами [2]. Кроме того, PDC-долота обладают повышенной износоустойчивостью и эффектом «самозатачивания» алмазных поликристаллических резцов. Однако достоинства PDC-долот не ограничиваются только технологическими свойствами – у них принципиально иной жизненный цикл, так как в отличие от других типов долот они ремонтпригодны [3].

Прототипами PDC-долот являются два типа долот с алмазосодержащим вооружением: долота ИСМ и классические алмазные. В долотах типа ИСМ вооружение представлено зубками из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленый карбид вольфрама. В классических алмазных долотах вооружение представляет собой зерна синтетических (искусственных) алмазов размером 2–3 мм.

Вооружение PDC-долот – это резцы, состоящие из твердосплавной подложки, к которой прикреплена пластина из поликристаллического алмаза. Как сами долота, так и подложки PDC-резцов изготавливаются, как правило, из карбидов вольфрама с применением методов порошковой металлургии. У них высокая невосприимчивость к тепловому воздействию, а температура плавления существенно выше, чем у наплавочных материалов, применяемых для фиксации резцов на долоте. При воздействии температуры, близкой или превышающей температуру плавления наплавочного материала, отработавшие свой ресурс PDC-резцы могут быть извлечены из долота и заменены на новые. Корпус долота и подложка PDC-резца при этом не претерпевают изменений в структуре материала и в своей геометрии.

Вторая особенность жизненного цикла долот типа PDC – возросшая значимость процесса рекуперации материалов на этапе утилизации долот. Следует отметить, что применение рекуперации





твердых сплавов и алмазных зерен известно. Извлечение полезных компонентов на этапе утилизации долот возможно механическим, термомеханическим, химическим и взрывоимпульсным способами [4, 5]. При этом экономическая эффективность рекуперации определяется, главным образом, количеством утилизируемых долот, стоимостью извлекаемого сырья для последующего применения и технологичностью процесса рекуперации. PDC-долота наиболее предпочтительны для рекуперации, прежде всего, в связи с высокой стоимостью извлекаемых материалов. Для производства поликристаллической пластины необходим поликристаллический алмаз, являющийся дорогостоящим сырьем, существенно превышающим по стоимости карбиды вольфрама, а также кобальт, никель и другие металлы, используемые при изготовлении долот. Поэтому извлечение и повторное использование поликристаллических алмазов (не обязательно для производства долот), компенсирует затраты на логистику утилизации долот и собственно процесс рекуперации.

#### Литература:

1. Новиков А.С., Гинзбург Э.С., Вышегородцева Г.И. Преимущества и перспективы долот с алмазным вооружением // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 1. – С. 62–63.
2. Балаба В.И. Безопасность технологических процессов бурения скважин: Учебное пособие: В 2 частях. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007. – Ч. 1. – 296 с.
3. Методические основы расчета затрат на ремонт долота PDC / А.П. Герасименко [и др.] // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 44–48.
4. Технология утилизации вольфрама из отходов буровых долот / В.Ф. Меркулов [и др.] // Сталь. – 1984. – № 10. – С. 30–31.
5. Рекуперация алмазов и твердого сплава из отработанного инструмента / Г.П. Богатырева [и др.] // Породоразрушающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – Киев : Изд-во ИСМ. – 2000. – С. 15–17.

#### References:

1. Novikov A.S., Ginzburg E.S., Vyshegorodtseva G.I. Advantages and prospects of drill bits with diamond armament // Quality Management in Oil and Gas Complex. – 2015. – № 1. – P. 62–63.
2. Balaba V.I. Safety of technological processes of drilling wells: Textbook: In 2 parts. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2007. – Part 1. – 296 p.
3. Methodical bases of PDC bit repair costs calculation / A.P. Gerasimenko [et al.] // Drilling and Oil. – 2016. – № 12. – P. 44–48.
4. Technology of tungsten recycling from waste drill bits / V.F. Merkulov [et al.] // Steel. – 1984. – № 10. – P. 30–31.
5. Recuperation of diamonds and hard alloys from used tools / G.P. Bogatyreva [et al.] // Rock destruction tool – technique and technology of its manufacture and application. – Kyiv : Izd vo ISM. – 2000. – P. 15–17.



УДК 658.5

## ОЦЕНКА РИСКА ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТА ПРИ СООРУЖЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### OIL-AND-GAS WELL PROJECT DEVELOPING RISK ASSESSMENT

**Борисов Константин Андреевич**

кандидат технических наук,  
старший преподаватель  
кафедры нефтегазовые техника и технологии,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
13020165@mail.ru

**Татаркина Лидия Александровна**

кандидат экономических наук, доцент,  
доцент кафедры производственный и  
инновационный менеджмент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Аннотация.** Дан перечень основных ошибок и дефектов, лежащих в основе риска проектов при сооружении нефтегазовых скважин. Сформулированы базовые принципы, которые используются в современной практике управления проектами.

**Ключевые слова:** оценка риска, проект на сооружение нефтегазовых скважин, управление проектом.

**Borisov Konstantin Andreevich**

Ph.D. of Technology, Senior Lecturer,  
Department «Oil and Gas Equipment  
and Technology»,  
Platov South-Russian State  
Polytechnic University (NPI)  
13020165@mail.ru

**Tatarkina Lidiya Aleksandrovna**

Ph.D. in Economics, Associate Professor,  
Department «Production and  
Innovation Management»,  
Platov South-Russian State  
Polytechnic University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Annotation.** In this article, we describe main errors and defects that are the basic of the oil-and-gas well project developing risk. We posed the central principles that are used in the modern practice of the project control.

**Keywords:** risk assessment, oil-and-gas well project, project control.

В настоящее время разработано и опубликовано большое количество рекомендаций по разработке методов анализа и оценки рисков при сооружении нефтегазовых скважин. Однако воспользоваться ими зачастую не представляется возможным из-за отсутствия необходимых данных и необходимости проведения дополнительных исследований. Из официальных нормативно-технических документов, устанавливающих методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре и оформлению результатов, а также представляющих основные методы анализа опасностей и риска аварий на опасных производственных объектах, следует рекомендовать «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» РД 03-418-01, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 10.07. 2004 г. № 30.

Все проекты, связанные с бурением скважин на нефть и газ, характеризуются повышенной степенью риска. В своих экономических условиях в настоящее время особое внимание при планировании и прогнозировании деятельности нефтегазовых предприятий отводится оценке рисков. Известно, что одной из главных причин проектных решений нефтегазовых компаний является отсутствие управления рисками. Все расчеты ведутся, исходя из идеальных условий выполнения проекта по сооружению нефтегазовой скважины, при этом во внимание берутся исключительные ситуации, которые могут возникнуть при его реализации.

Основным фактором успешной инновационной деятельности нефтегазового предприятия является скорость реагирования на новые веяния рынка и стратегическое видение. У нефтегазовой компании имеются свои результаты инновационной деятельности по написанию проектов для сооружения скважин в аналогичных геологических условиях. Данные проектные решения по написанию проекта на сооружение нефтегазовых скважин могли бы быть интересны и для других предприятий, но для реализации их необходимо настроить новые механизмы реализации, организовать трансфер технологий. Отработка механизмов управления внутренними инновационными проектами нефтегазовых компаний по модели внутренних стартапов для быстрого вывода инновационных технологий проектирования строительства скважин на внешний рынок является крайне сложной и важной задачей.

С учетом вышеизложенного необходимо отметить: анализ и оценка рисков выполнения проекта – сложный процесс, недостаточно изученный, но очень актуальный в нынешних экономических условиях:

- уровень риска определяется особенностями проекта для каждого конкретного месторождения;
- все риски, выявленные в процессе анализа и оценки рисков, должны периодически актуализироваться.



Управление рисками проекта – один из самых важных инструментов стратегического и текущего планирования, главной задачей которого выступает не идентификация всех возможных рисков и их устранения, а сравнение нескольких альтернативных вариантов и выявление лучшего для конкретного предприятия (возможно и более рискованного). Многие эксперты сходятся во мнении, что главных 2–3 риска могут разрушить доходность проекта, поэтому современное и корректное их определение является основной целью оценки рисков.

Риск при строительстве скважин принято классифицировать следующим образом:

- технологические риски, вызванные изменением технологии, несоответствием применяемых технологий конкретным горно-геологическим и технико-технологическим условиям, специфические риски технологии, некорректное выполнение проектных решений, ошибки в проектной документации;
- технические риски, вызванные отказом или ухудшением качества и производительности функционирования бурового оборудования (буровой насос, вертлюг, буровая лебедка и пр.), систем энергообеспечения (ЛЭП, подстанция ЛЭП, дизельный электрогенератор);
- горно-геологические риски, связанные с условиями залегания горных пород, пластовыми и горными давлениями;
- риски, связанные с человеческим фактором: действиями персонала (аварии, осложнения в результате ошибок персонала).

Главной задачей при строительстве скважин является снижение непроизводительного времени, в рамках которого материальный ущерб от осложнений и аварий (потери стволов скважин, дорогостоящего скважинного оборудования, затраты на ликвидацию аварий и/или осложнений) многократно превышают потери от простоев буровой и ремонта оборудования. Зачастую в работах на буровой площадке участвуют несколько подрядных и субподрядных организаций, выполняющих специфические работы – такие, как вышкомонтажные работы, сервис наземного и внутрискважинного бурового оборудования, инструмента, сопровождения технологических процессов бурения, крепления и освоения, производственного обслуживания.

Риск инвестиционных проектов – это риск, вызванный несовершенством подготовки бизнес-плана и проектных работ по объекту предполагаемого инвестирования, связанным с недостатком информации о внешней инвестиционной среде, неправильной оценкой параметров внутреннего инвестиционного потенциала, использованием устаревшей техники и технологии, оказывающим влияние на показатели его предстоящей доходности [1].

Недостаточная надежность проектов на сооружение нефтегазовых скважин может быть следствием ошибок трех видов:

- 1) ошибки в геологических характеристиках запасов месторождения или поля. Речь идет как о количественных оценках запасов, так и об особенностях их территориального залегания, эффективности и качества;
- 2) просчеты самих проектировщиков при выборе технических средств и определении технико-экономических показателей проекта. Недопущению таких просчетов могут способствовать организации экспертизы выполняемых проектов и введение материальной ответственности проектантов за достижение запроктированных ими показателей;
- 3) ошибки в принятии тех или иных гипотез развития «внешней среды», в которой будет работать проектируемое предприятие. Под «ситуациями внешней среды» понимают гипотезы состояния перспективного рынка и спроса на рассматриваемую продукцию, цены на эту продукцию, которые готов заплатить потребитель, наличие конкурентов, возможности и формы государственной поддержки предприятия, появление новых технических средств и т.п.

Для выбора наиболее предпочтительных вариантов проектных решений производится оценка уровня проектных рисков по каждому рассматриваемому проекту. Такая оценка основывается на следующих базовых принципах и методических подходах, используемых в современной практике управления проектами: [2]

1. Общая оценка проектного риска осуществляется путем определения интегрированного их показателя, характеризующего как «уровень проектного риска». Этот показатель интегрирует влияние всех видов риска, связанных с реализацией рассматриваемого проекта.
2. В основе оценки уровня проектного риска лежит определение возможного диапазона отклонений показателей эффективности проекта от расчетных их величин. Чем шире этот возможный диапазон отклонений, тем выше уровень проектного риска.
3. В качестве рассматриваемого показателя эффективности, используемого для оценки уровня проектного риска, может быть выбран любой из них. Вместе с тем, наибольшее предпочтение в процессе такой оценки отдается показателям чистого приведенного дохода и внутренней ставки доходности. Эти показатели в наибольшей степени характеризуют возможности обеспечения роста рыночной стоимости предприятия в результате реализации проекта.
4. Для количественного измерения размеров возможных отклонений эффективности проекта от расчетной ее величины используется система показателей, отражающих степень ее колеблемости. Основными из этих показателей являются дисперсия, среднеквадратическое (стандартное) отклонение и коэффициент вариации.



5. Оценка возможной колеблемости рассчитанных показателей эффективности проекта осуществляется в максимально широком диапазоне возможных условий его реализации. В этих целях прогнозируются различные варианты возможного изменения факторов внешней инвестиционной среды и параметров внутреннего потенциала предприятия, которые генерируют угрозы снижения расчетной эффективности проекта в процессе его реализации.

Простейший из этих способов – прибегнуть к мнению бригады опытных и знакомых с рассматриваемой ситуацией экспертов. В этом случае каждого эксперта просят отнести рассматриваемый проект к группе «невысокой», «умеренной», «повышенной» либо «большой» рискованности. Усредненное мнение экспертов дает качественную характеристику степени риска, связанного с осуществлением проекта.

Для более обоснованных суждений о величине проектного риска необходимо численно оценить вероятности возникновения отдельных ситуаций, не предусмотренных проектом. К ним относят возможные изменения рыночного спроса на минеральное сырье, появление неожиданных конкурентов, изменение условий экспорта-импорта продукции и технических средств и т.д. Показатели эффективности проекта рассчитывают отдельно для каждого из наиболее вероятных изменений ситуаций, затем экспертным путем дают оценку вероятностей возникновения каждой из этих ситуаций. После чего выполняют расчет эффекта, приносимого проектом, с учетом возможного возникновения отдельных ситуаций:

$$\mathcal{E}_i = \sum_j \mathcal{E}_j v_{nj} \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}_j$  – эффект по данному варианту в случае возникновения  $j$ -й ситуации;  $v_{nj}$  – вероятность возникновения  $j$ -й ситуации в долях единицы.

В проекте риск является естественным явлением. Анализ риска – это процесс, определяющий зоны риска, которые могут повлиять на успешное выполнение проекта, это также процесс принятия необходимых мер для снижения риска до приемлемого уровня. Анализ риска состоит из трех фаз: определения, измерения и управления.

Компромисс между ожидаемой выгодой и риском – общая дилемма для всех участников выполнения проекта. Более консервативные компании готовы допустить меньшие выплаты для того, чтобы уменьшить риск. Наиболее важной целью анализа риска является управление этим риском. Управление риском – это процесс, имеющий своей целью контроль различных видов риска в объеме, расписании, расходах, контрактах, качестве и ресурсах проекта.

Процесс должен быть продолжающимся, чтобы обеспечить правильное выполнение и учитывать изменяющиеся условия, так как не существует двух одинаковых проектов, процесс управления риском должен быть гибким и соответствовать специфическим требованиям проекта. Одна характеристика управления риском несомненна – управление риском начинается с обзора концепции объема проекта и продолжается в течение всего времени его выполнения [3].

Одна из главных процедур оценки проекта – привлечение квалифицированных экспертов фактически для каждого раздела проекта.

Таким образом, детализированная оценка рисков и эффективности мероприятий по снижению рисков инвестиционных проектов на разных стадиях жизненного цикла позволяет обоснованно выбрать оптимальную концепцию реализации проекта.

### Литература:

1. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Проектные риски в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М. : Нефть и газ, 2005. – 235 с.
2. Буренина И.В. Организация экономического механизма управления рисками выбытия скважин при их эксплуатации в условиях обеспечения устойчивого развития нефтегазового предприятия // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 300–308.
3. Татаркина Л.А. Концептуальная модель инновационного процесса // Проблемы менеджмента на предприятиях России : сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции. – Пенза, 2002. – С. 57–63.

### References:

1. Zubareva V.D. Sarkisov A.S., Andreev A.F. Project risks in the oil and gas industry: Tutorial. – M. : Oil and gas, 2005. – 235 p.
2. Burenina I.V. Organization of the economic mechanism of risk management of the wells' retirement in their operation in terms of sustainable development of oil and gas enterprise // Electronic scientific journal Oil and Gas Business. – 2011. – № 1. – P. 300–308.
3. Tatarkina L.A. Conceptual model of innovation process // Problems of management at Russian enterprises: collection of materials of the All-Russian scientific-practical conference. – Penza, 2002. – P. 57–63.



УДК 622.276

## ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В БУРЕНИИ СКВАЖИН

### APPLICATION OF MACHINE LEARNING IN WELL DRILLING

**Гладкова Екатерина Андреевна**

студент,  
Санкт-Петербургский горный университет  
katerene@bk.ru

**Сайченко Лилия Альбертовна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
mirabilissa@gmail.com

**Аннотация.** В представленной статье изучена роль машинного обучения в бурении нефтяных и газовых скважин. Для этого были рассмотрены основные задачи и методы машинного обучения и проанализированы результаты внедрения технологии на производстве в различных компаниях нефтегазового сектора.

**Ключевые слова:** машинное обучение, искусственный интеллект, бурение, технологии.

**Gladkova Ekaterina Andreevna**

Student,  
Saint-Petersburg Mining University  
katerene@bk.ru

**Saychenko Liliya Albertovna**

Ph.D., Associate Professor,  
Associate Professor of Development and  
Operation of Oil and Gas Fields,  
Saint-Petersburg Mining University  
mirabilissa@gmail.com

**Annotation.** This article explores the role of machine learning in oil and gas drilling. For this, the main tasks and methods of machine learning were considered and the results of the introduction of technology in production in various companies in the oil and gas sector were analyzed.

**Keywords:** machine learning, artificial intelligence, drilling, technology.

Процесс бурения скважин является очень дорогостоящим этапом нефтегазовых работ, от которого существенно зависит себестоимость добычи углеводородов. Ввиду усложнения данного процесса разрушения горных пород по мере исчерпания старых залежей и необходимости разработки трудноизвлекаемых запасов, появляется необходимость в применении новых технологий строительства сложных скважин. На сегодняшний день повысить эффективность бурения можно с привлечением таких цифровых технологий, как например, анализ больших данных (Big Data), интернет вещей (Internet of Things, IoT) искусственный интеллект (Artificial intelligence, AI). В частности, достаточно стремительными темпами начинает применяться машинное обучение (Machine Learning, ML), получившее большое развитие за последние годы как раздел науки, зародившийся на пересечении технологий искусственного интеллекта и науки о данных [2].

Машинное обучение представляет собой подраздел науки, посвященный разработке и изучению искусственного интеллекта, который в свою очередь, включает в себя различные компьютерные системы, позволяющие имитировать мышление человека. Данные понятия часто употребляются в одном контексте и порой как взаимозаменяемые, но при этом они несут разное значение. Так, машинное обучение всегда основывается на использовании искусственного интеллекта, в то время как искусственный интеллект не всегда задействует машинное обучение.

Машинное обучение занимается построением математических моделей для исследования какого-либо рода данных. Настраиваемые параметры данных моделей можно приспособить для отражения наблюдаемых данных, таким образом, программа начинает обучаться на данных. После завершения обучения на имеющихся данных наблюдений модели можно задействовать для предсказания данных следующих наблюдений [1].

С помощью алгоритмов машинного обучения возможно решать несколько основных категорий задач:

1) Задача регрессии – предоставление прогноза на основе выборки объектов с различными признаками. В результате получают вещественное число, например, ожидаемый дебит через год разработки или глубина залегания продуктивного пласта.

2) Задача классификации – вывод на основе набора определенных признаков категориального ответа. Позволяют получить положительный или отрицательный ответ, например предсказание месторождений полезных ископаемых по данным геологической разведки.

3) Задача кластеризации – проведение распределения имеющихся данных на группы, к примеру объединение пласта или группы пластов в эксплуатационный объект разработки.

4) Задача уменьшения размерности – сведение некоторого большого числа признаков к более сжатому виду для удобства применения последующей визуализации данных на плоскости или в 3D.



5) Задача выявления аномалий – выявление отклонений от стандартных случаев. Отличается от задачи классификации, так как аномалии случаются очень редко, поэтому соответственно для обучения модели примеров обычно бывает недостаточно и для решения требуются другие методы. На практике такая задача применяется при обнаружении неполадок в оборудовании по показаниям датчиков.

При этом основную часть задач, которые решаются методами машинного обучения, можно отнести к двум различным видам: обучение с учителем (supervised learning) или обучение без учителя (unsupervised learning). В роли «учителя» выступает не какой-то конкретный специалист, а само вмешательство человека в процесс обработки информации. В обоих случаях модели задаются некоторыми данными, которые требуется обработать и выявить среди них определенные закономерности. Только при обучении с учителем у каждого элемента в наборе данных уже есть правильный результат, на основе которого ищется взаимосвязь, чтобы затем можно было получить прогноз для новых необозначенных данных. В случае обучения без учителя у алгоритма в процессе его обучения нет изначальных результатов для данных, поэтому ему предстоит распознать связи и закономерности между заданными элементами [1].

На примерах уже было показано, что методы машинного обучения могут успешно применяться в нефтегазодобывающей промышленности, в особенности для оптимизации процесса бурения скважин, что сможет позволить уменьшить время данной операции и значительно сократить денежные затраты на ее проведение.

Одной из задач бурения, с которой может помочь справиться подход машинного обучения, является выявление выхода долота за пределы коллектора раньше, чем это покажут датчики телеметрии. Как правило информация с приборов поступает с некоторой задержкой, вследствие чего преодоление целевого слоя фиксируется уже в тот момент, когда инструмент уходит дальше на несколько десятков метров.

Для решения данной проблемы специалисты «Газпром нефти» разработали на основе машинного обучения прототип, способный оперативно принимать на вход такие показатели, как нагрузка на долото, скорость проходки, частота вращения ротора и другие, анализировать их и выявлять скрытые закономерности. Благодаря такому подходу появилась возможность определять состав пород без ожидания поступления информации с датчиков, расположенных на самом буровом инструменте.

Программа позволяет установить момент перехода долота из одного типа породы в другой по их характерному набору признаков. На данный момент точность данной разработки превышает 70%, при этом модель продолжает обучаться и повышать корректность своих решений. Программа была успешно опробована на предприятии «Газпромнефть-Ямал», подтвердив значительную достоверность своих предсказаний.

Данное цифровое решение очень важно для эффективности будущей эксплуатации за счет повышения качества проходки, увеличения скорости бурения горизонтальных интервалов и снижения затрат на ликвидацию ошибок при проводке скважины.

Помимо этого, методы машинного обучения могут предсказывать аварийные осложнения в процессе бурения, что является достаточно актуальной проблемой, так как при устранении аварий происходит простой бурового оборудования и, как следствие, повышение стоимости скважин.

Модель, разработанная в «Газпром нефти», обучалась на данных со скважин, пробуренных без каких-либо отклонений, которые использовались как пример эталонного процесса. Поэтому стало возможным сравнение с ними текущих параметров, чтобы при наличии аномальных изменений информировать о вероятности возникновения аварийных ситуаций. Например, данная разработка помогает определять такой вид осложнений, как прихват, еще за полтора часа до его наступления, что имеет очень важное практическое значение [2].

Помимо «Газпрома» целый ряд крупных нефтяных компаний, таких как «Royal Dutch Shell», «Exxon Mobile», «Роснефть», «General Electric Oil & Gas» и других, активно внедряют методы машинного обучения в собственные производственные процессы.

Так компания «Роснефть» на данный момент использует систему, основанную на искусственном интеллекте, на буровых установках, применяемых на месторождениях в Оренбургской области. Разработанная автоматизированная система интеллектуального бурения (АСИБ) контролирует весь процесс бурения, основываясь на считываемых данных, и в случае необходимости корректирует работу оборудования или при выявлении критических показаний останавливает работу, оповещая об этом сотрудников. АСИБ оперативно анализирует информацию с датчиков, что обеспечивает безопасные условия проведения работ, увеличение механической скорости проходки в среднем на 15 % и позволяет сэкономить порядка 5 млн рублей при бурении одной скважины [3].

Также компания «Газпром нефть» разработала свою собственную интеллектуальную систему «ЭРА: Оптима», которая уже была применена в условиях промысла на пилотных Крапивинском и Ачимовском месторождениях. Данный комплекс проводит анализ параметров и предлагает наиболее подходящий вариант разработки, то есть определяет расположение сетки скважин, их индивидуальные показатели работы, рассчитывает объемы добычи и проводит экономические расчеты. Подобное





решение позволяет существенно сократить время выполнения специалистами однообразных операций путем выбора наилучшего из предложенных системой вариантов. Кроме того, в ходе испытаний предсказания программного обеспечения оказались примерно на 20–30 % более рациональными и эффективными, по сравнению с рекомендациями экспертов. Также по предварительным оценкам такая инновационная разработка позволит увеличить прибыль компании на более чем полмиллиарда рублей за ближайшие пять лет [2].

Таким образом, можно заключить, что подход машинного обучения уже достаточно широко используются в нефтегазовой отрасли и начинает приносить первые практические результаты. При этом каждый из методов применения данной технологии имеет как преимущества, так и некоторые недостатки. Несмотря на все преимущества внедрения подобных моделей, невозможно вести их обучение без корректных исходных данных, так как любые неточности непременно отразятся на результатах. Кроме того, каждая система искусственного интеллекта создается для решения каких-то конкретных задач и имеет узкую специализацию. И, учитывая новаторство подхода, самообучающиеся системы все же нуждаются в контроле разработчиками и не являются полностью автономными. Но при этом машинное обучение позволяет по-настоящему эффективно задействовать потенциал данных, а также составлять надежные прогнозы и автоматизировать большую часть сложных и рутинных задач. Благодаря этому нефтяные компании теперь могут предупреждать аварийные ситуации, сокращать затраты на производственные процессы и обеспечивать безопасные условия работы на месторождениях.

#### Литература:

1. Плас Дж. Вандер. Python для сложных задач: наука о данных и машинное обучение. – СПб. : Питер, 2018. – 576 с.
2. Цифровое бурение // Журнал «Сибирская нефть». – 2019 июль–август. – № 163.
3. Управление информационной политики ПАО «НК «Роснефть» 21 января 2020 г.). – URL : <https://www.rosneft.ru/press/news/item/199293/> (дата обращения: 13.03.2021).

#### References:

1. Zubareva Plas J. Vander. Python for complex problems: data science and machine learning. – SPb. : Peter, 2018. – 576 p.
2. Digital drilling // Journal of Siberian Oil. – 2019 July–August. – № 163.
3. Rosneft Information Policy Department January 21, 2020). – URL : <https://www.rosneft.ru/press/news/item/199293/> (date of access: 13.03.2021).



УДК 622.245.514

## ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАНОДОБАВОК

### IMPROVING THE QUALITY OF PLUGGING MATERIALS USING NANO-ADDITIVES

**Григорьев Александр Юрьевич**

аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
alexgrigu@gmail.com

**Аннотация.** Для повышения качества тампонажных материалов предлагается использование нанодобавок, ввиду высокой удельной поверхности и меньших энергозатрат на активацию частиц. Проведены исследования прочностных характеристик нано- $\text{CaCO}_3$  и нано-Fe.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, цементирование, нанодобавки, повышение качества.

**Grigoriev Alexander Yurievich**

Postgraduate Student of the Department of  
Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technological University  
alexgrigu@gmail.com

**Annotation.** To improve the quality of plugging materials, it is proposed to use nano-additives, due to the high specific surface area and lower energy consumption of the activation of particles. Studies of the strength characteristics of nano- $\text{CaCO}_3$  and nano-Fe have been carried out.

**Keywords:** cement slurry, cementing, nano-additives, quality improvement.

Повышение качества тампонажных материалов является одной из актуальных задач при цементировании скважин. Полученная в итоге крепь должна иметь высокую адгезионную прочность и прочность на сжатие, устойчивость к загрязнению как буровым раствором в процессе цементирования, так и к пластовым флюидам, которые, в противном случае, приведут к возникновению межколонных перетоков / давлений.

Одним из перспективных направлений в области заканчивания скважин является применение наноразмерных модифицирующих добавок. Обладая крайне малым размером частиц подобные добавки имеют высокую удельную поверхность, соответственно, это ведет к повышенной химической реактивности за счет меньшей энергии, необходимой для их активации.

К примеру, в 2016 году М. Murtaza, М.К. Rahman и А.А. Al-Majed исследовали влияние наноглины на прочностные характеристики цементного камня и, в результате, получили прирост прочности на сжатие с 3268 до 6967 psi (22,53 до 48,04 Мпа) при добавлении 1 % добавки, при этом реологические характеристики тампонажной смеси практически не изменились. В дополнение их исследования показали, что применение наноглины уменьшает пористость, то есть, часть пор занимает наночастицами, к тому же при увеличении концентрации данной добавки не отмечается образование микротрещин при высоких температурах [1].

Исследование Б.А. Сулейманова и Э.Ф. Велиева показало, что использование нанодобавок  $\text{SiO}_2$  и  $\text{TiO}_2$  в концентрациях 1,5–2 % от массы сухого цемента дает положительную динамику прироста прочности. Итоговое изменение прироста прочности на сжатие для нанопорошка  $\text{SiO}_2$  составило 35,71 % и 18 % на ранних и поздних этапах твердения, для  $\text{TiO}_2$  – 37,14 и 20 %, соответственно [2].

При твердении вяжущего происходит два процесса, противоположных друг другу: растворение составляющих цемента в дисперсной среде и выкристаллизовывание продуктов твердения из перенасыщенного раствора [4]. Под действием воды зерна цемента создают перенасыщенный раствор, из которого выделяются кристаллы продуктов гидратации. Этот процесс носит флуктуационный характер. При наличии подложки зародыши возникают в виде тонких мономолекулярных пленок на поверхности – это происходит из-за беспорядочной миграции молекул новообразований по поверхности подложки.

В соответствии с уравнением Фольмера при прочих равных условиях необходимо уменьшить энергию образования для большей вероятности возникновения зародыша. Эта энергия прямо пропорциональна площади поверхности зародыша и удельной поверхностной энергии новообразования, и для образования в объеме требуется большее количество энергии, чем на границе раздела фаз.

Таким образом, для образования на подложке зародышей меньшего размера необходимо уменьшить между ними удельную межфазную поверхностную энергию – она минимально, если граница раздела фаз энергетически ненасыщена и велика, а материал, создающий эти границы по своим кристаллохимическим характеристикам идентичен выделяющейся фазе [5].

Для проведения исследований были выбраны нанопорошки карбоната кальция и железа, как материалы, соответственно, ввиду большей и малой идентичности с участвующими в процессе гидратации веществами и, соответственно, различным влиянием на этот процесс.



Во время проведения исследований проводилось измерение реологических характеристик цементных растворов, а также прочности цементного камня на ультразвуковом анализаторе прочности Fann 420 ATC при 30 и 60 градусов по Цельсию. В качестве эталона был принят цементный раствор на основе портландцемента ПЦТ-1-G-СС-1. Концентрация нанодисперсных добавок была принята 0,01 % от массы сухого цемента, так как по результатам предыдущих исследований при 24 °С она показала наиболее эффективный прирост прочности для ПЦТ-1-G-СС-1 [3].



Рисунок 1 – Ультразвуковой анализатор прочности Fann 420 ATC

Приготовление цементных растворов, а также их испытание проводилось в соответствии с ISO-10426-2-2003.

По результатам исследований были получены следующие данные:

1. Реологические характеристики при комнатной температуре и после циркуляции в атмосферном консистометре при 30 и 60 °С были полностью аналогичны. Отклонение от эталонных значений составляло 1–2.

2. Показатели прочности при измерении прочности на сжатие при 30 °С и 60 °С указаны в таблице 1:

Таблица 1 – Прочность на сжатие в МПа при температуре 30 и 60 °С

Наименование	Время, ч					
	12		16		24	
Температура, °С	30	60	30	60	30	60
ПЦТ-1-G	6,76	17,7	10,5	20,4	16,24	23,7
ПЦТ-1-G + 0,01 % nanoCaCO <sub>3</sub>	3,82	21,93	6,25	24,89	10,82	28,28
ПЦТ-1-G + 0,01 % nanoFe	6,98	18,28	10,9	20,87	16,83	23,97

Преобразуя полученные данные в процентный прирост прочности на сжатие получаем:

Таблица 2 – Изменение прочности на сжатие от эталонного в процентах

Наименование	Время, ч					
	12		16		24	
Температура, °С	30	60	30	60	30	60
ПЦТ-1-G	–					
ПЦТ-1-G + 0,01 % nanoCaCO <sub>3</sub>	–43,52 %	23,9 %	–40,44 %	22,02 %	–33,35 %	19,28 %
ПЦТ-1-G + 0,01 % nanoFe	3,28 %	3,28 %	3,83 %	2,31 %	3,64 %	1,1 %

3. Прочность на сжатие при 30 °С с добавлением нанопорошка карбоната кальция изменилась в отрицательную сторону, среднее значение 39,1 %. Однако при 60 °С динамика изменения положительная, среднее значение – 21,73 %.

4. Прочность на сжатие с добавлением нанопорошка железа показала положительную динамику при разных температурах. Среднее значение при 30 °С – 3,46 %; при 60 °С – 2,35 %.

Исходя из полученных данных, можно сделать следующие выводы:

1. Отрицательная динамика изменения прочности при 30 °С объясняется недостаточной энергией для активации, так как при 60 °С динамика является положительной (+21,73 %). То есть влияние



температуры для тампонажных смесей с применением нанодобавок в соответствии с уравнением Аррениуса имеет большее значение, чем предполагалось.

2. Динамика изменения прочности при добавлении нанопорошка железа практически одинакова при 30 и 60 °С, соответственно, данная добавка слабо участвует в процессе гидратации и, вероятнее всего, является армирующей добавкой, дополнительно влияя на уменьшение пористости цементного камня.

3. Повышение прочности цементных растворов с применением обеих добавок свидетельствует о образовании зародышей не только в объеме, но и на поверхности наночастиц. Что ведет к более равномерной и плотной кристаллизационной структуре и уменьшению пористости цементного камня. Применение подобного материала при цементировании скважин может уменьшить количество осложнений, связанных с нарушением целостности цементного кольца.

### Литература:

1. Murtaza M., Rahman, M.K., Al-Majed A.A. Effect of Nanoclay on Mechanical and Rheological Properties of Oil Well Cement Slurry Under HPHT Environment. International Petroleum Technology Conference (2016, November 12). Doi :10.2523/IPTC-18989-MS. – URL : <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/16IPTC/3-16IPTC/D031S047R003/154160> (дата обращения 6.03.2021.)

2. Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф. О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 6. – С. 4–10.

3. Григорьев А.Ю. Влияние нанокarbonатных добавок на повышение прочности тампонажного материала // Сборник XII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2019». – Уфа, 2019.

4. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие. – СПб. : ООО «Недра», 2011. – 268 с.

5. Кузнецова Т.В., Кудряшов И.В., Тимашев В.В. Физическая химия вяжущих материалов: учебник для хим.-технол. спец. вузов. – М. : Высш. шк., 1989. – 384 с.

### References:

1. Murtaza M., Rahman, M.K., Al-Majed A.A. Effect of Nanoclay on Mechanical and Rheological Properties of Oil Well Cement Slurry Under HPHT Environment. International Petroleum Technology Conference (2016, November 12). Doi :10.2523/IPTC-18989-MS. – URL : <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/16IPTC/3-16IPTC/D031S047R003/154160> (дата обращения 6.03.2021.)

2. Suleymanov B.A., Veliyev E.F. On the influence of granulometric composition and nanosize additives on the quality of isolation of annular space in the process of cementing wells // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 6. – P. 4–10.

3. Grigoriev A.Yu. Influence of nanocarbonate additives on increasing the strength of plugging material // Collection of XII International Scientific and Practical Conference of Young Scientists «Actual problems of science and technology – 2019». – Ufa, 2019.

4. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of plugging and washing solutions: study guide. – SPb. : ООО Nedra, 2011. – 268 p.

5. Kuznetsova T.V., Kudryashov I.V., Timashev V.V. Physical Chemistry of Binder Materials: Textbook for Chemical Engineering Universities. – M. : Higher School, 1989. – 384 p.



УДК 539.3

## НАЧАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛИНЕЙНО-УПРУГИХ ПОРОДАХ

### INITIAL STRESSES IN LINEAR-ELASTIC ROCKS

#### Гулгазли Алескер Самед оглы

доктор технических наук AZ1010,  
профессор кафедры механики,  
Азербайджанского государственного университета  
нефти и промышленности

#### Аббасов Саки Гасан оглы

кандидат технических наук AZ1010,  
доцент кафедры механики,  
Азербайджанского государственного университета  
нефти и промышленности  
s.h.abbasov@mail.ru

**Аннотация.** Известно, что при бурении нефтяных скважин в околоствольной зоне горной породы происходит изменение напряженного состояния. Эти изменения происходят за счет внутреннего давления бурильного раствора и могут быть определены как решение задачи Ламе [2]. Чтобы определить полное напряженное состояние следует определить начальные напряжения, которые имеют место до бурения скважины. В данной работе определено начальные напряжения, которые имеют место до бурения скважины в линейно-упругих породах.

**Ключевые слова:** перемещение, деформация, напряжение, давление, скважина, порода, задача Ламе.

#### Gulgazli Alesker Samed oglu

Doctor of Technical Sciences AZ1010,  
Professor, Department of Mechanics,  
Azerbaijan State University Oil and Industry

#### Abbasov Sakit Hasan oglu

Candidate of Technical Sciences AZ1010,  
Associate Professor,  
Department of Mechanics,  
Azerbaijan State University Oil and Industry  
s.h.abbasov@mail.ru

**Annotation.** It is known that when drilling oil wells in the near-wellbore zone of the rock, a change in the stress state occurs. These changes occur due to the internal pressure of the drilling fluid and can be defined as a solution to the Lamé problem [2]. To determine the full stress state, it is necessary to determine the initial stresses that occur before drilling the well. In this paper, the initial stresses are determined that occur before drilling a well in linearly elastic rocks.

**Keywords:** displacement, deformation, stress, pressure, well, rock, Lamé problem

Известно, что породы, расположенные на больших глубинах, находятся под определенным давлением [3]. По мере увеличения глубины эти давления также увеличиваются. Возникновение фонтанов в нефтяных скважинах, пробуренных на большие глубины, также связано с этим начальным давлением. Начальные напряжения также создают определенные проблемы в процессе бурения скважин. Под действием таких напряжений диаметр пробуренных скважин может уменьшиться, что приведет к защемлению (заклепке) труб. Известно, что пластичность и схлопывание всегда начинаются изнутри, независимо от того, давление на цилиндрическую трубку внутреннее или внешнее [1]. Если моделировать нефтяные и газовые скважины в виде цилиндров с бесконечно большими внешними радиусами, то после определенной глубины внутренние стенки скважин натираются и проливаются, что, в свою очередь, приводит к изгибу (заклепке) труб. Следует отметить, что щебень (в основном песчаные породы) могут дробиться и заливаться в скважину даже при низких напряжениях. Однако при бурении, буровой раствор предотвращает их трение и разлив. На больших глубинах даже твердые породы дробятся и засыпаются в скважину, поэтому буровые растворы не могут этому помешать. Таким образом, перед бурением нефтяных и газовых скважин необходимо определить их глубину и критический диаметр, не допустить образования фонтанов и т.д. Определение начальных напряжений в горных породах имеет большое практическое значение.

**Математическое моделирование проблемы.** Предположим, нужно пробурить скважину до глубины  $H$ . Выберем декартову систему координат так, чтобы начало координат находилось на дне скважины, ось  $z$  направлена вертикально вверх, а горизонтальные оси  $x$  и  $y$  перпендикулярны к оси скважины. Поскольку радиус Земли намного больше, чем длина скважины, можно предположить, что слой земли толщиной  $H$  имеет форму пластины между двумя параллельными плоскостями. Предположим, что деформации в породах упругие до тех пор, пока не пробурены скважины. Мы также будем учитывать, что породы однородны и изотропны, а поперечные размеры слоя бесконечно велики.

Поскольку поперечные размеры бесконечно велики, а породы однородны и изотропны, составляющие вектора смещения до бурения имеют следующий вид:

$$u_x = u_y = 0 ; u_z = u_z(z). \quad (1)$$

Учитывая уравнение (1) для компонент тензора деформации, получаем следующие выражения:



$$\left\{ \begin{aligned} \varepsilon_{xx} = \frac{\partial u_x}{\partial x} = 0; \quad \varepsilon_{yy} = \frac{\partial u_y}{\partial y} = 0; \quad \varepsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) = 0 \\ \varepsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) = 0, \quad \varepsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) = 0 \\ \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u_z}{\partial z} = u'_z \end{aligned} \right. \quad (2)$$

Если обозначить относительное изменение объема через  $\theta$ ,

$$\theta = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} = u'_z \quad (3)$$

Предположим, что порода толщиной  $H$  ведет себя как линейное упругое тело, тогда из закона Гука для компонентов напряжения имеем [1].

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma_{xx} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{xx} = \lambda u'_z; \quad \sigma_{yy} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{yy} = \lambda u'_z \\ \sigma_{xy} = 2\mu\varepsilon_{xy} = 0; \quad \sigma_{xz} = 2\mu\varepsilon_{xz} = 0 \\ \sigma_{yz} = 2\mu\varepsilon_{yz} = 0; \quad \sigma_{zz} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{zz} = (\lambda + 2\mu)u'_z \end{aligned} \right. \quad (4)$$

где  $\lambda, \mu$  – коэффициенты Lamé.

Известно, что уравнения равновесия при бесконечно малых деформациях имеют вид [1].

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} + \rho F_x = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + \rho F_y = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + \rho F_z = 0 \end{aligned} \right. \quad (5)$$

Здесь  $\rho$  – плотность породы,  $\rho F_x, \rho F_y, \rho F_z$  – составляющие массовых сил. Для горных пород

$$\rho F_x = \rho F_y = 0; \quad \rho F_z = -\rho g \quad (6)$$

$g$  – ускорение свободного падения. Из уравнений (4), видно, что в этом случае первое и второе уравнения системы (5) выполняются тождественно. Третье уравнение выглядит следующим образом

$$(\lambda + 2\mu)u''_z - \rho g = 0 \quad (7)$$

Из (7)

$$u''_z = \frac{\rho g}{\lambda + 2\mu} \quad (8)$$

Если проинтегрировать (8) по  $z$ :

$$u'_z = \frac{\rho g z}{\lambda + 2\mu} + C_1 \quad (9)$$

где  $C_1$  – произвольная постоянная интегрирования.

Если проинтегрировать (9) по  $z$

$$u_z = \frac{\rho g z^2}{2(\lambda + 2\mu)} + C_1 z + C_2 \quad (10)$$

где  $C_2$  – произвольная постоянная интегрирования.

Воспользуемся следующими граничными условиями для нахождения постоянных интегрирования  $C_1$  и  $C_2$

$$u_z(0) = 0; \quad \sigma_{zz}(H) = -P_a \quad (11)$$

где  $P_a$  – атмосферное давление. Учитывая (10) в первом уравнении (11), получаем  $C_2 = 0$ ; тогда

$$u_z = \frac{\rho g}{2(\lambda + 2\mu)} \cdot z^2 + c_1 z \quad (12)$$

Учитывая (9) в последнем уравнении (4) имеем:

$$\sigma_{zz} = \rho g z + (\lambda + 2\mu) \cdot c_1 \quad (13)$$

Учитывая (13) во втором условии (11) получим:

$$\rho g H + (\lambda + 2\mu)c_1 = -P_a$$

Откуда

$$c_1 = -\frac{P_a + \rho g H}{\lambda + 2\mu} \quad (14)$$





Если подставить (14) в (9)

$$u'_z = \frac{1}{\lambda+2\mu} [\rho g(z - H)P_f] \tag{15}$$

Если подставить (15) в (4)

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \lambda \cdot u'_z = \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} [\rho g(Z - H) - P_a] \\ \sigma_{zz} = \rho g(Z - H) - P_a; \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \end{cases} \tag{16}$$

Как видно из (16):

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} \cdot \sigma_{zz} \tag{17}$$

Известно, что [1]

$$\lambda = \frac{Ev}{(1+\nu)(1-2\nu)}; \mu = \frac{E}{2(1+\nu)} \tag{18}$$

Здесь E – модуль Юнга породы,  $\nu$  – коэффициент Пуассона. Если мы подставим (18) в (17), то получим:

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{zz} \tag{19}$$

Известно, что материал течет как жидкость при растяжении под постоянном натяжении  $\sigma_{xx} = \sigma_T$ . Где  $\sigma_T$  – предел текучести. Учитывая это в (19).

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz} \tag{20}$$

Уравнения (20) дают нам известный из физики закон Паскаля: **давление, оказываемое на несжимаемую идеальную жидкость, равномерно передается во всех направлениях без изменений.**

Подставляя (18) в (16) получим:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} [\rho g(Z - H) - P_a] \\ \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \\ \sigma_{zz} = \rho g(Z - H) - P_a \end{cases} \tag{21}$$

Уравнения (16) и (21) дают нам начальные напряжения в горных породах. Как видно из (21), начальные напряжения в горных породах не зависят от модуля Юнга. Учитывая это атмосферное давление  $P_a \approx 100000 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}$ ; и  $1 \text{ МПа} = 1 \text{ кГ/см}^2$  можно пренебрегать  $P_a$  в уравнениях (16) и (21). Тогда выражение начальных напряжений в горных породах выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} \cdot \rho g(Z - H) \\ \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \\ \sigma_{zz} = \rho g(Z - H) \end{cases} \tag{22}$$

Или

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \rho g(Z - H) \\ \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \\ \sigma_{zz} = \rho g(Z - H) \end{cases} \tag{23}$$

Выражения (22) и (23) используются для определения напряжений в горных породах при бурении нефтяных и газовых скважин.

**Литература:**

1. Амензаде Ю.А. Теория упругости. – М. : Высшая школа. – 1976. – 271 с.
2. Ягубов Н.И., Гулгали А.С., Аббасов С.Г. О применимости теоремы Мориса Леви задачам вязко упругости. – Изв. ВУЗ-ов Нефть и газ. – 1994. – № 2. – С. 87–90.
3. Ягубов Н.И. Расчет обсадных колонн на прочность. – М. : Недра, 1982. – 184 с.

**References:**

1. Amenzadeh Y.A. Theory of Elasticity. – M. : High School. – 1976. – 271 p.
2. Yagubov N.I., Gulgazli A.S., Abbasov S.G. About applicability of Maurice Levy theorem to visco-elasticity problems. – Izv. of Vuzov Oil and Gas. – 1994. – № 2. – P. 87–90.
3. Yagubov N.I. Calculation of Casing on Strength. – M. : Nedra, 1982. – 184 p.



УДК 622.276:544.773.432:678.745.842

## РАЗРАБОТКА НОВЫХ ТАМПОНАЖНЫХ ГИДРОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

### DEVELOPMENT OF NEW GROUTING HYDROGELS FOR CARRYING OUT INSULATION WORKS IN FRACTURED CARBONATE RESERVOIRS

**Журавлев Андрей Сергеевич**

магистрант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
aszhuravlev777@gmail.com

**Стрижнев Владимир Алексеевич**

кандидат технических наук, эксперт,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
strijneva@ufntc.ru

**Арсланов Ильдар Робертович**

начальник отдела ремонтно-изоляционных работ и  
скважинных технологий,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
arslanovir@ufntc.ru

**Ленченкова Любовь Евгеньевна**

доктор технических наук, профессор  
кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газонефтяных месторождений»  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
lenchenkoval@mail.ru

**Телин Алексей Герольдович**

кандидат химических наук, член-корреспондент РАЕН,  
заместитель директора по научной работе,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
telinag@ufntc.ru

**Аннотация.** В данной статье приведены результаты исследования изолирующих свойств полимерных тампонажных составов на основе реагента NGT-Chem-3 и органоминерального комплекса ГОС ОМК, разработанных в ООО «Уфимский Научно-Технический Центр». Отражены изменения, происходящие с фильтрационной устойчивостью и блокирующей способностью изолирующих составов при введении в сшиваемую полимерную систему некоторых органических наполнителей. Установлена принципиальная возможность регулирования изолирующих свойств тампонажных составов для их использования при проведении РИР в скважинах трещиноватых коллекторов.

**Ключевые слова:** трещиноватые и карбонатные коллекторы, ремонтно-изоляционные работы, тампонажные составы, гидрогели, шитые полимерные системы, фибра, хризотил, шелуха риса, шелуха проса.

**Zhuravlev Andrey Sergeevich**

Master's Degree Student,  
Ufa State Petroleum Technological University  
aszhuravlev777@gmail.com

**Strijnev Vladimir Alekseevich**

Candidate of Technical Sciences, Expert,  
Ufa Scientific and Technical Center, LLC  
strijneva@ufntc.ru

**Arslanov Ildar Robertovich**

Head of the Department of Repair and  
Insulation Works and Borehole Technologies,  
Ufa Scientific and Technical Center, LLC  
arslanovir@ufntc.ru

**Lenchenkova Lyubov Evgenевна**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department «Oil and Gas  
And Oil Field Development and Operation».  
Ufa State Petroleum Technological University  
lenchenkoval@mail.ru

**Telin Alexey Geroldovich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Corresponding Member of the Russian  
Academy of Natural Sciences.  
Deputy Director for Scientific Work.  
Ufa Scientific and Technical Center, LLC  
telinag@ufntc.ru

**Annotation.** This article presents the results of research of the insulating properties of polymer grouting compositions based on NGT-Chem-3 reagent and GFC OMC organomineral complex, developed at LLC «Ufa Scientific and Technical Center». In the article are shown the changes occurring with the filtration resistance and blocking ability of the initial insulating compositions when some organic fillers are introduced into the cross-linkable polymer system. The presence of a fundamental possibility of regulating the insulating properties of grouting compositions for their use when carrying out repair and insulation works in wells of fractured reservoirs has been determined.

**Keywords:** fractured and carbonate reservoirs, repair and insulation works, grouting compositions, hydrogels, cross-linked polymer systems, fiber, chrysotile, rice husk, millet husk.



Современная практика разработки нефтяных месторождений постоянно сталкивается с различными видами осложнений, одним из которых являются прорывы пластовых и нагнетаемых вод к забоям добывающих скважин по высокопроницаемым пластам и пропласткам. До 80 % общих временных расходов на ликвидацию осложнений при бурении уходит на изоляцию зон поглощений буровых и иных технологических растворов. Значимыми причинами непрекращающегося роста затрат времени и средств на ликвидацию перечисленных видов осложнений являются недостаточная технологическая эффективность существующих методов и низкое качество применяющихся изолирующих составов.

Кроме того, с каждым годом растет доля карбонатных коллекторов, задействованных при разработке месторождений Российской Федерации. Это связано с истощением запасов разрабатываемых терригенных коллекторов и открытием больших месторождений карбонатного типа в Восточной Сибири. К отличительным особенностям коллекторов карбонатного типа относятся высокая трещиноватость и кавернозность, склонность к образованию густых сетей трещин, крайняя невыдержанность и высокая степень расчлененности продуктивных пропластков. Наличие множества высокопроницаемых каналов и пустот зачастую способствует прорыву и преждевременному обводнению продукции пластовыми и нагнетаемыми водами [1], приводит к возникновению катастрофических поглощений при бурении [2]. Отсюда вытекает потребность в использовании изолирующих составов, главным образом повышающих эффективность проведения РИР в скважинах трещиноватых и трещиновато-поровых карбонатных коллекторов.

Одним из многообещающих путей развития в этом направлении видится разработка новых технологически более эффективных тампонажных составов, закачиваемых в скважину с целью изоляции водонасыщенных и поглощающих горизонтов. Перспективной группой таких гелеобразующих составов считаются композиции на полимерной основе [3, 4]. Основными преимуществами подобных смесей являются: образование плотносшитых гелеобразных полимерных систем – гидрогелей, регулируемое время их сшивания, простота приготовления и др. Именно поэтому в настоящее время широкое распространение получили полимерные гидрогели на основе частично гидролизованного полиакриламида (ПАА), представляющие собой гидрофильные шитые макромолекулярные системы.

В данной работе был проведен ряд лабораторных исследований, направленных на поиск способов повышения изолирующей способности исходных составов на примерах полимерного реагента NGT-Chem-3 и органоминерального комплекса ГОС ОМК, разработанных в ООО «Уфимский НТЦ».

### Описание реагентов

*Модифицированный полимерно-дисперсный реагент NGT-Chem-3* [5] предназначен для проведения РИР на нефтяных и газовых месторождениях с целью повышения эффективности их разработки. NGT-Chem-3 представляет собой смесь низкомолекулярного ПАА с некоторыми сшивающими компонентами, что обеспечивает высокую эффективность применения этой композиции в роли структурообразующей системы при проведении изоляционных работ. Данный реагент при добавлении кольматирующей наполнителей позволяет качественно изолировать проблемные интервалы при бурении и эксплуатации скважин, имеет регулируемое время гелеобразования в пластовых условиях, обладает высокой устойчивостью к температурной и механической деструкции, образуя в пласте прочные гели от «текучих» до «звонящих» [6].

В роли водорастворимого полимера в составе реагента NGT-Chem-3 выступает полиакриламид марки А523, который сшивается некоторыми органическими сшивателями, в то же время являющимися стабилизаторами ПАА от разного рода деструкций. В качестве дополнительных дисперсных кольматантов используются фиброволокно (фибра) и хризотилловый асбест (хризотил). Фибра является волокнистым полимерным компонентом, представляющим собой техническую вату, используемую для армирования изоляционных материалов в целях повышения их прочностных характеристик, в частности, путем обеспечения дополнительного сопротивления растягивающим и изгибающим напряжениям [7] при динамических нагрузках на тампонажные гели. Хризотил представляет собой водный силикат магния, кристаллы которого – это тончайшие полые трубочки-фибриллы длиной до 3 см, напоминающие мягкие целлюлозные волокна хлопковой ваты. Будучи неорганическим материалом, волокна хризотила выдерживают высокие температуры. Хризотилловый асбест способен расщепляться на длинные волокна толщиной до 0,5 мкм. Хризотил повсеместно применяется в промышленности в качестве компонента, повышающего прочность и износостойкость исходного вещества.

Водный раствор рассмотренных реагентов – NGT-Chem-3, фибры и хризотила, смешанных в определенных концентрациях при правильном порядке введения, – спустя время гелеобразования образует шитую полимерную систему в виде плотносшитого геля. Данный гидрогель успел зарекомендовать себя на промысле в качестве эффективного тампонажного материала.

В роли исследуемых органических наполнителей в опытах использовались мелкодисперсные шелуха риса и шелуха проса, дополнительно измельченные на дисмембраторе, а также техническая целлюлоза. Использование этих наполнителей в качестве кольматирующих агентов все чаще встречается при проведении работ по предупреждению и по борьбе с поглощениями буровых растворов и при ликвидации водопритоков [8, 9].



Рисовая шелуха представляет собой волокнистое вещество, которое состоит из органических соединений (75–85 % массы), из диоксида кремния (до 23 % масс.), из неорганических примесей металлов (до 5 % масс.), а также содержит небольшое количество белка и витаминов. Органическая часть рисовой шелухи состоит из большого количества углерода в составе природных полисахаридов – целлюлозы и лигнина [10]. Результаты исследования [11] по определению химического состава рисовой шелухи приведены в таблице 1. Стоит отметить, что при этом использовались результаты экспериментов по изучению её кольматирующей способности.

**Таблица 1** – Химический состав рисовой шелухи

Химическое соединение	Содержание, % масс.
Влага	7,6
Полисахариды холоцеллюлозы, в т.ч.:	49,4
– гемицеллюлозы	17,6
– целлюлозы	31,8
Лигнин	26,6
Зола (аморфный диоксид кремния)	17,5
Азотистые вещества	3,1
Уроновые кислоты	3,4

Основную часть рисовой шелухи составляют органические вещества, подразделяющиеся на две группы: углеводную и ароматическую. Углеводная часть – это комплекс полисахаридов (или холоцеллюлоза), гидролизуемая часть рисовой шелухи. По скорости деструкции полисахариды делятся на легко- и трудногидролизующиеся. К трудногидролизующим относится целлюлоза; гемицеллюлозы, как аморфные полимеры, легко гидролизуются разбавленными кислотами и щелочами, практически не растворимы в воде и органических растворителях.

Широко известно, что рисовая шелуха обладает высокой кольматирующей способностью поровых каналов и трещин. В проведенном исследовании преобладали частицы рисовой шелухи, не достигающие размера в 50 мкм. Такая молотая шелуха меньше теряется в очистительных устройствах и способна лучше закупоривать поровое пространство благодаря расширению фракционного состава. Считается, что использованием в тампонажных составах рисовой шелухи в качестве наполнителя-кольматанта достигается изоляция проницаемых пластов порового и слаботрещинного типов с размерами каналов от 1 мкм до 3 мм.

Химический состав шелухи проса представлен полисахаридами, аминокислотами, фенольными и некоторыми другими биологически активными соединениями. Среди перечисленных веществ в составе шелухи проса наиболее распространены полисахариды, представленные гемицеллюлозами и целлюлозой, и некоторые фенольные соединения.

Главными компонентами легкогидролизующихся полисахаридов в шелухе проса выступают гемицеллюлозы и крахмал (водорастворимый полисахарид); трудногидролизующим полисахаридом является целлюлоза.

В работе [12] определены содержание различных углеводов, их массовые концентрации в составе холоцеллюлозы, а также содержание некоторых других соединений в составе шелухи проса (табл. 2).

Техническая целлюлоза – это волокнистый полуфабрикат, получаемый очисткой волокон растительных тканей от нецеллюлозных компонентов; применяется в химической промышленности. Для технической целлюлозы понятие химического состава заключается, прежде всего, в определении содержания в ней  $\alpha$ -,  $\beta$ - и  $\gamma$ -целлюлоз, гемицеллюлоз и лигнина.

**Таблица 2** – Химический состав шелухи проса

Химическое соединение	Содержание, % масс.
Влага	9,5–10,0
Полисахариды холоцеллюлозы, в т.ч.:	62,0–67,0
– гемицеллюлозы	~ 31
– целлюлозы	~ 33,5
Лигнин	17,5–19,0
Зола (аморфный диоксид кремния)	~ 10
Крахмал	4,0–10,0
Азотистые вещества	~ 1
Уроновые кислоты	~ 3,5



В различных существующих видах технической целлюлозы содержание  $\alpha$ -целлюлозы может быть одинаково, однако длина их цепей колеблется, что ведет к колебанию свойств вещества. При высоком содержании  $\alpha$ -целлюлозы волокнистый материал отличается повышенной прочностью, химической и термической стойкостью.  $\beta$ -целлюлоза состоит из наиболее длинных гемицеллюлозных цепей, а также продуктов деструкции длинных целлюлозных молекул. В некоторых видах технических целлюлоз  $\beta$ -целлюлоза полностью отсутствует.  $\gamma$ -целлюлоза – самая низкомолекулярная часть технической целлюлозы. Она состоит из гемицеллюлозных цепей и низкомолекулярных осколков, образованных в процессе деструкции целлюлозных молекул.

Гемицеллюлозы, в свою очередь, являются важным компонентом технической целлюлозы: они пластифицируют волокна, облегчая их фибриллирование, что способствует увеличению прочности связей между волокнами. Определенное количество гемицеллюлоз не только придает технической целлюлозе высокие склеивающие свойства, необходимые для поверхностной связи волокон, но и обеспечивает их фибриллирование без сильного уменьшения их длины при размоле. Разные виды целлюлозы обладают различной способностью набухать в воде. Эта способность, в основном, зависит от содержания гемицеллюлоз. Также известно, что при прочих равных условиях с повышением содержания в технической целлюлозе гемицеллюлоз растет ее механическая прочность. Склеивающее действие гемицеллюлоз связано с тем, что они имеют более короткие цепи по сравнению с целлюлозой и, таким образом, при набухании способны создавать поперечные гибкие связи между соседними волокнами.

Лигнин с точки зрения объемобразующих (и коагулирующих) свойств волокон является неблагоприятным компонентом технической целлюлозы, так как препятствует пластификации волокон, ограничивает набухание, ухудшает условия взаимного сцепления волокон и затрудняет их размол и фибриллирование [13].

### Исследование составов на основе NGT-Chem-3

Описанные органические наполнители вводились в раствор после добавления хризотила (перед введением в систему полимерного реагента). После полного растворения всех компонентов системы до получения однородной смеси каждый из составов оставался в неподвижном состоянии на время гелеобразования (сшивки), равное двум часам. Сначала было приготовлено семь различных составов, включая исходный.

Фильтрационные испытания проводились на приборе фильтр-пресс низкого давления/низкой температуры марки ФЛР-2. В данной работе, ссылаясь на опыт предыдущих исследований блокирующей способности различных изолирующих составов, измерение показателя фильтрации было заменено определением давления начала фильтрации (истекания) составов через отверстия диаметром 1,8 мм (10 меш) в решетке диаметром 53 мм, ограничивающей соответствующую площадь фильтрации.

Приготовленные составы помещались в фильтровальную ячейку фильтр-пресса. Давление в ячейке повышалось с шагом 0,1 атм до начала истекания фильтрата из отверстий решетки. Избыточное давление, соответствующее началу фильтрации, фиксировалось в результатах, после чего в ячейке продолжалось увеличение давления до значения, при котором достигалась максимальная скорость фильтрации. Это давление также фиксировалось.

Результаты измерений приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты испытания составов на основе NGT-Chem-3

№ опыта	Компонент состава	Массовая концентрация	$P_{нач.}$ , МПа	$P_{макс.}$ , МПа
0	NGT-Chem-3	2,5 %	0,20	0,47
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
1	NGT-Chem-3	2,5 %	0,17	0,40
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха риса	0,15 %		
2	NGT-Chem-3	2,5 %	0,14	0,35
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха риса	1,5 %		
3	NGT-Chem-3	2,5 %	0,16	0,40
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха проса	0,15 %		
4	NGT-Chem-3	2,5 %	0,13	0,37
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха проса	1,5 %		
5	NGT-Chem-3	2,5 %	0,21	0,48
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Техническая целлюлоза	0,15 %		
6	NGT-Chem-3	2,5 %	0,16	0,35
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Техническая целлюлоза	1,0 %		



Из результатов испытаний (табл. 3) видно, что введение в исходный состав органических наполнителей приводит к незначительному снижению прочностных и ухудшению фильтрационных характеристик сшитой полимерной системы; причем увеличение концентрации вводимых органических компонентов лишь усиливает этот эффект.

Низкие показатели начального и максимального давлений фильтрации продемонстрировал состав с добавлением 1 % технической целлюлозы. Его структура еще до фильтрации являлась наименее «схватившейся» и наиболее подвижной, а во время сшивки «загеливалась» очень медленными темпами. После фильтрации через решетку фильтр-пресса полученный гель полностью разрушился, не оставив поверх решетки признаков однородной полимерно-дисперсной смеси.

Интересным будет отметить, что наибольшие значения измеренных давлений фильтрации показал состав с добавлением той же технической целлюлозы, но в минимальной протестированной концентрации (0,15 %).

Полученные результаты заставили задуматься о природе и механизме процессов, которые происходят при введении в исходную систему органических наполнителей. В качестве объяснения наблюдаемых изменений было предположено, что причина кроется в высокой адсорбционной активности вводимых растительных материалов. Политовым А.А. (ИХТТМ СО РАН, 2020 г.) были проведены сорбционные исследования порошков шелухи риса и шелухи проса. В ходе исследований определялись удельная поверхность органических частиц шелухи риса и шелухи проса, а также адсорбционная активность этих частиц. Удельная поверхность определялась методом БЭТ по низкотемпературной адсорбции азота. Адсорбционная активность растительного материала измерялась метиленовым голубым согласно ГОСТ 4453-74 (табл. 4).

**Таблица 4** – Удельная поверхность и адсорбционная активность шелухи риса и шелухи проса

Материал	Размер частиц до обработки, мм	*Размер частиц после обработки, мкм	Удельная поверхность после обработки, м <sup>2</sup> / г	**Адсорбционная активность после обработки, мг / г
Шелуха риса	4–7	17,2	1,9	60,8
Шелуха проса	2–3	26,4	1,7	70,8

\* 50 % частиц имеют эффективный размер меньше, чем указанные в таблице величины;

\*\* Адсорбционная активность угля ОУ-А составляет 225 мг / г

Такую высокую адсорбционную активность шелухи риса и шелухи проса можно объяснить тем, что часть полисахаридов, входящих в состав шелухи, растворяется в воде, образуя протяженный слой вблизи поверхности частиц. В этом случае адсорбция метиленового голубого, в соответствии с моделью адсорбции Гиббса, происходит не только на поверхности частиц, но и в приповерхностном слое. Большую адсорбционную активность шелухи проса можно объяснить тем, что в ней содержится больше водорастворимых соединений, чем в шелухе риса (крахмал и некоторые гемицеллюлозы; таблицы 1 и 2), поэтому при меньшей величине удельной поверхности шелуха проса демонстрирует большую адсорбционную активность по отношению к красителю.

Если исходить из предложенного объяснения, кажется вполне логичным результат, полученный в эксперименте с добавлением технической целлюлозы в минимальной концентрации (0,15 %, табл. 3). Можно предположить, что ввиду практически полного отсутствия водорастворимых полисахаридов, обусловленного малым содержанием легкогидролизуемых гемицеллюлоз и отсутствием крахмала, техническая целлюлоза в малых концентрациях не способна образовывать протяженный полисахаридный слой, демонстрируя низкий уровень адсорбционной активности, что приводит к росту фильтрационной устойчивости.

Резюмируя, можно сделать вывод о существовании непосредственного влияния адсорбционных свойств вводимых органических наполнителей на конечные характеристики получаемого гидрогеля. Хорошо известно, что макромолекулы свободного ПАА в высокой степени склонны к адсорбции [14]. Возникающую проблему, чаще всего, решают вводом сшивающих веществ, содержащих ионы хрома, которые прочно связывают макромолекулы с образованием плотносшитых полимеров [15].

В ходе проведенного исследования было определено, что возникающий в полимерной системе приповерхностный слой растворенных полисахаридов способствует обеспечению адсорбции ПАА на поверхности частиц шелухи риса и шелухи проса, несмотря на наличие сшивающих компонентов в составе реагента NGT-Chem-3. Очевидно, что при добавлении в систему органических наполнителей с высокой адсорбционной активностью, исходной концентрации этих сшивателей в составе полимерного реагента становится недостаточно для полной сшивки макромолекул ПАА. Для проверки выдвинутой гипотезы было решено повторить эксперименты по введению органических наполнителей с одновременным увеличением концентрации сшивающих компонентов в составе реагента NGT-Chem-3.

Повышение исходной концентрации сшивателей в составе NGT-Chem-3 привело к увеличению общей массовой концентрации полимерного реагента с 2,5 до 3,3 %. Концентрация шелухи риса и шелухи проса в экспериментах была взята 1,5 % масс. для большей наглядности изменения фильтрационных свойств конечной системы (табл. 5).



**Таблица 5** – Результаты испытания составов с повышенной концентрацией сшивателей

№ опыта	Компонент состава	Массовая концентрация	$P_{нач.}$ , МПа	$P_{макс.}$ , МПа
7	NGT-Chem-3	3,3 %	0,20	0,50
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха риса	1,5 %		
8	NGT-Chem-3	3,3 %	0,20	0,48
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха проса	1,5 %		

Результаты экспериментов выявили увеличение фильтрационной устойчивости полученных сшитых полимерных составов относительно первоначально испытанных, что говорит о верной направленности рассуждений. Так, из таблицы 5 видно, что давление начала фильтрации достигает исходного значения, а давление, соответствующее максимальной скорости истечения составов, начинает превосходить показатели исходной смеси. Дополнительные опыты показали, что при большем увеличении концентрации сшивателей изолирующие составы с органическими наполнителями демонстрируют дальнейший рост показателей измеряемых давлений. Таким образом, при одновременном увеличении концентрации сшивателей в составе полимерного реагента ввод органических наполнителей в ограниченном количестве может быть признан эффективным подходом к улучшению водоизолирующей способности и прочности получаемых гелей.

В заключительной части исследования составов на основе полимерного реагента NGT-Chem-3 был проведен дополнительный эксперимент для определения отклика (реакции) конечной системы с добавлением органических наполнителей и повышенным содержанием сшивателей на увеличение концентрации ПАА.

Результаты эксперимента представлены в таблице 6.

**Таблица 6** – Результаты испытания состава с повышенными концентрациями сшивателей и ПАА

№ опыта	Компонент состава	Массовая концентрация	$P_{нач.}$ , МПа	$P_{макс.}$ , МПа
9	NGT-Chem-3	4,1 %	0,23	0,56
	Волокнисто-дисперсный кольматант	1,65 %		
	Шелуха риса	1,5 %		

Данный гелеобразующий состав ожидаемо продемонстрировал прирост определяемых давлений фильтрации относительно исходной смеси. Однако высокое содержание полимерного реагента в растворе приводит к началу гелеобразования еще до полного растворения всех компонентов системы. Рост фильтрационной устойчивости можно объяснить наличием избытка ПАА, который не успевает сшиться ввиду ограниченной сшивающей способности сшивателей наряду с практически моментальным началом гелеобразования и адсорбируется, занимая значительную часть удельной поверхности частиц сорбентов, тем самым снижая их адсорбционную активность. В подтверждение этому после проведения эксперимента на фильтрационной решетке наблюдался остаток, содержащий вкрапления несшитых крупинок ПАА, адсорбировавшихся в структуре рисовой шелухи.

### Исследование органоминерального комплекса

Для более детального изучения влияния органических наполнителей и их адсорбционных свойств на фильтрационные характеристики полимерных гелеобразующих составов было проведено несколько экспериментов с тапонирующими материалами другой природы. В качестве структурообразующего элемента выступал органоминеральный комплекс ГОС ОМК на основе частично гидролизованного ПАА и силиката натрия, сшитых ацетатом хрома.

Известно, что данный гелеобразующий состав эффективно используется для водоизоляции высокодебитных добывающих скважин [16]. Дело в том, что совместное использование ПАА, силиката натрия и ацетата хрома дает синергетический эффект, заключающийся в сочетании вязкоупругих и вязкопластичных свойств, что позволяет решать техническую задачу по созданию трехкомпонентной сшитой системы с контролируемым индукционным периодом, низкими начальными характеристиками реологии и повышенной прочностью [17]. Именно поэтому ГОС ОМК нашел широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритокков [18].

Фильтрационные свойства исходного органоминерального комплекса сравнивались не только с показателями последнего при добавлении в него органических наполнителей – шелухи риса и шелухи проса, но и с характеристиками составов, включающих фибру и хризотил (волокнуто-дисперсный кольматант). Это было сделано исходя из того факта, что при испытании первоначального трехкомпонентного состава (ГОС ОМК) спустя время гелеобразования в 24 часа консистенция гидрогеля оказалась недостаточной для достижения сравнимого значения давления начала фильтрации (капля геля свисала из выходного сопла фильтровальной ячейки еще до подачи в систему избыточного давления).



Выбранное время гелеобразования, равное полным суткам (24 часа), обусловлено тем, что состав даже через 5–7 часов «загеливания» оставался текуч и подвижен.

Результаты экспериментов приведены в таблице 7.

**Таблица 7** – Результаты исследования составов на основе ГОС ОМК

№ опыта	Компонент состава	Массовая концентрация	$P_{нач.}$ , МПа	$P_{макс.}$ , МПа
10	ГОС ОМК	6,45 %	0,18	0,25
11	ГОС ОМК Шелуха риса	6,45 % 1,5 %	0,23	0,33
12	ГОС ОМК Шелуха проса	6,45% 1,5%	0,22	0,30
13	ГОС ОМК Волокнисто-дисперсный кольматант	6,45 % 1,65 %	0,28	–
14	ГОС ОМК Волокнисто-дисперсный кольматант Шелуха риса	6,45 % 1,65 % 1,5 %	0,37	–
15	ГОС ОМК Волокнисто-дисперсный кольматант Шелуха проса	6,45 % 1,65 % 1,5 %	0,34	–
16	ГОС ОМК Волокнисто-дисперсный кольматант Шелуха риса Шелуха проса	6,45 % 1,65 % 1,5 % 1,5 %	0,39	–

Важно обратить внимание на тот факт, что давление  $P_{макс.}$  в опытах с составами №№ 13–16, включающими фибру и хризотил, не измерялось по объективным причинам: эти составы после отдачи определенного количества фильтрата переставали фильтроваться даже при повышении давления в рабочей камере до максимального значения. Фактически они надежно закупоривали отверстия в решетке фильтровальной ячейки (аналогично созданию водоизоляционных экранов путем блокирования высокопроницаемых каналов, каверн и трещин).

Итоги проведенного исследования составов с использованием ГОС ОМК подтвердили его высокую эффективность как основы тампонажных составов для ликвидации катастрофических поглощений при строительстве скважин. Составы с шелухой риса и шелухой проса показали рост фильтрационной устойчивости в сравнении с исходным органоминеральным комплексом. Наилучшими блокирующими (изолирующими) свойствами закономерно обладает состав, включающий максимальное количество наполнителей-кольматантов – фибру, хризотил, шелуху риса и шелуху проса.

### Выводы

1. Рассмотренные органические наполнители – шелуха риса и шелуха проса – способны разносторонне влиять на фильтрационные и прочностные характеристики изолирующих материалов на полимерной основе. С одной стороны, они закономерно повышают фильтрационную устойчивость таких составов, с другой – могут отрицательно повлиять на экранирующие свойства изоляционных смесей.

2. Ухудшение изолирующих свойств полимерных составов при введении рассмотренных органических наполнителей обусловлено их высокой адсорбционной активностью. Являясь сильными сорбентами, они адсорбируют макромолекулы ПАА, который подвержен поверхностной адсорбции в растворах.

3. При одновременном увеличении концентрации сшивателей и ПАА добавление кольматантов повышает стабильность геля и улучшает его изолирующие свойства.

4. Использование составов с ацетатом хрома способно обеспечивать технологические свойства водоизолирующих реагентов при добавлении кольматантов.

Таким образом, введение кольматантов (шелухи риса и т.п.) в изолирующие тампонажные составы для изоляции зон катастрофических поглощений и / или водонасыщенных горизонтов является одним из возможных способов увеличения их водоизолирующих свойств. Однако стоит отметить, что в полимерных системах с некоторыми органическими сшивателями для обеспечения положительного результата может потребоваться одновременное увеличение стандартных концентраций сшивающих веществ для борьбы с адсорбцией ПАА, что не всегда оказывается целесообразным.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №18-29-24086 мк*



## Литература:

1. Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 3. – Ч. 1. – С. 175–185.
2. Харитонов А.А., Квеско Н.Г. Методы ликвидации осложнений при бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 5–6 (47). – С. 99–101.
3. Ланчаков Г.А., Ивакин Р.А., Григулецкий В.Г. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин // Вести газовой науки. – 2011. – № 2 (7). – С. 52–68.
4. Ограничение притока пластовых вод в терригенных и карбонатных коллекторах / Р.Р. Кадыров [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 5. – С. 48–54.
5. ТУ 2458-003-12726854-2014. Модифицированный полимерно-дисперсный состав NGT-Chem-3 // Разработано и утверждено в ООО «Уфимский НТЦ» от 01.06.2014: дата введения в ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 2014-17-07. – URL : <http://ufntc.ru/content/files/NGT-Chem-3.pdf> (дата обращения: 15.01.2021).
6. Адаптация гелеобразующих составов для проведения работ по ограничению водопритоков и выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин к различным пластовым условиям / И.Р. Арсланов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 74–77.
7. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов И.Н. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 30–39.
8. Булатов А.И. Правда о тампонажных цементах: Исследование и практика применения: в 2 т. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – Т. 1. – 1012 с.
9. Комилов Т.О., Махаматходжаев Д.Р. Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 68–72.
10. Ефремова С.В. Физико-химические основы и технология термической переработки рисовой шелухи // Монография. – Алматы, 2011. – 149 с.
11. Раупов А.А. Разработка кольматирующих составов на основе рисовой шелухи для предупреждения поглощения промывочных растворов // Химия и химическая технология. – 2018. – № 2. – С. 44–48.
12. Старичкова В.Е. Исследование условий гидролиза полисахаридов пленок проса – отходов крупозаводов с целью получения из них кормовых дрожжей : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук; МВ и ССО УССР, Одес. технол. ин-т им. М.В. Ломоносова. – Одесса, 1964. – 26 с.
13. Исследование влияния химического состава целлюлозы на физико-механические свойства бумаги / Э.Р. Муллина [и др.] // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 9. – С. 56–58.
14. Усовершенствование комплексной технологии повышения нефтеотдачи пластов / Л.А. Магадова [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 70–73.
15. Определение статической адсорбции полиакриламида оптическими и спектральными методами / Л.А. Магадова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 94–96.
16. Разработка водоизоляционных гибридных гидрогелей на основе частично гидролизованного полиакриламида и силиката натрия, сшитых уксусной кислотой / А.Т. Ахметов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10. – С. 64–75.
17. Арсланов И.Р., Гусарова Е.И., Телин А.Г. Разработка водоизолирующего состава на основе органоминерального комплекса для проведения ремонтно-изоляционных работ // II Международная научно-практическая конференция «Булатовские чтения». – Краснодар : Сб. статей. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 44–46.
18. Нефтепромысловая химия. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений : учебное пособие / В.П. Захаров [и др.]. – М. : РГУ нефти и газа, 2011. – 224 с.

## References:

1. Baikova E.N., Muslimov R.Kh. Experience in application of water shut-off and repair-isolation technologies in fractured carbonate reservoirs // Georesursy. – 2016. – Vol. 18. – № 3. – Part. 1. – P. 175–185.
2. Kharitonov A.A., Kvesko N.G. Methods of liquidation of complications when drilling wells in the Kuyumbinskiy license area // International Research Journal. – 2016. – № 5–6 (47). – P. 99–101.
3. Lanchakov G.A., Ivakin R.A., Griguletsky V.G. On materials for repair-isolation works of gas and oil wells // Vesti gazovoy nauki. – 2011. – № 2 (7). – P. 52–68.
4. limitation of formation water inflow in terrigenous and carbonate reservoirs / R.R. Kadyrov [et al.] // Territory Neftgaz. – 2017. – № 5. – P. 48–54.
5. TU 2458-003-12726854-2014. Modified polymer-disperse composition NGT-Chem-3 // Developed and approved in LLC «Ufinsky NTC» dated 01.06.2014: the date of introduction in FBI CSM of the Republic of Bashkortostan. 2014-17-07. – URL : <http://ufntc.ru/content/files/NGT-Chem-3.pdf> (date of reference: 15.01.2021).
6. Adaptation of gel-forming compositions for work on limiting water inflows and leveling the injectivity profile of injection wells to different reservoir conditions / I.R. Arslanov [et al.] // Oil. Gas. novation. – 2017. – № 7. – P. 74–77.
7. Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov I.N. Influence of fiber reinforcement on properties of plugging materials // Oil and Gas Business. – 2013. – № 2. – P. 30–39.
8. Bulatov A.I. Truth about plugging cements: Research and practice of application: in 2 vols. – Krasnodar : Prosveshchenie – Yug, 2010. – Vol. 1. – 1012 p.
9. Komilov T.O., Makhamatkhoev D.R. The improved composition of drilling mud to prevent absorption of flushing fluids // Oil Economy. – 2021. – № 2. – P. 68–72.



10. Efremova S.V. Physical and chemical bases and technology of thermal processing of rice husk // Monograph. – Almaty, 2011. – 149 p.
11. Раупов А.А. Development of colmatizing compositions based on rice husks to prevent the absorption of washing solutions // Chemistry and Chemical Technology. – 2018. – № 2. – P. 44–48.
12. Starichkova V.E. Study of conditions of hydrolysis of polysaccharides of millet films – waste of cereal plants in order to obtain from them fodder yeast : Ph. M.V. Lomonosov. – Odessa, 1964. – 26 p.
13. Study of the influence of the chemical composition of cellulose on the physical and mechanical properties of paper / E.R. Mullina [et al.] // Modern Science-Intensive Technologies. – 2015. – № 9. – P. 56–58.
14. Improvement of complex technology of enhanced oil recovery / L.A. Magadova [et al.] // Territory Neftegaz. – 2019. – № 1–2. – P. 70–73.
15. Determination of static adsorption of polyacrylamide by optical and spectral methods / L.A. Magadova [et al.] – 2019. – № 5. – P. 94–96.
16. Development of water-insulating hybrid hydrogels based on partially hydrolyzed polyacrylamide and sodium silicate cross-linked with chromium acetate / A.T. Akhmetov [et al.] // Oil. Gas. novation. – 2019. – № 10. – P. 64–75.
17. Arslanov I.R., Gusarova E.I., Telin A.G. Development of waterproofing composition on the basis of organomineral complex for repair and insulation works // II International Scientific-Practical Conference «Bulatov Readings». – Krasnodar : Collection of articles. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 44–46.
18. Oilfield chemistry. Regulation of filtration flows by water-isolating technologies in the development of oil fields: a training manual / V.P. Zakharov [et al.]. – M. : RSU of Oil and Gas, 2011. – 224 p.



УДК 550.822

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### DESIGN OF A DIRECTIONAL WELL AT THE NOVOPORTOVSKOYE FIELD

#### Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, доцент,  
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Удмуртский государственный университет,  
Институт механики ФГБУН «Удмуртский федеральный  
исследовательский центр УрО РАН»

#### Альнасари Таха Раад Мажид

магистрант  
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Удмуртский государственный университет  
nf-itn@udsu.ru

**Аннотация.** Рассмотрены геологические особенности Новопортковского месторождения. Выявлены причины осложнений при бурении наклонно-направленной скважины. Рассчитана траектория и предложена конструкция скважины, выбрана буровая установка.

**Ключевые слова:** конструкция скважины, буровая установка, профиль ствола.

#### Ivanova Tatyana Nikolaevna

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Oil and Gas Drilling,  
Udmurt state University, Institute of  
Mechanics FGBUN «Udmurt Federal  
Research Center, Ural Branch of UrO RAN»

#### Alnasari Taha Raad Majid

Master's Student,  
Department of Oil and Gas Well Drilling,  
Udmurt State University  
nf-itn@udsu.ru

**Annotation.** The geological features of the Novoportovskoye field are considered. The reasons for complications while drilling directional wells have been identified. The trajectory was calculated and the design of the well was proposed, the drilling rig was selected.

**Keywords:** well design, drilling rig, wellbore profile.

Бурение скважин на месторождении имеет особенности, обусловленные горно-геологическими характеристиками разреза. Наличие низкопроницаемых коллекторов, многочисленные тектонические нарушения, приводящие к высокой расчлененности залежей, мощная газовая шапка обуславливают сложность разработки запасов Новопортковского месторождения полуострова Ямал. Необходимой эффективности добычи высококачественной малосернистой нефти достигается за счет использования современных технологий: строительства сложных многоствольных и горизонтальных скважин. При переходе из вертикальной скважины в горизонтальную добавляется множество технологических параметров, которые необходимо постоянно контролировать. При горизонтальном бурении 30 тонн оборудования нужно толкать внутри скважины в горизонтальном направлении, преодолевая трение горных пород. Бурить целый километр внутри двухметрового нефтяного пласта, не выходя за его границы, очень сложная задача. Она требует тщательного управления траекторией бурения на большой глубине (рис. 1) [1].

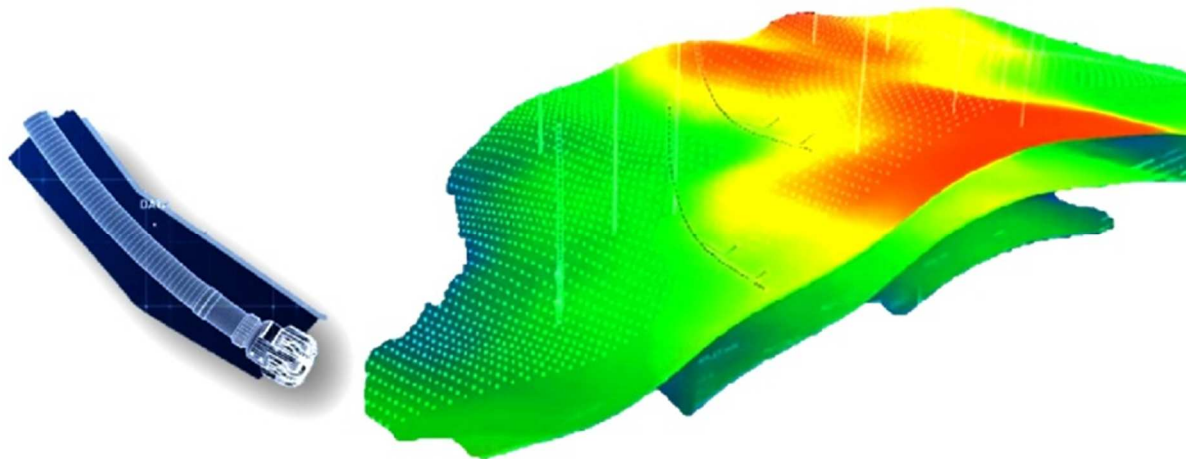


Рисунок 1 – Траектория скважины и модель пласта



В процессе бурения при строительстве скважины на данном месторождении имеются участки склонные к:

- Поглощению бурового раствора на интервале до 2 км с максимальной интенсивностью поглощения до 7 м<sup>3</sup>/час. В результате этого осложнения происходит полная или частичная потеря циркуляции бурового раствора, которая в свою очередь может привести к аварии.

- Осыпи и обвалы могут привести к существенному сужению ствола скважины. Особенно сильно проявляется в искривленных интервалах сложенных мягкими или неустойчивыми породами на глубине до 2 км.

Нефтегазоводопроявления. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, приводит к авариям. Снижение гидростатического давления в скважине происходит из-за: снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания; снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины.

В процессе бурения возможны посадки и заклинки КНБК и колонны труб, дифференциальные прихваты, сальникообразования и др.

Сужение ствола скважины. Естественный процесс набухания глин, зависящий от времени контакта с буровыми растворами на водной основе и отклонений свойств и параметров раствора от проектных, в том числе уровня фильтрации воды (водоотдачи).

Конструкция скважины подбирается исходя из интервалов несовместимых условий бурения. Число интервалов несовместимых по условиям бурения определяется по совмещённому графику давлений. График строится в зависимости от градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов [2]. Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 1.

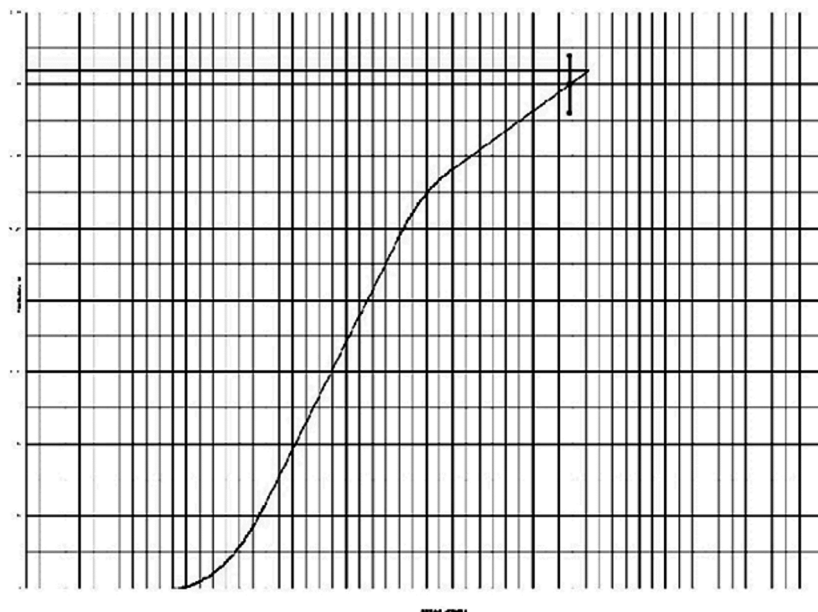
**Таблица 1** – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска (по вертикали), м	Назначение обсадных колонн: обоснование выбора диаметра, секционности и глубины спуска колонн
Направление	426,0	50	для перекрытия неустойчивых пород четвертичных отложений; усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП и цементируется до устья
Кондуктор	323,9	480	цель и глубина спуска кондуктора подобраны из условия перекрытия многолетнемерзлых пород, а также – предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе из сеномана (ПК <sub>1</sub> ) и закрытии устья ПВО при углублении под промежуточную колонну. Кондуктор усиливает крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает размораживание и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценовой и верхней части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под промежуточную колонну и изоляция грунтовых вод антропоге-нолигоценового комплекса. Башмак кондуктора устанавливается в пропластке плотных глин
Промежуточная	244,5	1100	цель и глубина спуска промежуточной колонны подобраны из условия перекрытия верхних газовых горизонтов залегающих в интервале 505–1013 м (по вертикали) и обеспечения совместности условий дальнейшего углубления под эксплуатационную колонну с обвязкой устья ПВО, а также – предотвращения осыпания неустойчивых пород, включая верхнюю часть Яронгской свиты. Промежуточная колонна усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП
Эксплуатационная	177,8	2110	эксплуатационная колонна обеспечивает эксплуатацию проектного эксплуатационного объекта, разобщает все продуктивные горизонты друг от друга, защищает участки разреза от возможных перетоков флюидов. Эксплуатационная колонна также усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП

Профиль ствола скважины, представлен на рисунке 2.

Согласно ПБ в НГП буровую установку выбирают по допускаемой нагрузке на крюк, которую не должна превышать масса наиболее тяжелой колонны: бурильной или обсадной. Коэффициент запаса для бурильной колонны составляет 0,6; для обсадной – 0,9. В нашем случае наибольший вес у обсадной колонны 0,91940 МН. Применив коэффициент запаса 0.9 получаем нагрузку на крюк 1,02156 МН. По ГОСТ 16293-89 выбираем буровую установку 4 класса БУ-3200/200 ЭК-БМ.





**Рисунок 2** – Профиль ствола скважины

**Литература:**

1. URL : <https://www.gazprom-neft.ru/technologies/drilling/>
2. Ivanova T.N., Zabinska Iwona. Modern methods of elimination of lost circulation in directional wells. Management systems in production engineering. – 2021. – Vol. 29. – Issue 1. – P. 65–74. DOI 10.2478/mspe-2021-0009

**References:**

1. URL : <https://www.gazprom-neft.ru/technologies/drilling/>
2. Ivanova T.N., Zabinska Iwona. Modern methods of elimination of lost circulation in directional wells. Management systems in production engineering. – 2021. – Vol. 29. – Issue 1. – P. 65–74. DOI 10.2478/mspe-2021-0009



УДК 622.24

## ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ

### RESEARCH OF THE UNDERSTANDING CAUSES DIFFERENTIAL STICKING

#### Каменских Сергей Владиславович

доцент кафедры бурения, к.т.н., доцент,  
Ухтинский государственный технический университет  
skamenskih@ugtu.net

#### Райлян Алексей Игоревич

магистр кафедры бурения (БС-19М),  
Ухтинский государственный технический университет  
raylyan.igorek@mail.ru

#### Kamenskikh Sergey Vladislavovich

Associate Professor,  
Drilling Department,  
Candidate of Technical Sciences,  
Ukhta State Technical University  
skamenskih@ugtu.net

#### Railyan Alexey Igorevich

Master of Drilling Department (BS-19M),  
Ukhta State Technical University  
raylyan.igorek@mail.ru

**Аннотация.** В статье исследованы и проанализированы основные причины возникновения дифференциальных прихватов, которые являются одним из самых часто встречаемых и трудоемких видов аварий. Проведены экспериментальные исследования с использованием как отечественного, так и импортного оборудования и материалов. Установлены количественные зависимости различных факторов, влияющих на интенсивность дифференциальных прихватов в высокопроницаемых горных породах.

**Ключевые слова:** дифференциальные прихваты, проницаемость, адгезия, плотность, фильтрация, смазочные добавки, площадь и время контакта.

**Annotation.** In article the main reasons for emergence of differential sticking which are one of the most often met and labor-consuming types of accidents are investigated and analysed. Pilot studies with use of both the domestic, and import equipment and materials are conducted. Quantitative dependences of various factors influencing intensity of differential sticking in high-permeability rocks are established.

**Keywords:** differential sticking, permeability, adhesion, density, filtration, lubricant additives, area and time of contact.

Одним из наиболее часто встречающихся и трудоемких видов аварий являются прихваты, которые в общем балансе аварийного времени занимают от 32 до 47 % (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПНГП), Тюмень, Башкортостан) [1–3], что требует значительных временных и материальных затрат на их ликвидацию. Так, например, ООО «Интегра-Бурение» в 2010 г. затратило на ликвидацию аварий на месторождениях ТПНГП около 100 суток и 177 млн рублей, причем большая часть времени и материальных затрат ушли именно на ликвидацию прихватов. Поэтому исследование основных причин процесса прихватообразования, несомненно, является актуальной задачей.

На основании опыта строительства скважин и ряда исследований [1–8 и др.] прихваты по причинам возникновения можно классифицировать следующим образом:

1. Прихваты из-за перепада давления (дифференциальные прихваты).
2. Прихваты в желобных выработках.
3. Прихваты из-за заклинивания посторонними предметами.
4. Прихваты при заклинивании в суженной части ствола скважины.
5. Прихваты осыпавшимися неустойчивыми породами.
6. Прихваты из-за ползучести пластичных пород и текучести солей.
7. Прихваты из-за сальникообразования.
8. Прихваты из-за седиментационного осаждения твердой фазы.
9. Прихваты при цементировании и разбуривании цементного камня.
10. Прихват («прижег») алмазных долот и коронок.
11. Прихват жестких обсадных колонн из-за их заклинивания в «извилистом» стволе скважины с уступами и желобами.
12. Прихват сгустками высокой липкости при обильном поступлении сероводорода в глинистый раствор при pH примерно равном или меньше 7.

В Ухтинском государственном техническом университете (УГТУ) на кафедре бурения были исследованы и проанализированы основные причины дифференциальных прихватов с использованием прихватомера (OFITE) (рис. 1) и прибора СНС-2 (рис. 2) с цилиндрами, имеющими различные поверхности (рис. 3).



Рисунок 1 – Прихватомер



Рисунок 2 – Прибор СНС-2



Рисунок 3 – Внутренние цилиндры прибора СНС-2 с различными поверхностями (слева-направо: стальной гофрированный, стальной гладкий, алюминиевый гладкий)

Таблица 1 – Параметры тестируемых буровых растворов

Тип раствора	Плотность, кг / м <sup>3</sup>	Фильтрация, см <sup>3</sup> / 30 мин.	Условная вязкость, с	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	pH
Глинистый	1050	44	19	5 / 15	9,0
Полимерглинистый	1100	12	23	10 / 15	10,0
Полимерглинистый с полигликолем	1010	7	64	6 / 15	10,5
Ингибирующий I	1050	12	35	5 / 10	10,0
Ингибирующий II	1030	10	45	15 / 20	10,0
Высокощелочной	1010	10	61	5 / 7	12,3
Биополимерный	1060	8	–	30 / 36	8,3
РУО* (ЭС** = 560 В)	1070	2–4	43	10 / 24	8,5

Примечание. \* – РУО – раствор на углеводородной основе; \*\* – ЭС – электростабильность.

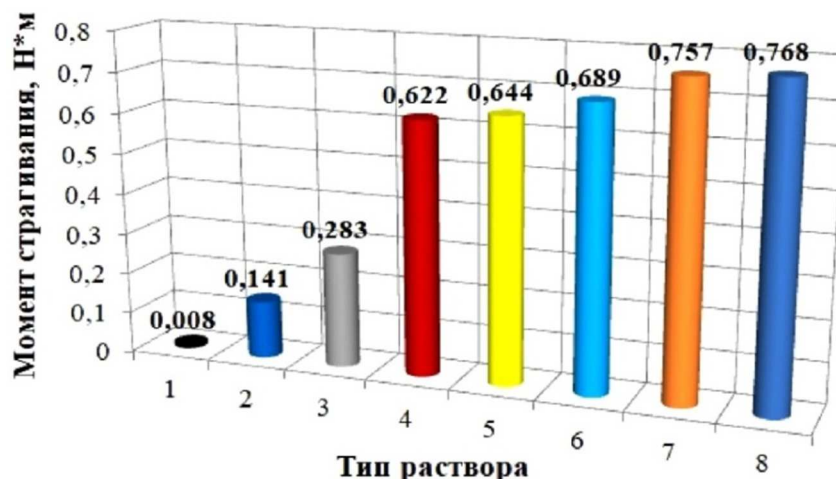
Таблица 2 – Составы тестируемых буровых растворов

Название раствора	Состав
РУО «Versaclean»	Минеральное масло, Versamul, VG-Plus, Известь, Versacoat НТ, Кальций хлористый, Карбонат кальция, вода
Глинистый	Бентонит, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Полимерглинистый	Бентонит, PAC-R, PAC-LV, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH
Полимерглинистый с полигликолем	Бентонит, PAC-R, PAC-LV, Полигликоль, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH
Ингибирующий I	Бентонит, Duovise, Хлорид калия, PAC-R, PAC-LV, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH, Thinsmart
Ингибирующий II	Бентонит, Duovise, Хлорид калия, PAC-R, Thinsmart, SP-101, Poly Plus, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NaOH
Биополимерный	Varazan, PAC-R, PAC-L, Крахмал, Мраморная крошка, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Высокощелочной	Duovise, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, CaO

Буровые растворы (рис. 4) по прихватоопасности можно разделить на 4 группы: РУО (1); ингибирующие I и II (2 и 3); безглинистые (4 и 5); полимерглинистые (6 и 7) и глинистый (8).

Наименьшим моментом страгивания обладает РУО (1), который характеризуется: достаточно малой фильтрацией; стабильной и пластичной фильтрационной коркой за счет использования VG-Plus и карбоната кальция; хорошей смазывающей способностью.

Относительно небольшой момент страгивания наблюдается у ингибирующих буровых растворов I и II (2 и 3), что обусловлено использованием лигносульфоната (Thinsmart), акрилата (SP-101) и полимера (Poly Plus). При этом момент страгивания бурового раствора ингибирующий II в два раза меньше, чем ингибирующий I, что обусловлено применением акрилата (SP-101) и полимера (Poly Plus). Дополнительно, важную, но не решающую роль играет малое содержание твердой фазы (5 кг/м<sup>3</sup>) в ингибирующих растворах I и II. Таким образом, для снижения момента страгивания наибольшую эффективность показали полимер, лигносульфонат и акрилат, который способствует повышению влажности фильтрационной корки и обладает капсулирующим эффектом, в результате чего на стенке скважины образуется тонкая фильтрационная корка.



**Рисунок 4** – Зависимость момента страгивания от типа бурового раствора (1 – РУО, 2 – Ингибирующий II; 3 – Ингибирующий I; 4 – Высокощелочной; 5 – Биополимерный; 6 – Полимерглинистый с полигликолем; 7 – Полимерглинистый; 8 – Глинистый раствор)

Практически равный момент страгивания имеют безглинистые промывочные жидкости (4 и 5), причем биополимерный раствор имеет несколько большую силу прихвата по сравнению с высокощелочным за счет использования мраморной крошки (МК), которая увеличивает толщину фильтрационной корки, а, следовательно, и интенсивность прихватаобразования. Момент страгивания высокощелочного безглинистого раствора в 2 раза больше, чем у ингибирующего I по причине более высокой величины pH, способствующей конформационным изменениям макромолекул.

Из протестированных промывочных жидкостей наибольший момент страгивания имеют полимерглинистые (6 и 7) и глинистый (8) буровые растворы по причине использования в качестве твердой фазы бентонита. Полимерглинистый буровой раствор с полигликолем (6), по сравнению с полимерглинистым (7) и глинистым (8), имеет меньшую силу прихвата за счет снижения содержания бентонита в своем составе и, вероятно, в меньшей степени за счет использования полигликоля.

Большинство протестированных буровых растворов содержат в своем составе целлюлозу (РАС-R, РАС-LV, РАС-L), которая не оказывает значительного влияния на момент страгивания.

Взаимодействие на границе «металл-корка» имеет сложную природу и может быть разделено:

- на силы механического трения;
- адгезионное взаимодействие.

Доля адгезионных сил по данным А.К. Сомотоя [4] может достигать 40–50 % от общих сил взаимодействия, что неоднократно было подтверждено на практике при ликвидации прихватов. Например, после полного снятия перепада давления с прихваченного инструмента требовалось приложить дополнительную силу, чтобы преодолеть действие адгезионных сил. Поэтому пренебрегать адгезионной составляющей силы прихвата нельзя.

Исследование адгезии осуществлялось с помощью прибора СНС-2 (рис. 2) с использованием различных цилиндров (рис. 3) и типов буровых растворов (табл. 2). Оценка интенсивности адгезии осуществлялась согласно методике, разработанной Р.Г. Ахмадеевым и И.В. Куваевым (RU 1772699). Методика основывается на соотношении напряжений сдвига на границах измерительных цилиндров с гофрированной (стандартный) и гладкими поверхностями (металлический и алюминиевый). Согласно этой методике необходимо добиваться отрицательных значений адгезии, характеризующих разжижение пристенного слоя. Прочность и толщина пристенного слоя может быть понижена введением в раствор поверхностно-активных веществ и смазочных добавок, способных адсорбироваться на контактирующих твердых поверхностях и блокировать места их контакта.

Наименьшие величины адгезионного взаимодействия отмечены у РУО (1) и полимерглинистого бурового раствора с полигликолем (6), что связано с их хорошей смазывающей способностью: минеральное масло и полигликоль соответственно. Это обусловлено тем, что смазочные вещества (минеральное масло и полигликоль) создают на поверхностях раздела труб с фильтрационной коркой граничные слои, которые обеспечивают гидравлическую связь между ними и заполняющим скважину буровым раствором. Все это обеспечивает выравнивание действующего в зоне контакта перепада давлений, прижимающего трубы к стенке скважины, и резкому уменьшению силы отрыва и сдвига.

Небольшой адгезией обладает также высокощелочной буровой раствор (4), что обусловлено образованием на цилиндре тонкой и плотной пленки, препятствующей адгезии твердых частиц на поверхности цилиндра. Кроме этого, отсутствие бентонита в составе раствора способствует минимизации адгезионного взаимодействия «труба-раствор».



Присутствие бентонита и полимеров в рецептурах буровых растворов (2, 3, 5, 7) повышают вязкость и адгезионное взаимодействие, что обусловлено повышением гидрофильного взаимодействия «труба-раствор». Естественно, что обработка буровых растворов (2, 3, 5, 7) смазочными добавками будет способствовать снижению сил адгезионного взаимодействия.

В целом, на основании проведенных экспериментов [2] были получены следующие выводы:

1) Наименьший момент страгивания характерен для растворов на углеводородной основе, применение которых по ряду причин ограничено. Ингибирующие буровые растворы I и II с малым содержанием твердой фазы также обладают низким моментом страгивания за счет использования полимеров, лигносульфонатов и акрилатов, причем последние наиболее эффективны. В биополимерных буровых растворах при увеличении концентрации мраморной крошки необходимо повышать содержание смазочных реагентов. Наибольший момент страгивания характерен для глинистого и полимерглинистых буровых растворов за счет использования в качестве твердой фазы бентонита.

2) С повышением проницаемости горных пород момент страгивания увеличивается. Из протестированных буровых растворов наибольший момент страгивания характерен для глинистого и далее в порядке убывания: полимерглинистого с полигликолем, ингибирующих I и II.

3) Подтверждена пропорциональная зависимость момента страгивания от перепада давления.

4) Подтверждено влияние площади контакта бурильного инструмента со стенками скважины на момент страгивания. При этом увеличение площади контакта на 18 % способствует росту момента страгивания на 23 %.

5) Важнейшую роль в повышении момента страгивания оказывает время контакта инструмента с фильтрационной коркой. Полученные зависимости имеют параболический вид, причем наибольшая интенсивность момента страгивания отмечается в первые 5 минут контакта. Наибольший момент страгивания наблюдается у глинистого бурового раствора, наименьший – у ингибирующего раствора II.

6) Достаточное значительное влияние на момент страгивания оказывает плотность бурового раствора. При этом увеличение плотности глинистого бурового раствора с 1020 до 1370 кг/м<sup>3</sup> (в 1,3 раза) привело к росту момента страгивания в 11,1 раза. Использование мраморной крошки (МК) и мела увеличивают момент страгивания по сравнению с баритом в 2,5 и 1,5 раза соответственно. Это связано с меньшей дисперсностью барита, по сравнению с МК и мелом, в результате чего прочность фильтрационной корки увеличивается, а, следовательно, момент страгивания уменьшается. При этом у мраморной крошки наблюдается наибольший рост момента по сравнению с мелом за счет меньшей дисперсности, что обуславливает увеличение содержания коллоидной фазы в буровом растворе.

7) С течением времени (0,5–30 мин.) объем отфильтрованной жидкой фазы и момент страгивания увеличиваются. При этом максимальный рост фильтрации и момента страгивания характерен для первых 5 минут контакта. Наибольший момент страгивания от фильтрации с течением времени отмечается у глинистого раствора, наименьший – у ингибирующего бурового раствора II, что обусловлено использованием акрилата, который обладает капсулирующим эффектом, способствуя тем самым формированию плотной и тонкой фильтрационной корки.

8) Значительное влияние на вероятность возникновения прихвата оказывает степень очистки бурового раствора. При этом увеличение содержания шлама в растворе до 15 % способствует росту момента страгивания в 1,4 раза, до 45 % – в 1,5 раза. Это обусловлено тем, что при высоком содержании шлама в буровом растворе содержится меньше коллоидной фазы и больше абразивных частиц, которые формируют толстые и липкие фильтрационные корки (прихватоопасные).

9) Смазочные вещества – важная часть бурового раствора. В настоящее время разработано более 100 различных видов материалов для улучшения смазочных свойств промывочных жидкостей. Обработка раствора смазочными добавками способствует снижению момента страгивания. При этом с увеличением перепада давления эффективность использования смазывающих добавок усиливается. Установлено, что увеличение концентрации смазывающей добавки «Полиэколуб» с 1 до 3 % способствует снижению момента страгивания до 1,5 раза в зависимости от перепада давления. Однако каждая смазочная добавка эффективна для конкретного типа бурового раствора и перепада давления. Так, например, из исследованных смазочных добавок в концентрации 1 % (Полиэколуб, ФК ЛУБ, Микан-40, Глитал, ЛУБ-БКЕ, Силанж, Графит, Verlead, BDF-612, TORQ-TRIM II PLUS, ATREN-FK) наиболее эффективными оказались:

– «ФК ЛУБ» и «Микан-40» для глинистого бурового раствора при перепаде давления от 2 до 3,5 МПа и от 3,5 до 5 МПа соответственно;

– «TORQ-TRIM II PLUS» и «Verlead» для полимерглинистого раствора при перепаде давления от 2 до 3 МПа и от 3 до 5 МПа соответственно;

– «Глитал» для биополимерного раствора при перепаде давления от 2 до 5 МПа.

Дополнительно смазочные добавки снижают показатель липкости фильтрационных корок в среднем в 4,7 раз. При этом наиболее эффективными являются жидкие гидрофобные смазки типов «BDF-612» и «Verlead».



Наименьшей интенсивностью адгезионного взаимодействия обладает смазочная добавка «АТREN-FK» как при использовании стального, так и алюминиевого внутренних цилиндров. При этом исследуемые твердые смазочные добавки (силанж и графит) увеличивают интенсивность адгезии, т. е. способствуют повышению содержания дисперсной фазы в растворе.

10) Выявлено, что увеличение температуры с 23 до 79° С приводит к увеличению момента срабатывания в среднем в 1,75 раза. Это обусловлено тем, что увеличение температуры способствует:

- снижению эффективности использования полимеров;
- усилению коагуляционных процессов;
- усилению диффузионных процессов, ускоряющих отделение фильтрата и коркообразование.

11) Установлено, что наименьшей интенсивностью адгезионного взаимодействия обладает раствор на углеводородной основе и далее в порядке убывания: полимерглинистый с полигликолем, высокощелочной, ингибирующий I, полимерглинистый, ингибирующий II, глинистый. В наибольшей степени на интенсивность адгезионного взаимодействия влияет присутствие в буровом растворе бентонита, полимеров, смазочных добавок и щелочность среды. При этом наличие смазочных добавок и увеличение щелочности среды способствуют уменьшению адгезионных сил, и наоборот, бентонит и полимеры – увеличению.

### Литература:

1. Каменских С.В. Оценка аварийности при строительстве скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2015. – № 12. – С. 6–11.
2. Каменских С.В. Исследование и анализ причин возникновения дифференциальных прихватов в высокопроницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2017. – № 2. – С. 6–14.
3. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» по представлению Ученого совета Ухтинского государственного технического университета / С.В. Каменских [и др.]. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2014. – 231 с.: ил.
4. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М. : Недра, 1984. – 205 с.
5. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М. : Недра, 1988. – 279 с.
6. Галимов М.А., Самотой А.К. Гидродинамические способы ликвидации прихватов бурительных колонн // Бурение: обзорная информация. – М., 1981.
7. Злотников Г.П., Осипов П.Ф. Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурительных труб на участках искривления ствола глубоких скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Ухта : УГТУ, 2007. – 24 с.
8. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М. : Недра, 1991. – 334 с.

### References:

1. Kamenskikh S.V. Assessment of accident rate during construction of wells in the areas and fields of the Timan-Pechora province // Construction of oil and gas wells on land and sea: Scientific and Technical Journal. – M. : VNIIOENG. – 2015. – № 12. – P. 6–11.
2. Kamenskikh S.V. Research and analysis of causes of differential sticking in high-permeability rocks // Construction of oil and gas wells onshore and offshore: Scientific and Technical Journal. – M. : VNIIOENG. – 2017. – № 2. – P. 6–14.
3. Complications and accidents during construction of oil and gas wells: Textbook for students of higher educational institutions studying in the direction of master's degree program «Oil and gas business» as advised by the Academic Council of Ukhta State Technical University / S.V. Kamenskikh [et al.]. – Ukhta : Izd vo Ukhta State Technical University, 2014. – 231 p.: ill.
4. Samotoi A.K. Sticks of strings at drilling wells. – M. : Nedra, 1984. – 205 p.
5. Pustovoytenko I.P. The prevention and elimination of accidents in drilling. – M. : Nedra, 1988. – 279 p.
6. Galimov M.A., Samotoi A.K. Hydrodynamic ways of liquidation of stuck drill strings // Drilling: review information. – M., 1981.
7. Zlotnikov G.P., Osipov P.F. Development of methods for prevention of sticking and breakage of drill pipes in areas of deep wellbore curvature : Abstract of Ph. ... Cand. of Technical Sciences. – Ukhta : UGTU, 2007. – 24 p.
8. Yasov V.G., Myslyuk M.A. Drilling complications. – M. : Nedra, 1991. – 334 p.





УДК 622.245.422.4

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ НА ОСНОВЕ РЕАГЕНТА «МИКРОСФЕРА»

### INVESTIGATION OF THE GROUT MIXTURE BASED ON THE «MICROSPHERE» REAGENT

**Комилов Толиб Олимович**

докторант,  
Ташкентский государственный технический университет  
имени Ислама Каримова  
komilovtolib87@yandex.ru

**Komilov Tolib Olimovich**

Doctoral Student,  
Tashkent State Technical University  
named after Islam Karimov  
komilovtolib87@yandex.ru

**Аннотация.** В статье приводятся результаты исследования тампонажной смеси на основе реагента «полые стеклянные микросферы» в качестве облегчающей добавки для получения облегченного тампонажного раствора с малой плотностью при ликвидации осложнений скважин.

**Annotation.** The article presents the results of a study of the grouting mixture based on the reagent «hollow glass microspheres» as a facilitating additive for obtaining a light-weight grouting slurry with low density in the elimination of well complications.

**Ключевые слова:** микросфера, удельная прочность, скважина, цементование, тампонажная смесь.

**Keywords:** microsphere, specific strength, well, cementing, grouting mixture.

**Р**ецептуры облегченного тампонажного раствора с малой плотностью в системе АО «Узбекнефтегаз» применяются мало.

Изучая по данным исследователей составов облегченных тампонажных растворов с необходимыми свойствами, можно получить путем введения в них полых стеклянных микросфер (ПСМС) и апретированных полых стеклянных микросфер (АПСМС), которые обладают малой плотностью и размерами, а также высокой удельной прочностью при объемном сжатии.

Тампонажные растворы, содержащие ПСМС и АПСМС, несмотря на малую плотность практически несжимаемы [1, 2].

Полые стеклянные микросферы серийно выпускаются в Японии, США, России, Франции и в других некоторых странах мира. Плотность микросфер составляет 200–400 кг/м<sup>3</sup>, а прочность при объемном сжатии до 20 МПа при диаметре до десятков мкм [3].

По результатам проведенных нами лабораторных исследований лучшими облегчающими материалами для облегчения тампонажных растворов, являются полые стеклянные микросферы, обладающие высокой удельной прочностью – более 150 МПа при насыпной плотности 150–200 кг/м<sup>3</sup> [5].

Результаты лабораторных исследований тампонажной смеси путем добавки реагента «микросфера» в разных количествах и при повышенных температурах частично сокращается время загустевания смеси, при этом механическая прочность на изгиб возрастает и уменьшается плотность от 1,59 до 1,15 г/см<sup>3</sup> и растекаемость смеси с более 26 до 15 см, при этом время загустевания увеличивается с 2 ч 5 минут до 2 ч 30 минут, прочность цементного камня увеличивается с 3,6 до 5,1 Мпа.

Тампонажного раствора, содержащего ПСМС, водоцементное отношение в 2 раза и более, меньше, чем у растворов с другими облегчающими добавками [4, 5].

По многим литературным данным известно, что частицы стеклянных микросфер мельче частиц цемента и имеют в своем составе аморфный кремнезем, следовательно они обладают большой поверхностной энергией. Исходя из этого, они должны быть более активными в адсорбционном отношении, проявлять пуццоланическую активность, оказывать структурирующий эффект, быть макроцентрами кристаллизации в цементной системе. В связи с этим МС должны хорошо адсорбировать и удерживать на своей поверхности воду затворения и продукты гидратации цемента. При этом создается неоднородная структура цементной матрицы между микросферой и контактным слоем. При этом у тампонажного раствора с МС увеличиваются сроки схватывания и прокачиваемость. В цементном растворе микросферы равномерно распределяются и являются макроцентрами кристаллизации тампонажного камня [1, 6].

Микросферное пространство заполняется в результате растворения частиц цемента и частично микросфер. Микросферы легче и мельче и поэтому отталкивать одноименные по заряду частицы цемента не могут. Продукты гидролиза цемента – это известь, алюминаты и гидроалюминаты, гидроферриты имеют положительный заряд. Поэтому они к себе притягивают микросферы и притягиваются сами. Роль микросфер в составе тампонажного раствора заключается в проявлении сорбционных, структурирующих и пуццоланических свойств.



Тампонажный камень, содержащий ПСМС имеет более сильное сцепление с обсадной трубой при атмосферном давлении, чем модифицированный [3, 5].

В результате выполненного анализа, можно сделать следующие выводы, что положительный результат проведение изоляции осложнённых зон скважин зависит от свойства применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки её в осложнённую зону скважины.

С этой целью в составе тампонажного раствора рекомендуется применение ПСМС и АПСМС в качестве облегчающей добавки для получения тампонажного раствора плотностью 1,19 г / см<sup>3</sup> и ниже.

#### Литература:

1. Akramov B.Sh., Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
2. Результаты бурения ствола скважины на площади Учкызыл в условиях поглощения бурового раствора / Д.Р. Махаматхожаев [и др.] // Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа». – М., 2019. – № 4. – С. 51–56.
3. Комилов Т.О., Рахимов А.А. Способ доставки тампонажной смеси с применением контейнера, спускаемого на кабеле для борьбы с поглощением бурового раствора. Материалы республиканской научно – технической конференции «Интеграция науки, образования и производства-важнейший фактор в реализации инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли» 1 ноября 2019 года. – Ташкент, 2019. – С. 194–197.
4. Комилов Т.О. Тампонажный раствор для цементирования нефтяных и газовых скважин // Булатовские чтения IV Международной научно-практической конференции. Сборник статей. – 2020. – Т. 3. – С. 157–158.
5. Комилов Т.О., Рахимова А.А. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей. – 2019. – Т. 3. – С. 69.
6. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья / Ш.Х. Умедов [и др.] // «Наука и образование сегодня». – М., 2020. – № 10 (57). – С. 18–22.
7. Комилов Т.О., к.т.н. Махаматходжаев Д.Р. Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – М., 2021. – № 1167. – С. 68–74.
8. Lost-circulation control with using aerated liquids / T.O. Komilov [et al.] // International Scientific and Practical Conference World science. – 2016. – P. 45–47.

#### References:

1. Akramov B.Sh., Umedov Sh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
2. Results of drilling the wellbore on the Uchkyzyl area in conditions of drilling mud absorption / D.R. Makhamatkhojaev [et al.] // Scientific and technological journal «Technologies of oil and gas». – М., 2019. – № 4. – P. 51–56.
3. Komilov T.O., Rakhimov A.A. Method of delivery of plugging mixture using a container lowered on a cable to combat absorption of drilling mud. Proceedings of the Republican scientific and technical conference «Integration of science, education and production – the most important factor in the implementation of investment projects of oil and gas industry» November 1, 2019. – Tashkent, 2019. – P. 194–197.
4. Komilov T.O. Tamponage solution for cementing of oil and gas wells // Bulatov readings IV International scientific and practical conference. Collection of articles. – 2020. – Vol. 3 – P. 157–158.
5. Komilov T.O., Rakhimova A.A. Method of isolation of wash fluid absorption zones in a well // Bulatov Readings of the III International Scientific-Practical Conference. Collection of articles. – 2019. – Vol. 3. – P. 69.
6. New plugging-polymer mixture on the basis of local raw materials / Sh.Kh. Umedov [et al.] // «Science and Education Today». – М., 2020. – № 10 (57). – P. 18–22.
7. Komilov T.O., Makhamatkhojaev D.R. Improved composition of drilling mud to prevent absorption of flushing fluids // Oil Economy. – М., 2021. – № 1167. – P. 68–74.
8. Lost-circulation control with using aerated liquids / T.O. Komilov [et al.] // International Scientific and Practical Conference World science. – 2016. – P. 45–47.



УДК 622.241.58:531.62

**ВЛИЯНИЕ ТИПОРАЗМЕРА ДОЛОТА НА УСТОЙЧИВОСТЬ  
ПРЯМОЛИНЕЙНОЙ ФОРМЫ РАВНОВЕСИЯ НИЖНЕЙ ЧАСТИ  
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ  
ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

**INFLUENCE OF THE BIT SIZE ON THE STABILITY  
OF THE STRAIGHT-LINE BALANCE OF THE LOWER PART  
OF THE DRILL STRING WHEN DRILLING  
A HORIZONTAL SECTION OF THE WELLBORE**

**Кузнецов Александр Борисович**  
ГУП РК «Черноморнефтегаз»

**Григулецкий Владимир Георгиевич**  
доктор технических наук, профессор,  
Российский государственный университет  
нефти и газа (национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
gvg-tnc@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрена устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины. При исследовании принято, что КНБК представляет собой тяжёлый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса и осевой нагрузки на долото. Впервые учтены особенности изгиба оси нижнего конца КНБК, обусловленные конструкцией породоразрушающего инструмента (долота) и механизма разрушения горных пород при бурении горизонтального участка ствола скважины. Изогнутая ось труб в скважине определяется из решения обыкновенного линейного дифференциального уравнения четвёртого порядка с соответствующими граничными условиями. Для нахождения «критической длины» компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины получены простые приближённые формулы, учитывающие осевую нагрузку на долото, утяжелённых бурильных труб (за счёт значения изгибной жёсткости поперечного сечения труб) и типоразмер долота. Рассмотрены примеры расчётов.

**Ключевые слова:** бурильная колонна; осевая нагрузка на долото; силы собственного веса труб; изгиб оси нижней части бурильной колонны; кривая изгиба; дифференциальное уравнение; граничные условия; критическая длина КНБК; долото.

**Kuznetsov Alexander Borisovich**  
State Unitary Enterprise of the Republic of  
Crimea «Chernomorneftegaz»

**Griguletsky Vladimir Georgievich**  
Doctor of Technical Sciences, Professor,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
gvg-tnc@mail.ru

**Annotation.** The paper considers the stability of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the wellbore. In the study, it was assumed that the BHA is a heavy elastic rod experiencing the combined action of its own weight and axial load on the bit. For the first time, the features of the bending of the axis of the lower end of the BHA, caused by the design of the rock cutting tool (bit) and the mechanism of rock destruction when drilling a horizontal section of the wellbore, are taken into account. The curved axis of the pipes in the well is determined from the solution of an ordinary linear differential equation of the fourth order with the corresponding boundary conditions. To find the «critical length» of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the wellbore, simple approximate formulas are obtained that take into account the axial load on the bit, heavy-weight drill pipes (due to the value of the bending stiffness of the pipe cross-section) and the bit size. Examples of calculations are considered.

**Keywords:** drill string; axial load on the bit; self-weight forces of pipes; bending the axis of the lower part of the drill string; bending curve; differential equation; border conditions; critical length of the bottom drill string assembly; bit.

## Введение

Долото по определению представляет собой специальный инструмент для разрушения горной породы при бурении нефтяных, газовых, водяных, геологоразведочных и других скважин. Различают шарошечные долота, лопастные долота, долота PDC (polycrystalline diamond compact) и др. [1]. Именно долото определяет, в основном, тип компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) при бурении скважин разного назначения [2–4].

В настоящее время значительно увеличиваются объёмы бурения скважин с горизонтальным стволом. В статье [5] отмечается, что только за 2014 год в компании ОАО «Газпромнефть» пробурено 249 горизонтальных скважин и 36 многоствольных горизонтальных скважин.



Авторы статьи [5] специально отмечают, что одной из значимых проблем при бурении горизонтальных скважин является не доведение нагрузки на долото. Следствием недостаточной нагрузки на долото являются такие негативные последствия, как преждевременный износ долот, снижение скорости, прихваты и др. [5].

Нижняя часть колонны бурильных труб по существу формирует ось скважины в процессе бурения, поэтому определение условий устойчивости и/или неустойчивости форм равновесия весьма важно для практики. При разных способах бурения скважин (турбинный, роторный, с применением ВЗД) колонна бурильных труб изменяет форму движения своей оси и при потере устойчивости нижней части возникают интенсивные продольные, поперечные и крутильные колебания труб [6]. Весьма важно установить параметры режима бурения, исключаяющие потерю прямолинейной формы равновесия оси труб для проводки горизонтальных и разветвленно-многозбойных скважин, чтобы обеспечить проектный профиль ствола и, особенно, конфигурацию разветвлённых горизонтальных ответвлений при заданных геологических условиях.

В статье [7] рассмотрены некоторые вопросы выбора параметров не ориентируемых компоновок нижней части бурильной колонны, с целью увеличения бурения длины горизонтального участка скважины. Установлено, в частности, что уменьшение удельного расхода бурового раствора позволяет увеличить длину горизонтального участка скважины. Вопросы упругой устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны в работе [7] не рассматривались.

### **Исследование упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия компоновки нижней части бурильной колонны с шарошечным долотом при бурении горизонтального участка скважины**

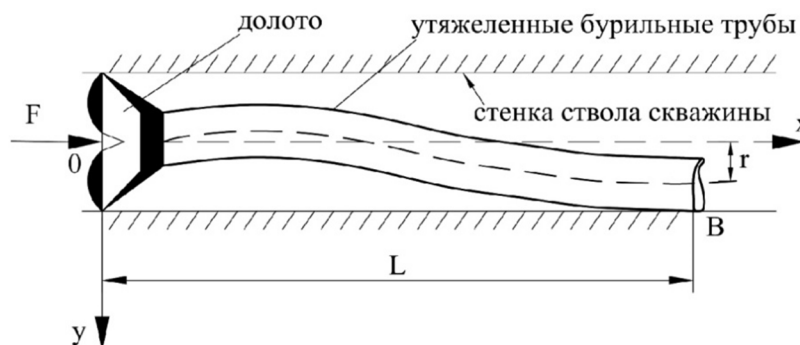
В процессе бурения скважины нижняя часть бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб, центробежных сил, сил инерции, сил сжатия и растяжения от перепада давления бурового раствора, скручивающего момента от ствола ротора и осевой нагрузки на долото [1–4].

Осевая нагрузка на долото при этом определяется весом нижней части бурильной колонны в буровом растворе, расположенной ниже нейтрального сечения [2].

В классической теории устойчивости упругих стержней [8, 9] рассматривается устойчивость прямолинейной формы равновесия стержней без учёта сил собственного веса стержня. В качестве «критической силы» принимается «наименьшее значение внешних нагрузок, при котором становится возможным несколько форм равновесия. Пока нагрузка меньше критической, возможна лишь одна единственная форма равновесия, и эта форма, очевидно, будет устойчивой. При нагрузках, больших критической, возможны, по крайней мере, две формы равновесия. Устойчивой формой будет та, которой соответствует минимум потенциальной энергии» ([9], с. 209).

В соответствии с общепринятыми в технической литературе по бурению [2–4] положениями, принимаем, что нижняя часть бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб и осевой нагрузки на долото, а в процессе бурения вращается вокруг собственной оси, поэтому не учитываем центробежные силы; материал бурильных и/или утяжелённых бурильных труб (УБТ) является упругим и изотропным; изменения линейных размеров труб от движения бурового раствора и перепада давления внутри и снаружи труб не учитываются; поперечные смещения долота, труб, УБТ, центраторов и калибраторов ограничены стенками скважины; напряжённое состояние нижней части бурильной колонны описывается уравнениями линейной теории упругости; прогибы оси труб удовлетворяют условиям «малости», внутренний изгибающий момент колонны труб определяется зависимостью, основанной на гипотезе «плоских сечений»; **осевая нагрузка на долото равна весу части бурильной колонны в буровом растворе, расположенной ниже нейтрального сечения**; скручивающий момент от ствола ротора, действующий на колонну труб при бурении скважины не учитывается. Изучению разных вопросов упругой устойчивости колонны бурильных труб в вертикальной скважине посвящены работы Л.С. Лейбензона, А.Н. Динника, С.И. Шищенко, Р.И. Шищенко, В.И. Григорьева, Н.А. Сидорова, М.П. Гулизаде, Г.М. Саркисова, А.Е. Сарояна, Л.Е. Симонянца, Н.Г. Середы, Н.А. Сесюнина, Е.В. Шеберстова, С.А. Ширин-Заде, И.М. Аметова, Н.Ф. Лебедева, В.С. Фёдорова, А.Н. Шаньгина, Н.А. Кулигина, И.Л. Барского, А. Гринхилла, Ф. Виллерса, А. Лубинского, Г. Вудса и многих других авторов, однако устойчивость форм равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины в этих работах не исследовались [2–4].

Расчётная схема положения нижней часть бурильной колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины показана на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Положение нижней части бурильной колонны с шарошечным долотом без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины:  
 F – осевая нагрузка на долото; B – первая точка контакта труб со стенками скважины

Для изогнутой оси нижней части бурильной колонны, испытывающей совместное действие сил собственного веса ( $qx$ ) и осевой нагрузки на долото ( $F$ ) можно записать основное линейное дифференциальное уравнение четвёртого порядка [3, 4, 8, 9] в виде:

$$EJ \frac{d^4y}{dx^4} + F \frac{d^2y}{dx^2} = q, \tag{1}$$

где  $EJ$  – жёсткость поперечного сечения труб при изгибе ( $E$  – модуль упругости материала труб;  $J$  – момент инерции поперечного сечения труб и/или УБТ);  $q$  – вес единицы длины труб и / или УБТ в буровом растворе;  $F$  – осевая нагрузка на долото.

Уравнение (1) можно записать в виде:

$$y^{IV}(x) + a^2y''(x) = \beta, \tag{2}$$

$$F = a^2EJ, q = \beta EJ.$$

Общее решение обыкновенного линейного дифференциального уравнения четвёртого порядка (2) можно записать в виде:

$$y(x) = C_1 + C_2x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left( \frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \tag{3}$$

и найти производные:

$$y'(x) = C_2 + C_3a \cos ax - C_4a \sin ax + \left( \frac{\beta}{a^2} \right) x, \tag{4}$$

$$y''(x) = -C_3a^2 \sin ax - C_4a^2 \cos ax + \left( \frac{\beta}{a^2} \right), \tag{5}$$

$C_1, C_2, C_3, C_4$  – постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий:

$$y(0) = 0; y''(0) = 0; \tag{6}$$

$$y'(L) = 0; y''(L) = 0. \tag{7}$$

Уравнения (6) отражают тот факт, что нижний конец компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) считается «шарнирной опорой». Если при бурении скважины используется шарошечное долото и над ним непосредственно не установлен центратор (стабилизатор или калибратор) номинального диаметра, то нижний конец бурильной колонны (долото) можно считать шарнирной опорой.

Такое допущение ранее использовалось в известных работах Л.С. Лейбензона, А.Н. Динника, Г.М. Саркисова, А.Е. Сарояна, Г. Вудса, А. Лубинского и других исследователей [2–4].

Отметим дополнительно, что конструктивно шарошечное долото представляет породоразрушающий инструмент **дробяще-скалывающего** действия. Механическое разрушение горной породы при этом происходит за счёт вращения шарошек, оснащённых зубьями или штырей из твёрдого или сверхтвёрдого материала (никель, вольфрам и др.). При вращении долота шарошки совершают сложное движение относительно собственной оси и вращательное движение вокруг оси долота.

Лабораторные испытания нагруженности венцов шарошечных буровых долот показывают, что **наибольшая доля всей осевой нагрузки, действующей на долото, приходится на средний венец первой шарошки** [10].



Относительная нагруженность этого венца при нагрузке на долото 80 кН и угловой скорости долота  $3,3 \text{ с}^{-1}$  составляет 19,1 % от общей осевой нагрузки на долото.

Это значительно превосходит относительную нагруженность соседних с ним периферийного и вершинного венцов, воспринимающих соответственно 10,6 % и 13,4 % всей осевой нагрузки на долото [10].

При таком характере взаимодействия долота с горной породой действительно на долоте реализуются условия шарнирного закрепления нижнего конца КНБК. Шарошечные долота используются при бурении твёрдых и крепких горных пород (в настоящее время около 90 % объёма всех буровых работ в мире выполняется с применением шарошечных долот).

Уравнения (7) отражают тот факт, что в точке  $x = L$  ( $L$  – расстояние от долота до точки касания труб со стенкой скважины) и выше, нижняя часть бурильной колонны лежит на нижней стенке скважины (рис. 1).

Используя граничные условия (6) и (7), находим значения постоянных интегрирования:

$$C_1 = -\frac{\beta}{a^4}; \quad C_2 = \frac{\beta}{a^3} \left( \frac{1 - \cos aL}{\sin aL} - aL \right);$$

$$C_3 = \frac{\beta}{a^4} \left( \frac{1 - \cos aL}{\sin aL} \right); \quad C_4 = \frac{\beta}{a^4}. \tag{8}$$

Для функции  $y(x)$ , определяющей кривую изгиба оси бурильных и / или утяжелённых бурильных труб можно записать соотношение:

$$y(x) = \frac{\beta}{a^4} \left[ (1 - \cos aL) \frac{\sin ax}{\sin aL} - (1 - \cos ax) - 0,5a^2x(L - x) \right]. \tag{9}$$

Структура соотношения (9) показывает, что величина прогиба оси труб **неограниченно возрастает**, если выполняется условие:

$$\sin aL = 0. \tag{10}$$

Таким образом, наименьшее положительное значение ( $L = L_{кр}$ ), получаемое из уравнения (10):

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}}, \tag{11}$$

определяет «критическую» длину компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото ( $F$ ) и типоразмерах утяжелённых бурильных труб (т.е. заданных значениях изгибной жёсткости –  $EJ$ ) при использовании **шарошечных долот**.

### Пример расчёта

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из **шарошечного долота** диаметром 295,3 мм ( $D_d = 0,2953 \text{ м}$ ), утяжелённых бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ( $D_n = 0,203 \text{ м}$ ;  $D_{вн} = 0,100 \text{ м}$ ;  $EJ = 1659000 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ , [4]), осевая нагрузка на долото равна 10 тс ( $F = 10000 \text{ кг}$ ).

По формуле (11) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото:

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{10000}} = 40,4 \text{ м}.$$

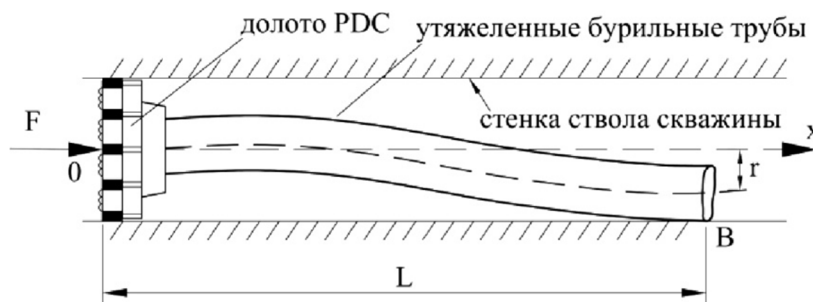
Если осевая нагрузка на долото ( $F$ ) при данной КНБК равна 20 тс ( $F = 20000 \text{ кг}$ ), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна:

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 28,6 \text{ м}.$$

### Исследование упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия компоновки нижней части бурильной колонны с лопастным долотом (или долотом PDC) при бурении горизонтального участка скважины

Рассмотрим положение нижней части бурильной колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины, когда применяются лопастные и / или долота PDC (рис. 2).





**Рисунок 2** – Положение нижней части бурильной колонны с долотом PDC без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины  
 F – осевая нагрузка на долото; B – первая точка контакта труб со стенками скважины

В случае, когда при бурении скважины используются лопастные долота (алмазные долота), или долота с матричным корпусом (PDC), то существенно изменяются условия работы нижнего конца КНБК. Во-первых, изменяется механизм разрушения горной породы при бурении скважины – **разрушение горной породы происходит истирающе-режущим способом.**

Во-вторых, на практике для уменьшения поперечных колебаний низа КНБК непосредственно над долотом устанавливают наддолотный калибратор (и / или центратор) номинального диаметра.

Лопастные долота используют, как правило, при бурении горных пород низкой и средней твердости, а алмазные долота – при бурении твердых и крепких горных пород.

Долота с матричным корпусом обладают высокой износостойкостью. Как правило, долота PDC имеют на корпусе три спаренных радиальных сектора, а торцовая и калибрующие поверхности армированы природными или искусственными алмазами, и/или вольфрамовыми и никелевыми стволками. Долота PDC обладают повышенной термостойкостью, что позволяет использовать их при бурении горных пород разной твердости.

При описанных условиях взаимодействия долота и горной породы (при использовании долот PDC, лопастных и алмазных долот) можно считать, что нижний конец бурильной колонны находится в условиях «**жёсткого**» **закрепления** (или «**защемления**»), как это принято в общей теории устойчивости упругих систем [8, 9].

Изогнутая ось нижней части бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса ( $qx$ ), осевой нагрузки на долото ( $F$ ) и описывается, по-прежнему, линейным дифференциальным уравнением четвертого порядка (1), поэтому его общее решение можно записать в виде:

$$y(x) = C_1 + C_2x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left( \frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \tag{12}$$

$C_1, C_2, C_3, C_4$  – постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий:

$$y(0) = 0; y'(0) = 0; \tag{13}$$

$$y'(L) = 0; y''(L) = 0. \tag{14}$$

Уравнения (13) отражают тот факт, что нижний конец компоновки нижней части бурильной колонны (долото) считается «защемлённой» опорой. Первое уравнение (13) отражает условие отсутствия радиального смещения долота ( $y(0) = 0$ ) относительно оси скважины, а второе граничное условие ( $y'(0) = 0$ ) показывает, что касательная к изогнутой оси КНБК совпадает с осью скважины.

Граничные условия (14) отражают тот факт, что в точке  $x = L$  ( $L$  – расстояние от долота до точки контакта труб с нижней стенкой скважины) и выше, нижняя часть бурильной колонны лежит на нижней стенке скважины (рис. 2).

Используя граничные условия (13) и (14), находим значения постоянных интегрирования:

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\beta}{a^4} \left( \frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_2 &= \frac{\beta}{a^3} \left( \frac{\sin aL - aL \cos aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_3 &= \frac{\beta}{a^4} \left( \frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL} \right); \\ C_4 &= \frac{\beta}{a^4} \left( \frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL} \right). \end{aligned} \tag{15}$$



Для функции  $y(x)$ , определяющей кривую изгиба оси бурильных и/или утяжелённых бурильных труб можно записать соотношение:

$$y(x) = \left(\frac{\beta}{a^4}\right) \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL}\right) (\sin ax - ax) + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2}\right) x^2 + \left(\frac{\beta}{a^4}\right) \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL}\right) (\cos ax - 1). \tag{16}$$

Структура соотношения (16) показывает, что величина прогиба оси труб **неограниченно возрастает**, если выполняется условие:

$$1 - \cos aL = 0. \tag{17}$$

Наименьшее положительное значение:  $(L = L_{кр})$ , получаемое из уравнения (17) равно:

$$L_{кр} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}}, \tag{18}$$

определяет «критическую» длину компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото ( $F$ ) и типоразмерах утяжелённых бурильных труб (значение изгибной жёсткости –  $EJ$ ) при использовании **лопастных долот (долот PDC, или алмазных долот)**.

### Пример расчёта

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из лопастного долота диаметром 295,3 мм ( $D_d = 0,2953$  м), утяжелённых бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ( $D_n = 0,203$  м;  $D_{вн} = 0,100$  м;  $EJ = 1659000$  кг · м<sup>2</sup>, [4]), осевая нагрузка на долото равна 20 тс ( $F = 20000$  кг).

По формуле (18) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото:

$$L_{кр} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 57,2 \text{ м.}$$

В качестве основных **выводов** можно отметить следующие положения:

1. На основе общепринятых положений линейной теории упругости материалов и теории устойчивости упругих стержней и оболочек, сформулирована и решена приближенная задача об упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины; принято, что КНБК представляет тяжелый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса и осевой нагрузки на долото.

2. Впервые учтены особенности изгиба оси нижнего конца КНБК, обусловленные конструкцией породоразрушающего инструмента (долота) и механизмом разрушения горных пород при бурении горизонтального участка ствола скважины.

3. Для нахождения «критической» длины КНБК при бурении горизонтального участка ствола скважины получены простые приближённые формулы, учитывающие осевую нагрузку, типоразмер УБТ и долота.

4. Приведены примеры расчётов.

### Литература:

1. Шацов Н.И., Фёдоров В.С., Кулиев С.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М. : Гостихиздат, 1961. – 666 с.
2. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении // Перевод с англ. – М. : Гостехиздат, 1960. – 162 с.
3. Григулецкий В.Г. Расчёт компоновок бурильной колонны для борьбы с искривлением скважины при роторном и турбинном бурении. – М. : ВНИОЭНГ, 1982. – 57 с.
4. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М. : Недра, 1990. – 302 с.
5. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Технологическое решение для повышения эффективности работы долот PDC // Известия Высших учебных заведения. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 84–87.
6. Григулецкий В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин. – М. : Недра, 1988. – 229 с.
7. Гречин Е.Г., Бастриков С.Н., Кузнецов В.Г. Неориентированные компоновки для бурения горизонтального участка скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 12 (336). – С. 5–9.
8. Тимошенко С.П. Устойчивость упругих систем. – М. : Гостехтеориздат, 1955. – 567 с.



9. Тимошенко С.П. Устойчивость стержней, пластин и оболочек. – М. : Наука, 1971. – 808 с.
10. Пальченков В.А., Долгушин В.В., Кулибин Г.А. Исследование загруженности венцов шарошек буровых долот // Известия Высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 81–84.

**References:**

1. Shatsov N.I., Fedorov V.S., Kuliev S.M. Drilling of oil and gas wells. – М. : Gostikhizdat, 1961. – 666 p.
2. Woods G., Lubinsky A. Wellbore curvature while drilling // Translated from English. – М. : Gostekhizdat, 1960. – 162 p.
3. Griguletsky V.G. Calculation of Drill Casing Arrangements to Control Well Warping at Rotary and Turbine Drilling. – М. : VNIIOENG, 1982. – 57 p.
4. Griguletsky V.G., Lukyanov V.T. Designing of Lower Drill Stem Components. – М. : Nedra, 1990. – 302 p.
5. Khuzina L.B., Shaikhutdinova A.F. Technological solution to improve PDC drill bit efficiency // Izvestiya Vysshey Vysshey uchebnykh obrazovaniye. Oil and gas. – 2016. – № 4. – P. 84–87.
6. Griguletsky V.G. Optimal control when drilling wells. – М. : Nedra, 1988. – 229 p.
7. Grechin E.G., Bastrikov S.N., Kuznetsov V.G. Undirected layouts for drilling horizontal section of wells // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2020. – № 12 (336). – P. 5–9.
8. Timoshenko S.P. Stability of elastic systems. – М. : Gostekhizdat, 1955. – 567 p.
9. Timoshenko S.P. Stability of Rods, Plates and Shells. – М. : Nauka, 1971. – 808 p.
10. Palchenkov V.A., Dolgushin V.V., Kulibin G.A. The study of the loading of the rotary beads of drill bits // Izvestiya Vyssikh izucheniya. Oil and gas. – 2016. – № 4. – P. 81–84.



УДК 622.24.084.3

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ТРАЕКТОРИИ ДВИЖЕНИЯ ДОЛОТА С УЧЕТОМ АНИЗОТРОПИИ ПОРОДЫ**

**MATHEMATICAL MODEL OF THE SPATIAL TRAJECTORY OF THE BIT MOVEMENT TAKING INTO ACCOUNT THE ANISOTROPY OF THE ROCK**

**Кузнецов Вячеслав Алексеевич**  
кандидат технических наук, доцент,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
viateslav@mail.ru

**Джаббарова Гюллю Валех кызы**  
доктор философии по технике, доцент,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности

**Исмаилов Фуад Назим оглы**  
докторант,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Аннотация.** При бурении скважины под воздействием различных факторов долото и забойный двигатель движутся по определенной траектории. Завися от геологических условий бурения, траектория оси скважины имеет плоскостную и пространственную формы. Для того, чтобы произвести расчет траектории движения долота с забойным двигателем проведены многочисленные исследования. Однако есть необходимость в аналитических исследованиях расчета траектории движения долота в пространстве с учетом анизотропных свойств.

**Ключевые слова:** долото, анизотропия, механические свойства пород, траектория движения долота, угол наклона долота, скорость перемещения долота.

**Kuznetsov Vyacheslav Alekseevich**  
Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
viateslav@mail.ru

**Jabbarova Gullu Valeh**  
Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Ismayilov Fuad Nazim**  
Doctoral Candidate,  
Research Institute of «Geotechnological  
problems of oil, gas and chemistry»

**Annotation.** When drilling a well under the influence of various factors, the bit and the downhole motor move along a certain trajectory. Depending on the geological conditions of drilling, the trajectory of the borehole axis has planar and spatial shapes. In order to calculate the trajectory of the bit with a downhole motor, numerous studies have been carried out. However, there is a need for analytical studies of calculating the bit trajectory in space, taking into account anisotropic properties.

**Keywords:** bit, anisotropy, mechanical properties of rocks, bit trajectory, bit angle, bit speed.

**И** зучим общий случай изгиба скважины в анизотропных породах [1–3]. Для получения математического уравнения пространственной траектории движения долота выберем пространственную координатную систему OXYZ так, чтобы с расположением осей OX и OY в горизонтальной плоскости, ось OZ была направлена перпендикулярно. Положение долота в пространстве определяет точка O. Равнодействующую силу на долоте, образовавшуюся в результате воздействия различных факторов, обозначим F; угол, образующийся с координатной осью –  $\theta_q$ , а её направление –  $\varphi_q$ . Проекции силы F –  $F_x, F_y, F_z$  – находим следующим образом (рис. 1, а):

$$F_x = F \sin \theta_q \sin \varphi_a; \tag{1.1}$$

$$F_y = F \sin \theta_q \cos \varphi_a; \tag{1.2}$$

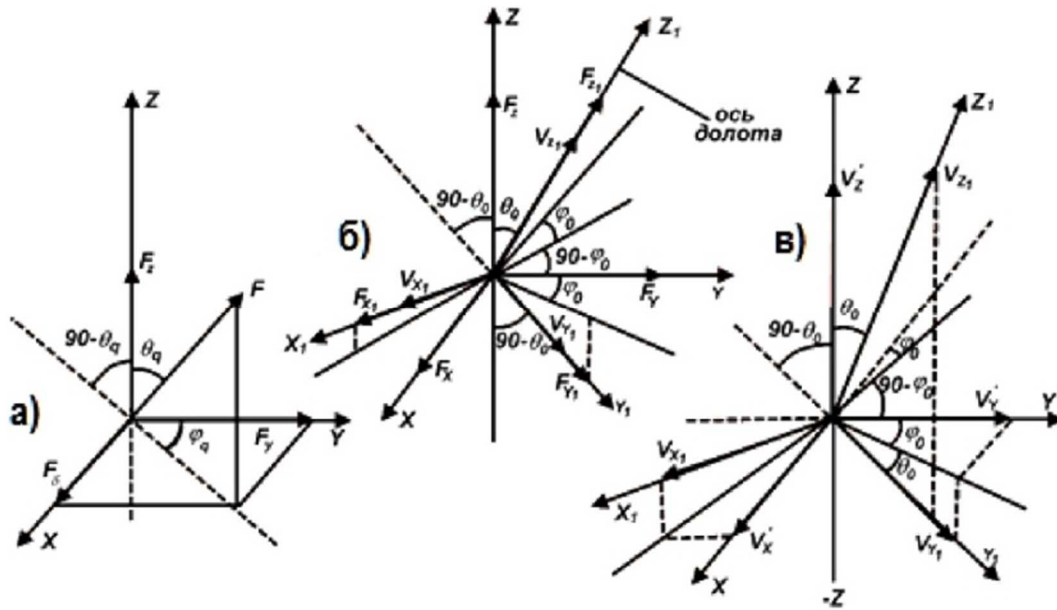
$$F_z = F \cos \theta_q. \tag{1.3}$$

Примем такую координатную систему  $OX_1, Y_1, Z_1$  (рис. 1, б), чтобы ось  $OZ_1$  совпала с направлением оси долота, оси  $OY_1$  и  $OX_1$  располагались на плоскости, перпендикулярной к оси  $OZ_1$ , а ось  $OY_1$  – в направлении оси долота. Примем угол наклона оси долота как  $\theta_q$ , направление (азимут) –  $\varphi_0$  и, спроектировав на оси  $OX_1, OY_1, OZ_1$ , найдем их проекции  $F_x, F_y, F_z$ .

$$F_{x1} = F_x \cos \varphi_0 \cos \theta_0 - F_y \sin \varphi_0 \cos \theta_0 + F_z \sin \theta_0; \tag{1.4}$$

$$F_{y1} = F_x \cos \theta_0 \cos \varphi_0 - F_y \cos \theta_0 \cos \varphi_0 - F_z \sin \theta_0; \tag{1.5}$$

$$F_{z1} = F_x \sin \theta_0 \sin \varphi_0 + F_y \sin \theta_0 \cos \varphi_0 + F_z \cos \theta_0. \tag{1.6}$$



**Рисунок 1** – Схема нахождения проекций на координатной оси компонентов мгновенного перемещения по траектории пространственного движения долота

Поскольку ось долота и перпендикулярная ей мгновенная скорость (мгновенное перемещение долота) пропорциональны компонентам забойной реакции, мгновенные компоненты  $OX_1, OY_1$  и  $OZ_1$  определяются следующим образом:

$$V_{x1} = fk F_{x1}; \tag{1.7}$$

$$V_{y1} = fk F_{y1}; \tag{1.8}$$

$$V_{z1} = k F_{z1}, \tag{1.9}$$

где  $k$  – коэффициент пропорциональности,  
 $f$  – коэффициент бокового фрезирования долота.

Проекция на оси  $OX, OY$  и  $OZ$  определяются следующим образом (рис. 1, в):

$$V'_x = V_{z1} \sin\theta_0 \sin\varphi_0 + V_{y1} \cos\theta_0 \sin\varphi_0 - V_{x1} \cos\theta_0 \cos\varphi_0; \tag{1.10}$$

$$V'_y = V_{z1} \sin\theta_0 \cos\varphi_0 + V_{y1} \cos\theta_0 \cos\varphi_0 - V_{x1} \sin\varphi_0 \cos\theta_0; \tag{1.11}$$

$$V'_z = V_{z1} \cos\theta_0 \cos\varphi_0 + V_{y1} \sin\theta_0 - V_{x1} \sin\theta_0. \tag{1.12}$$

После совместного решения уравнений (1.1)–(1.12), найдем значения для случая бурения изотропных пород:

$$V_x^1 = kF[\sin\theta_0 \sin\varphi_0 \cdot \cos\beta + f(\sin\varphi_0 \sin\eta_1) \cos\theta_0]; \tag{1.13}$$

$$V_y^1 = kF[\sin\theta_0 \cos\varphi_0 \cdot \cos\beta + f \cos\theta_0 (\cos\varphi_0 \sin\eta - \sin\varphi_0 \sin\eta_1)]; \tag{1.14}$$

$$V_z^1 = kF[\cos\theta_0 \cos\beta + f \sin\theta_0 (\sin\eta_1 - \sin\eta)], \tag{1.15}$$

где

$$\cos\beta = \sin\theta_q \cdot \sin\theta_0 \cdot \cos(\varphi_a - \varphi_0) + \cos\theta_0 \cdot \sin\theta_q$$

$$\sin\eta = \sin\theta_q \cdot \cos\theta_0 \cdot \cos(\varphi_a - \varphi_0) - \cos\theta_0 \cdot \sin\theta_q$$

$$\sin\eta_1 = \sin\theta_q \cdot \cos\theta_0 \cdot \sin(\varphi_a - \varphi_0) - \cos\theta_0 \cdot \sin\theta_q$$

Тогда направление перемещения оси долота и угол наклона  $\theta_1^1$  при бурении изотропных пород мы определяем по ниже следующим формулам:

$$\operatorname{tg}\varphi_i = \frac{V_x^1}{V_y^1}; \tag{1.16}$$

$$\operatorname{tg}\theta_i = \frac{\sqrt{(V_x^1)^2 + (V_y^1)^2}}{(V_z^1)^2} = \frac{1}{\cos\varphi_i} \cdot \frac{V_y^1}{V_z^1}. \tag{1.17}$$



Интенсивность изменения значений зенитного угла  $i_\alpha$  и азимута  $i_\varphi$  в интервале  $\Delta L$  находим следующим образом:

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha}{\Delta L} = \frac{\theta_i^1 - \theta_{i-1}^1}{\Delta L}, \quad (1.18)$$

$$i_\varphi = \frac{\Delta\varphi}{\Delta L} = \frac{\varphi_i^1 - \varphi_{i-1}^1}{\Delta L}, \quad (1.19)$$

где  $\Delta L = \sqrt{(V_{xi}^1 - V_{xi-1}^1)^2 + (V_{yi}^1 - V_{yi-1}^1)^2 + (V_{zi}^1 - V_{zi-1}^1)^2}$

### Выводы

Была создана модель, определяющая направление перемещения оси долота и угол наклона  $\theta_i^1$  при бурении изотропных пород.

На основе этой модели были выведены формулы для расчета интенсивности изменения значений зенитного угла  $i_\alpha$  и азимута  $i_\varphi$ .

### Литература:

1. Нескоромных В.В. Анализ процесса разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 80–89.
2. Quyudibi mühərrikin əyrixətli lülədən qaldırılması üçün əlavə yükün təyini / İ.Z. Həsənov [et al.] // «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XVIII cild. – Bakı, 2018. – P. 47–53.
3. Həsənov İ.Z., Vəliyev R.H., İsmayılov F.N. Süxurun anizotropluğu nəzərə alınmaqla qazma vaxtı balta və QKAY-nın hərəkət trayektoriyasının tədqiqi // «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XVIII cild. – Bakı, 2018. – P. 53–63.

### References:

1. Neskromnykh V.V. Analysis of the process of destruction of anisotropic rock by roller cone bits // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2015. – Vol. 326. – № 2. – P. 80–89.
2. Quyudibi mühərrikin əyrixətli lülədən qaldırılması üçün əlavə yükün təyini / İ.Z. Həsənov [et al.] // «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XVIII cild. – Bakı, 2018. – P. 47–53.
3. Həsənov İ.Z., Vəliyev R.H., İsmayılov F.N. Süxurun anizotropluğu nəzərə alınmaqla qazma vaxtı balta və QKAY-nın hərəkət trayektoriyasının tədqiqi // «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər XVIII cild. – Bakı, 2018. – P. 53–63.





УДК 542.64

## РЕЗИНО-ПОЛИМЕРНАЯ СИСТЕМА КАК СПОСОБ ИЗБАВЛЕНИЯ ОТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

### RUBBER-POLYMER SYSTEM AS A WAY TO GET RID OF LEAKS IN THE INTER-COLUMN SPACE

**Курбасов Максим Геннадиевич**

руководитель проектов  
ООО «Специальная нефтепромысловая химия»  
kurbasovmg@oilspecchem.com

**Kurbasov Maxim Gennadievich**  
Project Manager,  
Special Petroleum Chemistry LLC  
kurbasovmg@oilspecchem.com

**Аннотация.** Решение проблемы связанной с ликвидацией негерметичности межколонного пространства на скважинах с применением резино-полимерной системы. Научная новизна работы заключается в создании универсального долговечного состава, способного выдержать знакопеременные нагрузки, возникающие в процессе бурения, освоение и эксплуатации скважины. В результате исследования был разработан состав с одновременно высокой прочностью и достижением релаксационных свойств за короткий промежуток ожидания времени затвердеваний.

**Annotation.** The solution of the problem associated with the elimination of leakage in the interwell space in wells with the use of rubber-polymer system. Scientific novelty of the work lies in the creation of a universal durable composition capable of withstanding alternating loads arising in the process of drilling, development and operation of the well. As a result of the research, a composition with both high strength and achievement of relaxation properties in a short waiting period of curing time has been developed.

**Ключевые слова:** МКП, Резино-полимерный состав, WELLGAURD, цементирование, межколонное пространство.

**Keywords:** MCP, rubber-polymer compound, WELLGAURD, cementing, inter-casing space.

**П**роблема негерметичности межколонного пространства (МКП) и образование межколонных давлений (МКД) широко распространены в нефтяных и газовых скважинах на месторождениях по всему миру.

Данная проблема образуется в результате некачественного проведения работ по цементированию или невыполнения требований по взаимодействию с цементным камнем во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

К провальному проведению цементирования скважины можно отнести не только отхождение от программных параметров цементного и бурового раствора на скважине в непосредственный момент выполнения операции, но и отсутствие должной технической и инженерной подготовки задолго до. Для качественного выполнения работы и долговечного качества цементирования скважины необходимо учитывать все геологические и технологические особенности скважины при составлении программы на цементирования.

Основной целью цементирования нефтяных и газовых скважин является создание сплошной и непроницаемой изолирующей среды между различными горизонтами вскрытого разреза месторождения, к причинам образования проводящих каналов в ЗКП и МКП можно отнести следующие условия: цемент отсутствует; цементный камень плохого качества; высота подъема цементного камня недостаточна; имеются негерметичности в элементах конструкций скважин.

В случае невозможности сразу выполнить все требования к результатам цементирования скважины, сервисным компаниям необходимо исправить ошибки. Существуют два наиболее распространенных способа ликвидации негерметичности МКП – кольматирующий и гравитационный.

**Таблица 1** – Способы ликвидации негерметичности МКП

Кольматирующий	Гравитационный
Метод основан на закачке специального герметизирующего состава в межколонное пространство. Закачка происходит по принципу нагнетания под давлением состава в МКП через шиберную задвижку межколонного отвода в цементный камень.	Метод основан на закачке в межколонное пространство специального состава и гравитационном замещении межколонного флюида.

Наша компания ООО «Специальная Нефтепромысловая Химия» провела ряд лабораторных исследования, в ходе которых была разработана и протестирована рецептура резино-полимерной



системы WELLGUARD на основе смеси синтетических смол и полимеров для ликвидации негерметичности МКП. За исходные технические требования была взята температура + 5° С и набор прочности на сжатие за 24 часа 50 МПа.

Проведения лабораторных испытаний мы проводили в два этапа. Первый – подбор рецептуры с времени отверждения равным более 3-х часов, для безопасного проведения операции на промышленном объекте. Второй – высокие показатели значений прочности и релаксационных свойств.

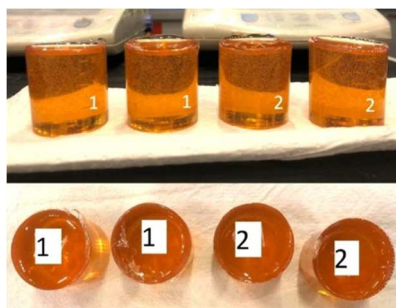
Релаксация состава необходима для исключения возможности повторного открытия каналов в результате – температурных деформаций металла при остановке добычи скважины, деформаций обсадной колонны при опрессовке ПВО.

В результате множества попыток по подбору рецептур, было выделено две, наиболее перспективные (табл. 2).

**Таблица 2** – Наиболее перспективная рецептура

№	WELLGUARD-R1	WELLGUARD-R2	WELLGUARD-H2	WELLGUARD-ACC1
1	100 %	0 %	50 %	15 %
2	0 %	100 %	50 %	15 %

Описание: WELLGUARD-R – Синтетическая смола, WELLGUARD-H – Отвердитель, WELLGUARD-ACC – Ускоритель



**Рисунок 1** – Исходные образцы по рецептуре № 1 и № 2 через 24 часа при температуре 5 °С

Подготовленные составы залили в цилиндрические формы и выдерживали в криостате при температуре 5 °С. Каждый час инженер-лаборант проводил зрительное обследование образца на предмет отверждения. Результаты представлены в таблице 3.

**Таблица 3** – Процент отверждения образцов

Часы	Процент отверждения						
	1	2	3	4	5	6	24
Рецептура № 1	0 %	0 %	10 %	50 %	85 %	90 %	100 %
Рецептура № 2	0 %	0 %	45 %	80 %	90 %	100 %	100 %

Оба образца показали свою возможность использования на скважине, поскольку время отверждения является безопасным для проведения работ.

Прочность и релаксационные свойства полученных образцов измеряли через 24 часа с помощью автоматического гидравлического пресса, результаты проведенного эксперимента представлены в таблице 4.

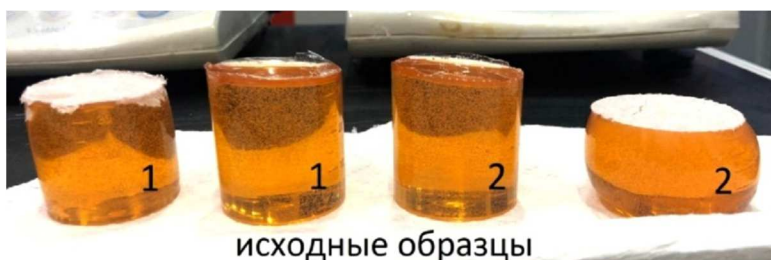


**Рисунок 2** – Образцы после испытания на гидравлическом прессе



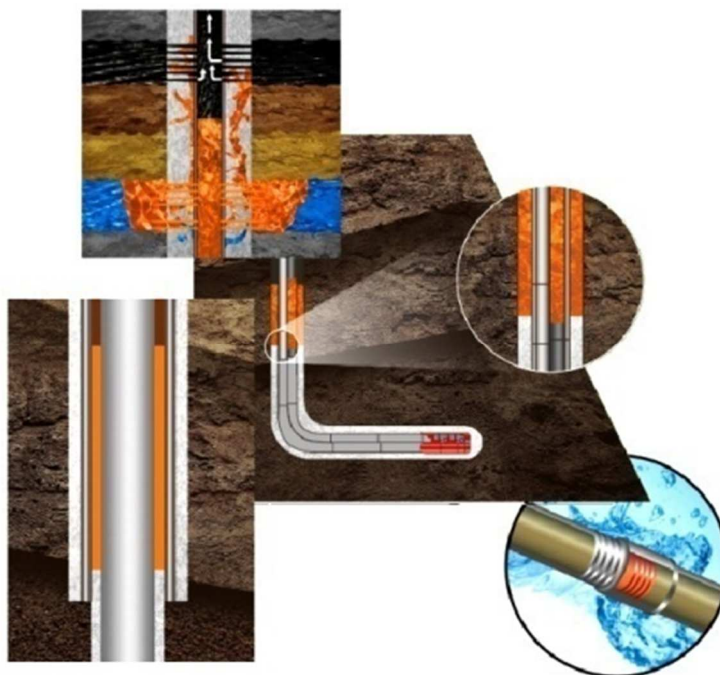
**Таблица 3** – Свойства синтетической смолы

Образец	Прочность	Релаксационные свойства
Рецептура № 1	Более 50 МПа (без разрушения)	90 %
Рецептура № 2	Более 50 МПа (без разрушения)	70 %



**Рисунок 3** – Релаксация образцов через 20 минут после снятия нагрузки на гидравлическом прессе

Данное технологическое исследование развивает возможность линейки WELLGUARD, которая уже успешно применяется при первичном цементировании, ремонтно-изоляционных и ликвидационных работах. В связи с этим наличие у сервисного подрядчика по цементированию реагентов семейства WELLGUARD производства ООО «Специальная нефтепромысловая химия» позволяет решать сразу множество технологических задач, трудно выполнимых с помощью «традиционных» инструментов, таких как микро-цементы, пластики, полимерные гели.



**Рисунок 4** – Графическое изображение решаемых задач при помощи WELLGUARD



УДК 622.24:622.016.25:622.243.2:622.243.23-045.79

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ НАГРУЗКИ НА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И РИСКОВ СЛОМА КНБК

### USE OF DIAGNOSTIC DATA FROM MWD SYSTEMS TO ASSESS THE QUALITY OF LOAD TRANSFER TO THE ROCK-BREAKING TOOL AND THE RISKS OF BHA BREAKAGE

**Лукьянов Семен Алексеевич**

аспирант  
кафедры бурение нефтяных и газовых скважин  
института нефтегазовых технологий ФГБОУ ВО «СамГТУ»,  
начальник телеметрической службы,  
ООО «СПП Развитие»  
sem@luckyanov.ru

**Живаева Вера Викторовна**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующий кафедрой бурение нефтяных и газовых скважин  
Института нефтегазовых технологий ФГБОУ ВО «СамГТУ»  
bngssamgtu@mail.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена методам оценки эффективности использования породоразрушающего инструмента в компоновках низа бурильной колонны, включающих в себя телеметрические комплексы реального времени. Оценка рисков и востребованности решения проблем сломов КНБК при неконтролируемом росте вибраций на забое.

**Ключевые слова:** телесистема, КНБК, гидроканал, бурение, скважина, электромагнитный разделитель, зонд, пульсатор, канал связи, забой, скорость передачи, инклинометр, гамма-каротаж, резистивиметр.

**Semyon Alekseyevich Lukyanov**

Postgraduate Student,  
Department of Oil and Gas Wells Drilling,  
Institute of Oil and Gas  
Technologies of SamGTU VO,  
Head Of Telemetry Service,  
LLC SPP Razvitie  
sem@luckyanov.ru

**Zhivaeva Vera Viktorovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Head of Oil and Gas Drilling Department  
Institute of Oil and Gas Technologies of  
SamSTU VO  
bngssamgtu@mail.ru

**Annotation.** This article is devoted to methods for evaluating the efficiency of using rock-breaking tools in the BHA, which include MWD systems. Assessment of the risks and relevance of solving the problems of BHA breakage with an uncontrolled increase in vibrations at the bottom.

**Keywords:** MWD, BHA, hydraulic channel, drilling, borehole, electromagnetic separator, probe, pulser, channel of communication, bottom hole, transfer speed, inclinometer, gamma-ray logging, resistivity tool.

#### Введение. Актуальность проблемы

**Б**урение скважины – это организационно и технологически сложный процесс, подразумевающий взаимодействие оборудования и специалистов разных направлений, основным вектором развития которого является повышение эффективности работ за счет технических и экономических показателей, снижение производственных рисков. В соответствии с этими целями, любое экономически выгодное изменение технологии строительства или дополнительное использование технических средств, снижающее итоговые временные затраты на проведение работ и не ухудшающее остальные нормативные показатели, является актуальным для конечного заказчика и отрасли в целом.

При разработке технологии бурения скважин, наиболее ценными инструментами повышения эффективности использования технических средств, безусловно, являются те, которые требуют минимальных затрат на модернизацию самого оборудования или их полное отсутствие. Основное преимущество освещенных в данной статье мероприятий заключается в использовании имеющегося телеметрического оборудования [1] для получения диагностических и косвенных данных, позволяющих лучше понять состояние призабойной зоны и особенности поведения КНБК с возможностью влияния на них в режиме реального времени для увеличения скоростей бурения, исключая разрушающие оборудование факторы, снижая тем самым сроки и стоимость строительства скважин.

Тема вибрационных нагрузок КНБК и косвенных диагностических параметров, поступающих от ТМС с забоя изучена весьма слабо. Это связано с тем, что производители телеметрического оборудования в первую очередь заботятся о его надежности и сохранности в тяжелых режимах работы. Каждый производитель имеет в перечне технических характеристик свою градацию уровня нагрузок, привязывая её опционально к зависимостям их частоты, направления, силы, продолжительности средневзвешенных значений, температуре, количеству шоковых значений высоких уровней, другим методикам расчета.

За всё время изучения этой темы нам встретилось не более десятка источников, которые затрагивали бы эту проблему с рекомендациями для полевого персонала по дальнейшим действиям. Почти все они написаны компаниями полного цикла – игроками большой тройки. Это внутренние документы, field alert, полевые уведомления, главы регламента работы инженеров, и все они строго для внутреннего пользования. Они не претендуют на научные исследования, и основной акцент в них стоит на бережливом от-



ношении к технике, а не на улучшении технологии строительства скважины, что безусловно логически пересекается, но не в полной мере раскрывает всю структуру взаимосвязи косвенных и диагностических параметров, получаемых от забойного телеметрического оборудования, с безопасностью, скоростью и финансовой экономией при строительстве скважины. Наша же задача исследовать и описать технологию, возможно, произвести оборудование, которое сможет эффективно и оперативно анализировать нагрузки на КНБК в режиме реального времени, оставляя возможность инженерному составу на объекте принимать решения, согласно рекомендаций описанной методики, влиять на процесс бурения, снижая аварийность и увеличивая скорость проходки вне зависимости от типа долота, состава КНБК, используемых телеметрических комплексов и уровня подготовки инженеров на объекте работ.

Данная работа подразумевает глубокий анализ физических процессов, происходящих при бурении, влияющих на работу КНБК и породоразрушающего инструмента в частности. Помимо констатации факта негативного влияния определенных видов вибраций на скорость углубления, работа своей целью ставит создание понятного, удобного, эффективного алгоритма и, как следствие, интерфейса, позволяющего оператору – инженеру по бурению – принимать своевременные решения о смене текущих режимов бурения, планировать изменение режимов и состава КНБК на следующие скважины схожей конструкции в этом регионе работ. Коснувшись это проблемы в 2015 году, и видя лишь часть факторов, влияющих на поведение КНБК, решение задачи выглядело куда более простым, а объем необходимых для исследования данных и получаемой на выходе информации тянул в лучшем случае на пару статей и несколько полевых уведомлений для своих же коллег, однако сейчас очевидно, что исследование этого вопроса, лежащего на стыке информационных технологий, обработки и анализа информации, нефтяной производственной сферы.

В настоящее время проводится много исследований, разработка устройств и технологий бурения, снижающих вибрационные и шокковые нагрузки оборудования КНБК. Проводится анализ полезных и опасных вибраций, их классификация, расчет допустимых значений и прочее. Но именно методик их регистрации, контроля, использования мероприятий по снижению их негативного воздействия в разрезе уже имеющего в КНБК электронного устройства (телесистемы), своим функционалом полностью перекрывающего потребности этих исследований, до сих пор нет.

Таким образом, цель работы: опираясь на пороговые значения допустимых нормальных, средних, высоких и недопустимых критических нагрузок, установленные производителями телесистем, проанализировать возможности повышения эффективности процесса строительства скважины, не внося изменений в конструкции используемого оборудования, опираясь лишь на данные, которые в настоящее время не принимаются к анализу. Получить рекомендации или прогноз по дальнейшему вектору развития телеметрических комплексов, который позволит проводить этот анализ удобнее и, соответственно, повысит скорость и результативность реагирования на изменения скважинных условий в процессе бурения. Результатом полученных данных станет перечень конкретных действий и рекомендаций инженеру сервиса наклоно-направленного бурения, направленный на повышение эффективности и снижение аварийности работ.

Невозможно переоценить важность и актуальность этой задачи, особенно в настоящее время, когда ввоз нового высокотехнологичного оборудования в Россию существенно осложнен [3], цены на него за последние годы увеличились более, чем в 2 раза, а производство запасных частей и принадлежностей так и не удастся локализовать, за исключением редких чисто механических единиц, вроде центров, несложных втулок и некоторых геометрически простых твердосплавных элементов.

### **Применимость методов**

Уже имея определенную базу знаний, и имея возможность производить эксперименты на собственных объектах работ, нам удастся углубляться в тему с каждой пробуренной скважиной. Безусловно в настоящее время, мы получаем как положительный, так и отрицательный результат, иногда сохраняя элементы КНБК и увеличивая скорость проходки, а иногда, экспериментируя с режимами, тратя на это 10–30 часов бурения, мы приходим к положительному, но не выдающемуся результату, как раз по причине потраченного на оттачивание технологии времени. Очевидно, что лояльности генерального заказчика к подобным испытаниям это не добавляет.

На текущий момент мы проводим исследования с помощью телесистем с электромагнитным [2] и гидравлическим [4] каналом связи отечественного и зарубежного производства. Об их особенностях, преимуществах и недостатках можно прочитать в некоторых других моих работах.

Для дальнейшего понимания этой статьи скажу лишь то, что в любом инклинометре есть датчик вибраций, который тесно взаимодействует с блоком акселерометров и магнитометров, и часто является их частью, что позволяет определять не только силу, но и направление вибрационных и ударных нагрузок. Дальнейшие алгоритмы обработки этих данных отличаются от производителя к производителю, но общая суть одинакова: есть «сырые вибрации» – циклический процесс противоположно направленных векторов ускорений, есть так называемые RMS – среднеквадратичные значения за определенные периоды времени, шокковые пики – Shock Warning, у которых к расчетам принимается их высота и количество за единицу времени или рейс. Исходя из этих значений можно делать выводы о типах и направлениях нагрузок. Классификация типов строится на структуризации реакций датчика шок и, следовательно, основных и второстепенных направлений природы вибрации: осевые, латеральные и торсионные.

Осевые вибрации связаны с неравномерностью прилегания вооружения долота к плоскости соприкосновения с вырабатываемой породой. Относительно инклинометра телесистемы вектор этих





нагрузок направлен параллельно его собственной продольной оси. Так как в процессе бурения долото практически не имеет возможности отрыва от забоя, по амплитуде вибраций данного типа можно судить о постоянном изменении нагрузки на долото. Повышенные осевые вибрации, как правило, наиболее характерны для КНБК, имеющих в своем составе шарошечные или несимметричные бицентричные долота, при агрессивном расхаживании инструмента на проработках пробуренных интервалов, ударах компоновки об забой, работа Яса или неравномерное вращение КНБК.

Вектор усиления латеральных вибраций лежит в перпендикулярной плоскости вектора осевых вибрационных нагрузок. Эти нагрузки возникают из-за больших изгибающих напряжений при движении элементов КНБК внутри пробуренного интервала ствола между стенками скважины. Именно для этих нагрузок характерно постоянно наличие знакопеременных шоков, что приводит к разрушению оборудования КНБК.

Торсионные вибрации представляют собой неравномерные (в основном радиальные) нагрузки, вызванные изменением скорости вплоть до полной остановки вращения долота или всех элементов КНБК при бурении. Этот эффект получил название *stick & slip*. При этом, чем больше длина КНБК и инструмента, тем более ярко выражен этот процесс. Данные вибрации опасны, так как после кратковременного снижения скорости или остановки долота (даже при постоянной скорости вращения забойного двигателя) следует возобновление движения с большим ускорением, что приводит к разрушению вооружения долота и усталостному износу резьбовых соединений элементов КНБК.

В своей работе я выделяю следующие типы вибрационных нагрузок, имеющие важные принципиальные различия, подразумевающие различные подходы к работе с их воздействием на инструмент: подскок долота, осевой резонанс, латеральные шоки, резонанс долота, зацепление долота, зацепление КНБК, торсионный резонанс, запаздывание вращения и комбинированные вибрационные нагрузки, которые не поддаются однозначному описанию и каждый раз могут быть условно включены в более узкое обозначение типа с определенным уровнем допущений.

Имея на вооружении теоретическую часть с описанием поведения КНБК при тех или иных вибрационных нагрузках, можно сужать выборку превалирующих типов, и, обращаясь к описанию, изменять способы компенсации или снижения их влияния, увеличивая ресурсность инструмента, долота, и других элементов КНБК, а также, что стоит во главе целей данной работы, увеличивая скорость проходки при строительстве каждой секции скважины.

### **Заключение о целесообразности применения алгоритмов контроля вибрационных и шоковых нагрузок**

Вибрации – это необходимый и неустраняемый процесс в работе любого технического устройства. Изучая их в процессе бурения скважин, надо понимать, что, помимо разрушительного воздействия, они обеспечивают процесс движения инструмента на участках профиля с большими зенитными углами, позволяют породоразрушающему инструменту эффективно входить в зацепление с породой и многое другое. Управление в реальном времени величиной и направлением вибрационных и шоковых нагрузок позволяет нам устранить лишние, опасные, неэффективные составляющие, энергия которых не тратится на углубление, а приводит к повышенному износу оборудования, и снижению полезной энергии, разрушающей породу.

Несмотря на очевидность некоторых утверждений в данной работе, процесс повсеместного внедрения её результатов и методик видится мне чрезвычайно сложным и долгим в виду консервативности отрасли и сложности договорных отношений подрядчиков, оказывающих отдельные сервисные услуги на объектах работ.

Тем не менее, уже на данном этапе виден и экономический и технических эффект от предпринимаемых мер контроля вибраций и изменения режимов бурения, направленного на повышение эффективности строительства наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола скважины.

### **Литература:**

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – 2018. – № 10. – С. 50–54.
2. Keman Liu. Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020.
3. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World. – P 133–139.
4. Mouhammed Jandal. Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) // A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019.

### **References:**

1. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. Using the advantages of different types of downhole telesystems, combining their elements in the construction of wells // NTJ «Oil. Gas. Novations». – 2018. – № 10. – P. 50–54.
2. Keman Liu. Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020.
3. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World. – P 133–139.
4. Mouhammed Jandal. Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) // A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019.





УДК 622.245.723

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА САХНОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### EFFICIENCY OF APPLICATION OF THE INTELLIGENT WELL COMPLETION SYSTEM ON THE SAKHNOVSKOYE OIL AND GAS FIELD

**Меринов Иван Андреевич**

главный специалист управления  
по организации и контролю бурения скважин  
на месторождениях и ПХГ,  
ООО «Газпром инвест»  
ivanmerinov@bk.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений и  
подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены возможности использования интеллектуальных систем заканчивания скважин на Сахновском месторождении. Выполнен анализ текущей схемы заканчивания скважин на Сахновском месторождении, подробно описана технология интеллектуального заканчивания скважин. Сделан выбор объекта для применения технологии и обоснование эффективности с помощью гидродинамического моделирования. Проведена оценка возможных ограничений использования данной технологии.

**Ключевые слова:** система интеллектуального заканчивания скважин; эффективность технологии с помощью гидродинамического моделирования; оценка возможных ограничений использования технологии интеллектуального заканчивания; анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину; моделирование интеллектуальной системы заканчивания; результаты гидродинамического моделирования; анализ чувствительности системы в зависимости от расхода.

**Merinov Ivan Andreevich**

Chief Specialist of the Office for  
Organization and Control of Well Drilling on  
the Fields and Underground Gas Storages,  
LLC «Gazprom Invest»  
ivanmerinov@bk.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the Department of  
Development and Operation of Oil and Gas  
Fields and Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the possibilities of using intelligent well completion systems in the Sakhnovskoye field. The analysis of the current well completion scheme at the Sakhnovskoye field was carried out, and the technology of intelligent well completion was described in detail. The choice of the object for the application of the technology and the substantiation of the efficiency with the help of hydrodynamic modeling have been made. The assessment of possible limitations of the use of this technology has been carried out.

**Keywords:** intelligent well completion system; efficiency of technology using hydrodynamic modeling; assessment of possible limitations of the use of intelligent completion technology; analysis of the possibility of running intelligent completion equipment into a typical well; modeling of an intelligent completion system; hydrodynamic modeling results; system sensitivity analysis depending on the flow rate.

#### Обоснование эффективности технологии с помощью гидродинамического моделирования

Для обоснования эффективности технологии интеллектуального заканчивания скважин было проведено гидродинамическое моделирование на примере «гипотетической модели Сахновского месторождения». Для расчётов была вырезана секторная модель с рядом скважин добывающих и нагнетательных скважин. Расчёты заканчивания скважин в гидродинамической модели и моделирование процессов фильтрации проводилось с помощью гидродинамического симулятора «Eclipse 100» фирмы «Schlumberger». На рисунке 1 представлена данная секторная модель (показана насыщенность по нефти и сетка скважин).

Размерность секторной модели – 6000 м × 6000 м × 73 м, количество ячеек 306000 (размерность ячеек 100 × 100 × 0,86 м).

В таблице 1 представлены физико-химические свойства пластовых флюидов и характеристики пласта Нх-III-IV, которые использовались при гидродинамическом моделировании.

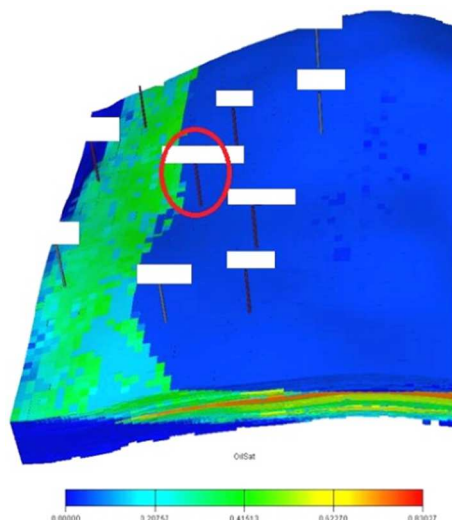


Рисунок 1 – Секторная модель «гипотетического Сахновского месторождения»

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV Сахновского НГКМ

Параметры	Нх-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК), МПа	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т / м <sup>3</sup>	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т / м <sup>3</sup>	0,845
Абсолютная отметка ГНК, м	– 2716
Абсолютная отметка ВНК, м	от – 2748,2 до – 2766,27
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,458
Содержание серы в нефти, %	0,1
Содержание парафина в нефти, %	3,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,1
Газосодержание, м <sup>3</sup> / т	211
Содержание сероводорода, %	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	0,51
Плотность воды в поверхностных условиях, т / м <sup>3</sup>	1,007
Сжимаемость, 1 / МПа · 10 <sup>-4</sup>	
– нефти	16,79
– воды	4,1

Для учёта многофазной фильтрации в пористой среде учитывались влияния фазовых проницаемостей и насыщенных (рис. 2 и 3).

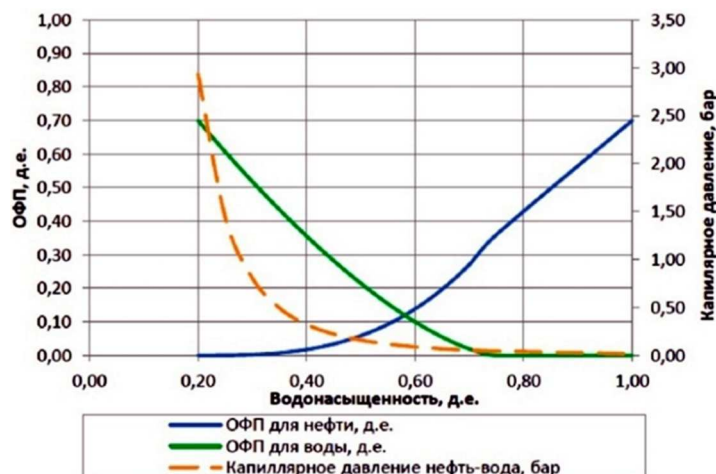
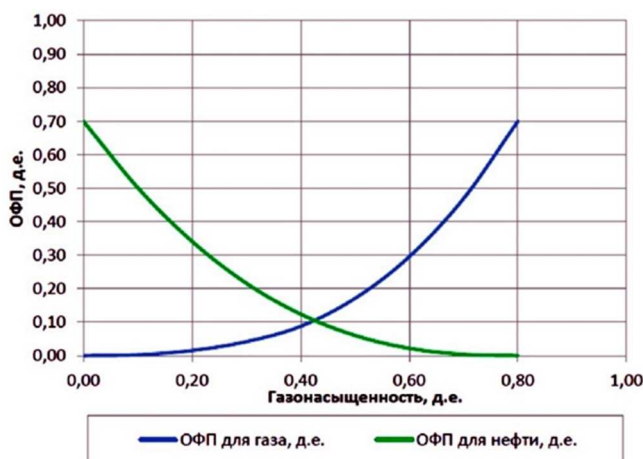
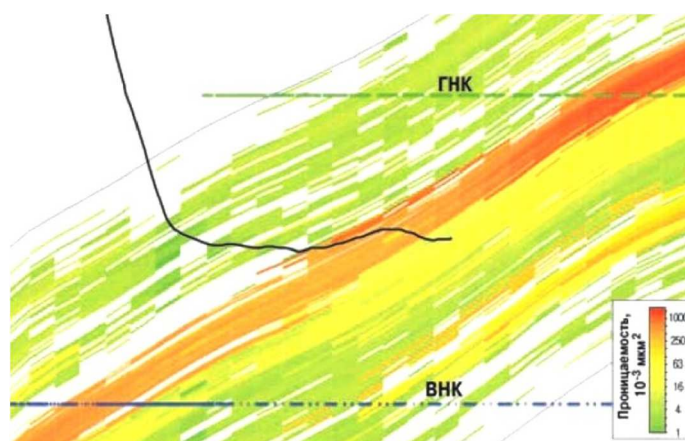


Рисунок 2 – Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – вода» пластов Нх-III-IV



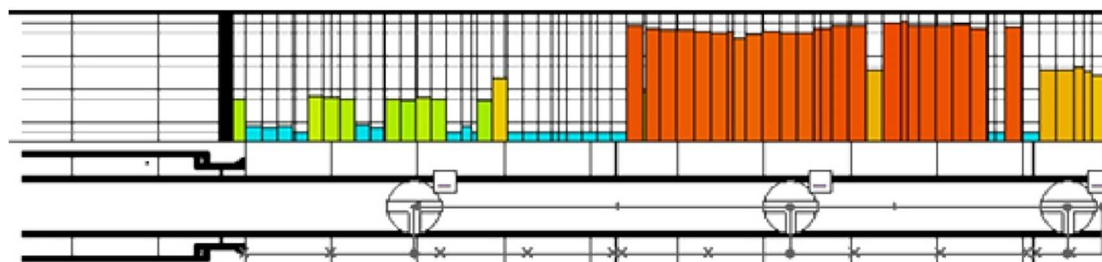
**Рисунок 3** – Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – газ» пластов Нх-III-IV

На рисунке 4 представлен разрез по проницаемости с траекторией скважины N, выбранной для моделирования присутствия интеллектуальной системы заканчивания скважины.



**Рисунок 4** – Разрез по проницаемости скважины N

На рисунке 5 представлена схема заканчивания скважины N, построенная в предпроцессоре «Petrel RE» фирмы «Schlumberger».



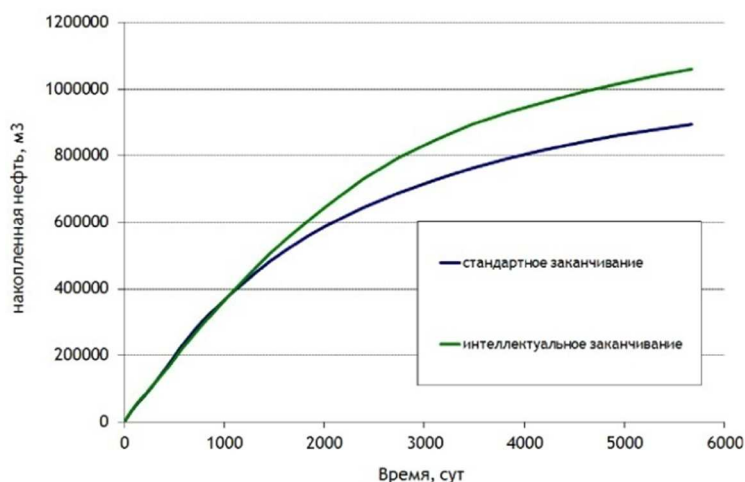
**Рисунок 5** – Моделирование интеллектуальной системы заканчивания в «Petrel RE»

Скважина N была разбита заколонными пакерами на 3 зоны (вторая зона представляет собой интервал суперколлектора) и установлены забойные регулируемые клапана. Данная схема заканчивания скважины позволяет регулировать приток из трёх зон с принципиально различными фильтрационно-емкостными свойствами. В случае обводнения скважины по какой-либо из зон (например, по суперколлектору), дистанционно уменьшается диаметр забойного клапана для данного интервала (тем самым снижая депрессию для данной зоны прорыва) с одновременным увеличением депрессии с целью выработки Нх-III и подошвы Нх-IV.

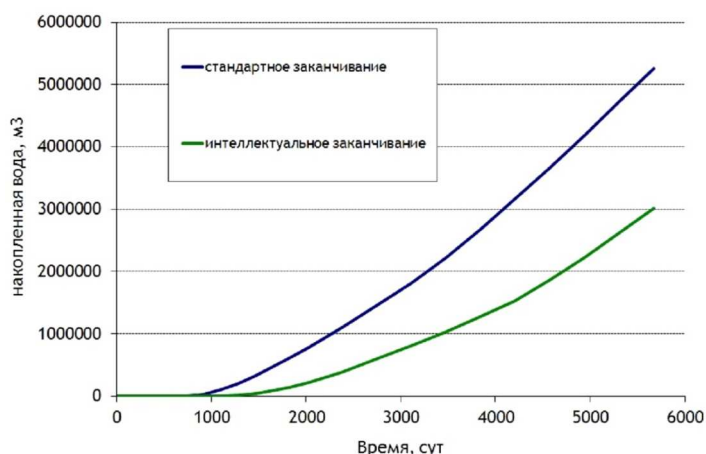
Результаты гидродинамического моделирования для сравнения эффекта внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважины показаны на рисунках 6 и 7. За 15 лет работы скважины за



счёт использования интеллектуальной системы заканчивания удалось увеличить накопленную добычу нефти на более чем 165 000 м<sup>3</sup> (прирост добычи по сравнению со стандартным заканчиванием противопесочными фильтрами составил более 15 %). За этот же период времени удалось снизить на 42 % приток воды из суперколлектора по сравнению со стандартным заканчиванием.



**Рисунок 6** – Результаты моделирования – сравнение накопленных показателей добычи нефти



**Рисунок 7** – Результаты моделирования – сравнение накопленных показателей добычи воды

Таким образом, результаты гидродинамического моделирования сектора «гипотетического Сахновского месторождения» показали, что внедрение интеллектуальной системы заканчивания скважины на объекте Нх-III-IV «теоретически» позволит значительно увеличить добычу нефти (15 % по результатам моделирования) за счёт снижения добычи прорывной воды из суперколлектора (42 % по результатам моделирования).

**Оценка возможных ограничений использования технологии интеллектуального заканчивания в условиях Сахновского месторождения**

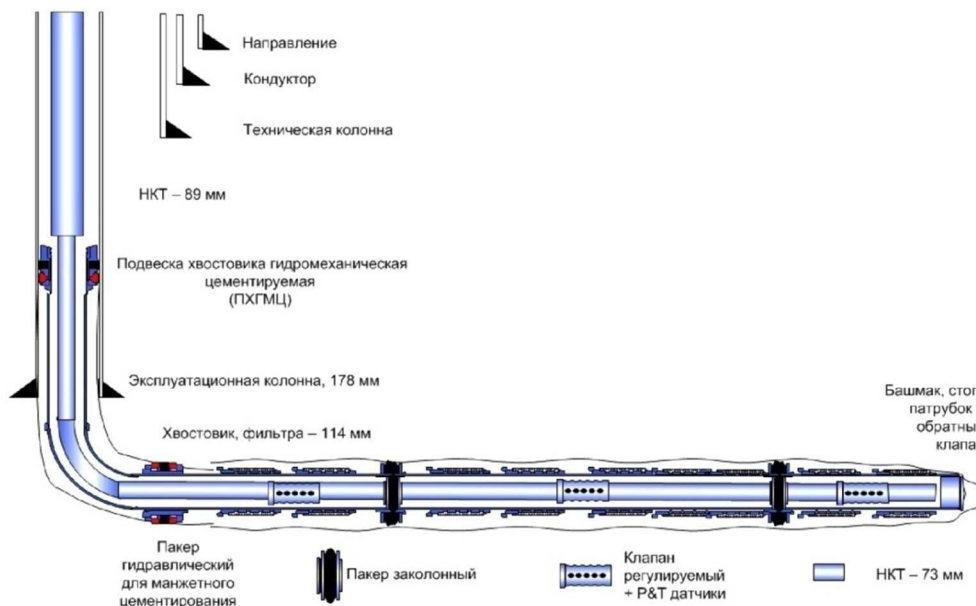
Схема заканчивания типичной скважины пласта Нх-III-IV Сахновского месторождения с использованием интеллектуальной системы заканчивания представлена на рисунке 8.

Первичное заканчивание скважины состоит из эксплуатационной колонны 178 мм и хвостовика 114 мм (проволочные противопесочные фильтры и заколонные пакеры), подвешенного с помощью пакера подвески 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны. Заколонное пространство от точки входа в пласт до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементирования. Скважина разделена на 3 зоны с отделением зоны суперколлектора заколонными пакерами. Внутри вышеописанной компоновки спускается интеллектуальная система заканчивания, которая состоит из:

- НКТ 89 мм в вертикальной части скважины (до пакера подвески хвостовика);
- НКТ 73 мм для доставки оборудования интеллектуального заканчивания в горизонтальную часть скважины;



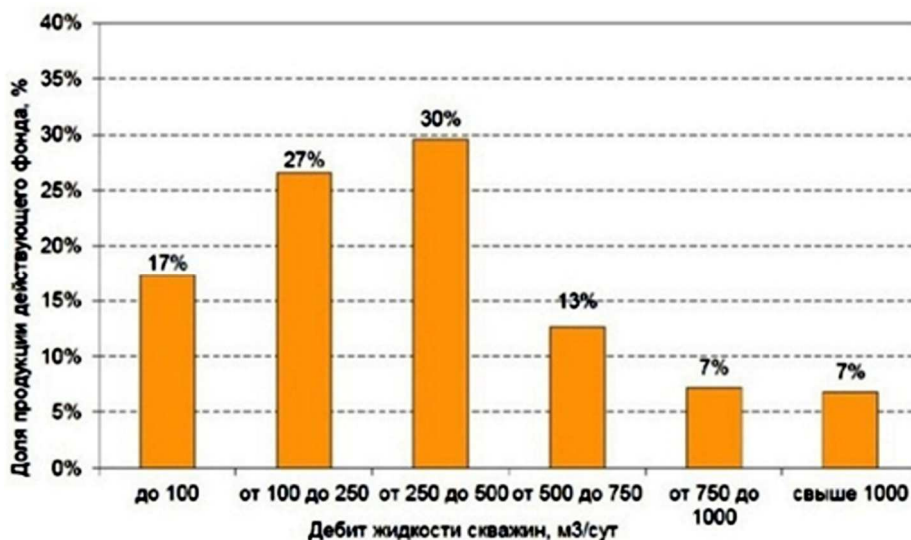
- пакеров – для разобщения зон;
- клапанов регулируемых с помощью гидравлических линий;
- датчиков Р&Т (датчики давления и температуры для мониторинга работы отдельных зон).



**Рисунок 8** – Схема скважины с использованием интеллектуальной системы заканчивания

Одним из узких вопросов по данной схеме заканчивания является «вынужденное» использование НКТ 73 мм для доставки оборудования в горизонтальную часть скважины. Так как используется хвостовик с противопесочными фильтрами 114 мм с внутренним диаметром 97 мм, то это вынуждает использовать НКТ малого диаметра. Для снижения потерь давления из-за трения предлагается выше пакера подвески перейти на НКТ 89 мм (см. рис. 8).

Данная схема заканчивания требует оценки максимального расхода, который возможно использовать в этих условиях. На рисунке 9 представлена характеристика дебитов жидкости скважин Сахновского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г. Как видно из данного графика, 86 % дают скважины, работающие с расходом меньше 750 м<sup>3</sup> / сут., ещё 7 % добычи обеспечивается скважинами с дебитом по жидкости от 750 до 1000 м<sup>3</sup> / сут. Также есть определенное количество скважины с расходом, превышающим 1000 м<sup>3</sup> / сут.



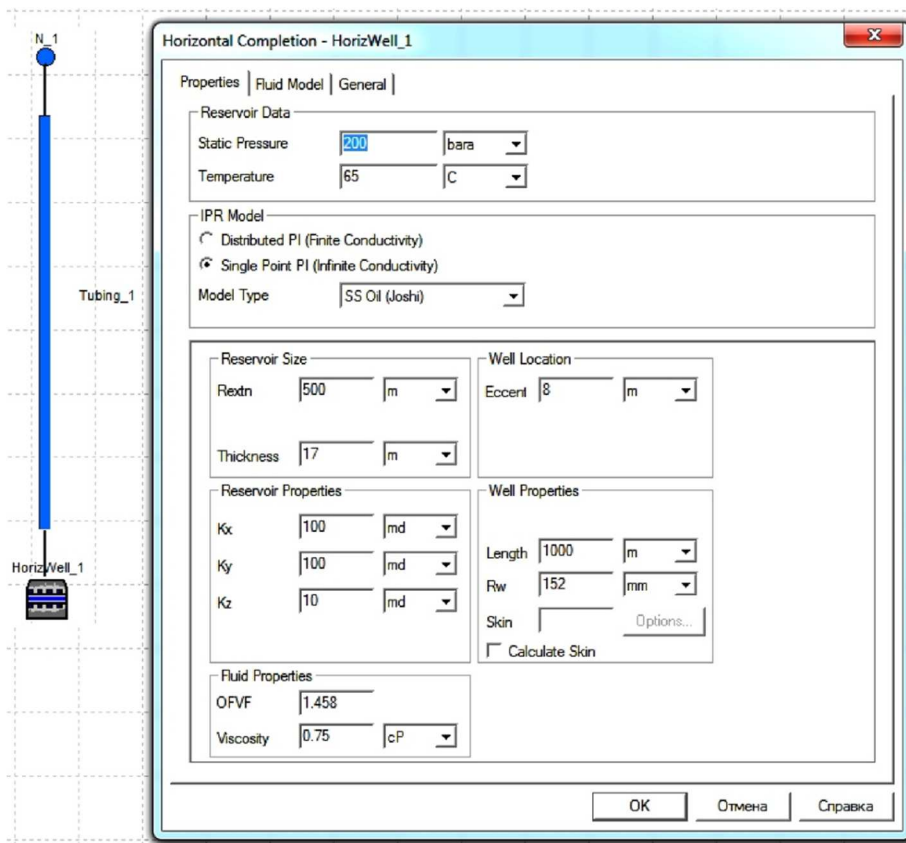
**Рисунок 9** – Характеристика дебитов жидкости скважин Сахновского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Для оценки потерь на трении в системе интеллектуального заканчивания была построена модель скважины в программе узлового анализа «PipeSim» компании «Schlumberger». Схема скважины,





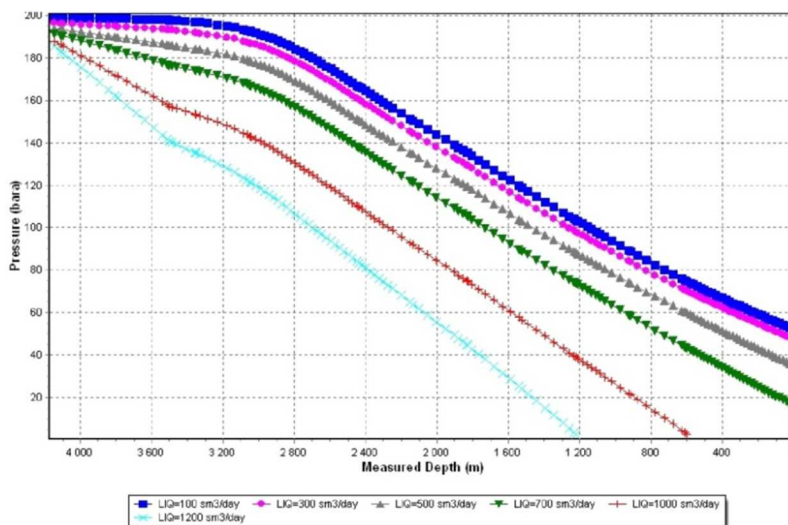
детали построения модели в программном комплексе «PipeSim», а также параметры, используемые для вычисления продуктивности горизонтальной скважины, представлены на рисунке 10.



**Рисунок 10** – Построение модели заканчивания горизонтальной скважины в «PipeSim»

Проведён анализ чувствительности системы в зависимости от расхода. Расход скважины варьировался от 100 м<sup>3</sup>/сут. до 1200 м<sup>3</sup>/сут. Результаты расчётов в «PipeSim» представлены на рисунке 11.

На данном графике представлены профили давления по стволу скважины в зависимости от расхода. Как видно из данного графика, при расходе 1000 м<sup>3</sup>/сут. и 1200 м<sup>3</sup>/сут. скважина не будет фонтанировать из-за значительных потерь на давлении. Результаты расчётов по оценке потерь на трение представлены в таблице 2.



**Рисунок 11** – Результаты расчётов в «PipeSim» (распределение давление по стволу скважины)





**Таблица 2** – Результаты расчетов в «PipeSim»

Расход по жидкости, м <sup>3</sup> / сут.	Давление на устье скважины, атм.	Потери на трение по заканчиванию скважины, атм.
100	52	1
300	47	9
500	35	25
700	16	49
1000	–	–
1200	–	–

Данные результаты показывают, что в условиях Сахновского месторождения для типичных скважин интеллектуальную систему (в связи со снижением внутреннего диаметра) можно использовать для скважин с дебитом по жидкости до 700 м<sup>3</sup> / сут. В случае больших расходов предлагается использовать эксплуатационную колонну и хвостовик большего размера.

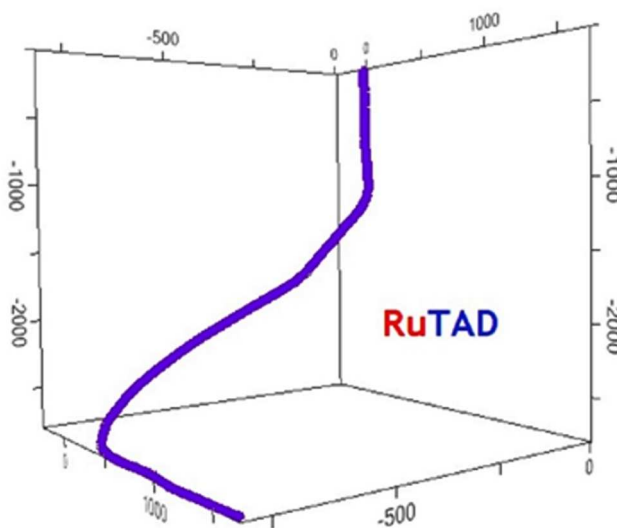
**Анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину объекта Nх-III-IV Сахновского месторождения**

Одним из важных моментов использования интеллектуального оборудования для заканчивания скважин является обязательная необходимость проводить инженерные расчёты по анализу возможности спуска оборудования до намеченной глубины. Целью проводимых расчётов является определение возможности спуска хвостовика до забоя без риска получения проблем при спуске (таких как заклинивание, посадки и др.), приводящих к дорогостоящим операциям по аварийному извлечению хвостовика. Такие проблемы могут возникать при недостаточной проработке спускаемой компоновки заканчивания, а также несоответствующей программе спуска заканчивания. Особенное внимание этому стоит уделить в случае сложной траектории скважины, наличия высоких коэффициентов трения, скважин с большим отходом от вертикали.

Моделирование спуска интеллектуального заканчивания скважины Сахновского месторождения проведено в программном пакете «RuTAD» АО «Научно-производственной компании «Сиант».

Траектория скважины N Сахновского месторождения, представленная на рисунке 12, является горизонтальной с максимальным углом 92 градуса. Изменение зенитного угла ствола скважины приведено на рисунке 13. Изменение интенсивности искривления ствола скважины представлено на рисунке 14. Интенсивность искривления не превышает 2 градусов на 10 метров, что не превышает рекомендованный производителями предел для спуска оборудования заканчивания.

Такие параметры как внешний и внутренний диаметры, длина, а также погонный вес оборудования представлены на рисунке 15. При моделировании спуска компоновки заканчивания рассматривается вариант, когда ствол скважины заполнен буровым раствором плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. Во время спуска идёт доливка этого же раствора во внутреннее пространство компоновки. Рассматривается вариант расчёта, в котором коэффициент трения в обсадной колонне равен 0,3.



**Рисунок 12** – Траектория скважины N Сахновского месторождения

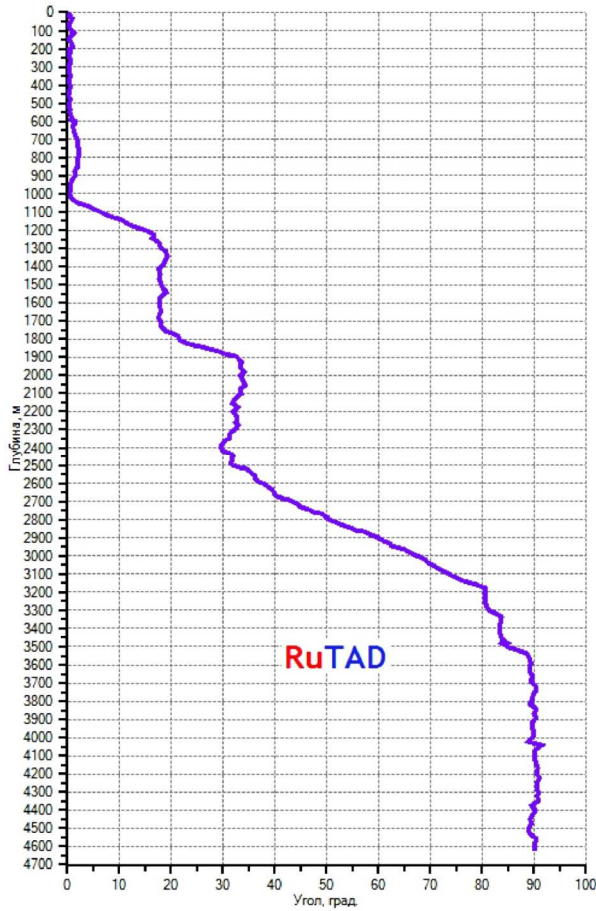


Рисунок 13 – Zenитный угол ствола скважины N Сахновского месторождения

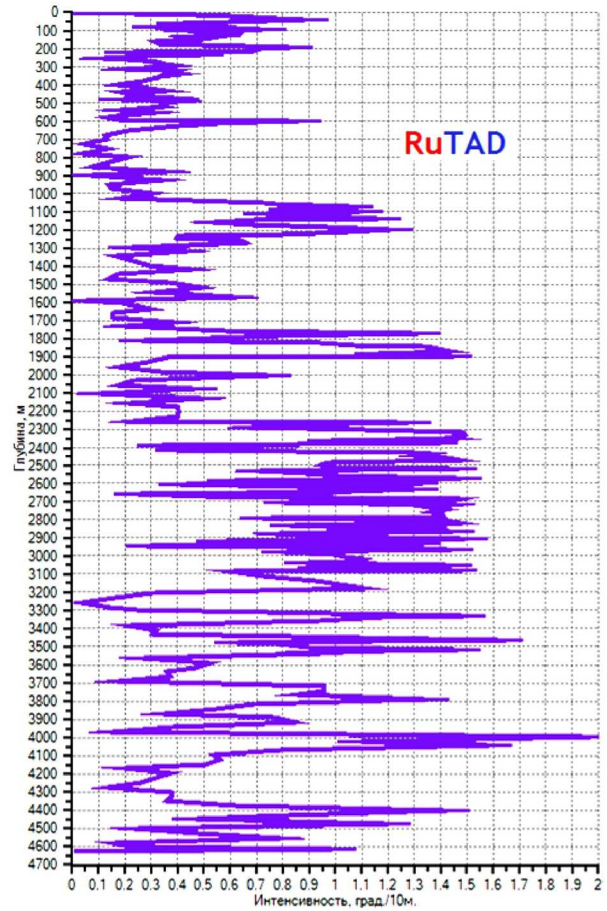


Рисунок 14 – Интенсивность кривизны ствола скважины N Сахновского месторождения

Обсадная колонна / Открытый ствол

Тип	MD верх, м	MD низ, м	Внешний d, мм	Внутренний d, мм	Стенка, мм	Вес, кг/м	Плотность заделки, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент трения	Комментарии
Casing	0.00	3528	178	157	10.50	35	1100	0.3	178 mm Casing
Casing	3 528.00	4628.3	133	96.8	18.10	22	1100	0.3	114 mm Liner

Трубы

MD верх, м	MD низ, м	Внешний d, мм	Внутренний d, мм	Стенка, мм	Вес, кг/м	Плотность заделки, кг/м <sup>3</sup>	Комментарии
0.00	3500	89	73	8.00	15	1100	89 mm НКТ
3 500.00	3778	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ
3 778.00	3782	89	62	13.50	25	1100	ICV 1
3 782.00	3928	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ
3 928.00	3932	92	62	15.00	27	1100	Packer 1
3 932.00	4128	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ
4 128.00	4132	89	62	13.50	25	1100	ICV 2
4 132.00	4328	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ
4 328.00	4332	92	62	15.00	27	1100	Packer 2
4 332.00	4478	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ
4 478.00	4482	89	62	13.50	25	1100	ICV 3
4 482.00	4620	73	62	5.50	10	1100	73 mm НКТ

**RuTAD**

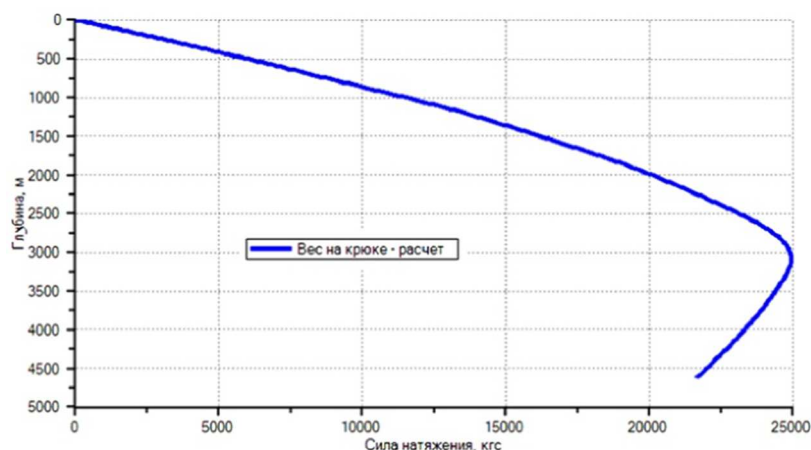
Траектория  Схема заканчивания  Расчеты

Рисунок 15 – Параметры оборудования заканчивания для расчётов по спуску компоновки

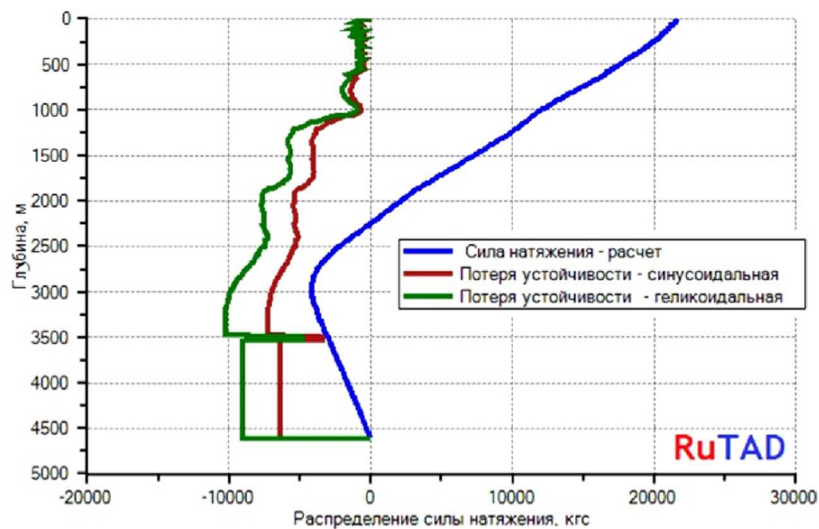


Программа производит расчёт распределения силы натяжения и сжатия колонны по глубине. В случае превышения значений сил натяжения / сжатия на каких-либо участках предельно допустимых значений, определяемых профилем скважины, прочностными и геометрическими характеристиками элементов компоновки, возникает риск недоспуска. Также во время спуска крайне важным параметром является вес на крюке во время спуска, что позволяет отследить случай, если веса не будет достаточно, чтобы компоновка смогла дойти до забоя.

На рисунке 16 показаны результаты расчётов – вес на крюке (не учитывает вес крюка) во время спуска компоновки заканчивания до определённой глубины. Данный график показывает, что веса компоновки достаточно для спуска заканчивания до забоя при вышеописанных коэффициентах трения. Остаточный вес на крюке составляет порядка 22 тонн. Анализ потери устойчивости (потеря устойчивости приводит к высокому риску заклинивания оборудования и недоспуска компоновки) показывает, что при спуске компоновки заканчивания до забоя потеря устойчивости (превышение сжимающей нагрузки допустимых пределов – синусоидального и / или геликоидального) не наблюдается (рис. 17).



**Рисунок 16** – Вес на крюке (не учитывает вес крюка) во время спуска компоновки заканчивания до определённой глубины



**Рисунок 17** – Определение интервалов потери устойчивости при полностью спущенной колонне

Таким образом, компоновка интеллектуального заканчивания для скважины N Сахновского месторождения с большей вероятностью доходит до намеченной глубины.

Следует отметить крайнюю важность подобного типа расчётов, поскольку предварительное моделирование помогает предсказать возможные проблемы со спуском, основываясь на данных по скважине, компоновке заканчивания и геологических данных.

В случае возникновения проблем при спуске, выявляемых с помощью вышеописанных расчётов, могут быть предприняты своевременные действия для их устранения, такие как изменение компоновки, использование более тяжёлых труб (в частности, УБТ, ТБТ), спуск «поплачковым способом» и т.д.



## Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Матвеев А.Ю. Обоснование выбора объекта разработки с использованием технологии интеллектуального заканчивания на Ванкорском нефтяном месторождении (Красноярский край): бакалаврская работа / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск, 2019. [Электронный ресурс]. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/53538>
6. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
7. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
8. Андреев К.В., Казанцев А.С., Шевченко О.Н. Определение дебита горизонтальной скважины с интеллектуальным заканчиванием // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 3 (627). – С. 25–28.
9. Журавлёв О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В. Российские системы заканчивания горизонтальных скважин // Нефтесервис. – 2013. – № 4. – С. 38–40.
10. Зайцев В.С., Абуталиева И.Р. Интеллектуальное заканчивание скважин // Материалы X Международной научно-практической конференции «Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа» (06 сентября 2019 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2019. – С. 39–45.
11. Анализ применения метода интеллектуального заканчивания скважин на нефтегазовом месторождении / К.А. Игликова [и др.] // Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции «Разработка и применение наукоёмких технологий в целях модернизации современного общества» (29 января 2020 года, г. Киров). – Уфа : ООО «Омега Сайнс», 2020. – С. 33–35.
12. Кульчицкий В.В., Огородов А.В., Якунин С.А. Интеллектуальное заканчивание бурения скважин на обсадной колонне // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 3 (182). – С. 50–52.
13. Пироженко И.А., Рыбальченко Ю.М. Разработка технологии повышения эффективности заканчивания скважин методом селективно-манжетного цементирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 231–233.
14. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
15. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 1. – С. 17–23.
16. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. о заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 2. – С. 29–35.
17. Цырин Ю.З., Проводников Г.Б. О совместных работах ВНИИБТ и СургутНИПИнефть по повышению эффективности заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 19–25.
18. Часовников Д.В. Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 125–128.

## References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – Yug, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells completion. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Oil and gas wells completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Matveev A.Yu. Substantiation of development object selection using intelligent completion technology in Vankor oil field (Krasnoyarsk region): bachelor paper / National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), Engineering School of Natural Resources (ISNR), Department of Oil and Gas Business (ONB); supervisor. Yu.A. Maksimova. – Tomsk, 2019. [Electronic resource]. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/53538>
6. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
7. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgoda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
8. Andreev K.V., Kazantsev A.S., Shevchenko O.N. Determination of the flow rate of a horizontal well with intelligent completion // Oilfield Business. – 2021. – № 3 (627). – P. 25–28.
9. Zhuravlev O.N., Nukhaev M.T., Shelushkin R.V. Russian systems of completion of horizontal wells // Nefteservis. – 2013. – № 4. – P. 38–40.



10. Zaitsev V.S., Abutaliev I.R. Intelligent well completion // Materials of X International scientific-practical conference «Advanced technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems» (September 06, 2019, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2019. – P. 39–45.
11. Analysis of the application of intelligent well completion method in the oil and gas field / K.A. Iglukova [et al.] // Collection of articles of the All-Russian scientific-practical conference «Development and application of high-tech technologies to modernize modern society» (January 29, 2020, Kirov). – Ufa : LLC Omega Sainz, 2020. – P. 33–35.
12. Kulchitskiy V.V., Ogorodov A.V., Yakunin S.A. Intelligent completion of wells on the casing string // Oil. Gas. innovation. – 2014. – № 3 (182). – P. 50–52.
13. Pirozhenko I.A., Rybalchenko Y.M. Development of a technology to improve the efficiency of well completion by selective-belt cementing // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 231–233.
14. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of passive flow control devices in the Vankor field // Neftyanoye bukhodya. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
15. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On completion of wells under controlled underbalanced conditions // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2014. – № 1. – P. 17–23.
16. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On completion of wells under controlled underbalanced conditions // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 2. – P. 29–35.
17. Tsyryn Y.Z., Provodnikov G.B. On joint works of VNIIBT and SurgutNIPIneft to improve the efficiency of well completions // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 19–25.
18. Chasovnikov D.V. The use of swelling packers when completing horizontal wells // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 125–128.





УДК 622.24.051.64

## ОСОБЕННОСТИ СИЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ АЛМАЗНОГО РЕЗЦА НА ПОРОДУ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

### FEATURES OF THE POWER IMPACT OF THE DIAMOND CUTTER ON THE ROCK IN THE PROCESS OF DRILLING WELLS

**Нескоромных Вячеслав Васильевич**

доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой технологии и техники разведки,  
института горного дела, геологии и геотехнологий,  
Сибирский федеральный университет  
sovair@bk.ru

**Попова Марина Сергеевна**

кандидат технических наук,  
старший преподаватель  
кафедры технологии и техники разведки  
института горного дела, геологии и геотехнологий,  
Сибирский федеральный университет  
alleniram83@mail.ru

**Харитонов Антон Юрьевич**

кандидат технических наук,  
сертифицированный LabVIEW-разработчик, инженер,  
ООО «Витэк-Автоматика»  
ant.kharitonov@gmail.com

**Аннотация.** Изучение механизма разрушения горной породы рабочей частью бурового инструмента позволяет обосновать и вовремя предпринять меры по улучшению производственного процесса бурения скважин. Несмотря на мелкие габариты системы взаимодействия алмазного резца с забоем, необходимо учитывать все факторы, влияющие на процесс разрушения им горной породы. Наиболее весомыми из них, влияющими на эффективность разрушения горной породы, являются силы способствующие внедрению резца в породу и оказывающие ему сопротивление. Внедрению резца в породу способствуют осевое и тангенциальное усилия, величины которых оказывают влияние на характер воздействия на породу. В процессе бурения сопротивление забоя может меняться в разной степени. Определение причин и степени изменения величины силы сопротивления является достаточно актуальной темой для научного исследования. Объектом исследований является механизм разрушения горной породы единичным алмазным резцом. В качестве методов приняты аналитический анализ и метод компьютерного моделирования, основанные на результатах экспериментальных данных. В результате исследования выявлен характер взаимного влияния осевого усилия, глубины внедрения резца в породу, коэффициента сопротивления внедрению резца в забой и тангенциального усилия.

**Ключевые слова:** буровой инструмент, алмазный резец, тангенциальное усилие, механизм разрушения, горная порода, сила сопротивления, имитационное моделирование.

**Neskosromnykh Vyacheslav Vasilievich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Head of the Department of Technology  
and Technology of Prospecting,  
Institute of Mining, Geology  
and Geotechnologies,  
Siberian Federal University  
sovair@bk.ru

**Popova Marina Sergeevna**

Candidate of Technical Sciences,  
Senior Lecturer,  
Department of Technology and Exploration  
Techniques Institute of Mining,  
Geology and Geotechnology  
Siberian Federal University  
+7-950-995-40-03  
alleniram83@mail.ru

**Kharitonov Anton Yuryevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Certified LabVIEW-Developer, Engineer,  
ООО Vitek-Avtomatika  
ant.kharitonov@gmail.com

**Annotation.** The study of the mechanism of rock destruction by the working part of the drilling tool allows you to justify and take timely measures to improve the production process of drilling wells. Despite the small dimensions of the system of interaction of the diamond cutter with the bottom, it is necessary to take into account all the factors influencing the process of destruction of the rock by it. The most significant of them, affecting the efficiency of destruction of the rock, are the forces promoting the introduction of the cutter into the rock and resisting it. The penetration of the cutter into the rock is facilitated by axial and tangential forces, the values of which affect the nature of the impact on the rock. During drilling, the bottomhole resistance can vary to a different extent. Determination of the causes and degree of change in the magnitude of the resistance force is a fairly relevant topic for scientific research. The object of research is the mechanism of rock destruction by a single diamond cutter. Analytical analysis and computer modeling method based on the results of experimental data are accepted as methods. As a result of the study, the nature of the mutual influence of the axial force, the depth of penetration of the cutter into the rock, the coefficient of resistance to the penetration of the cutter into the face, and the tangential force were revealed.

**Keywords:** drilling tool, diamond cutter, tangential force, fracture mechanism, rock, resistance force, simulation.

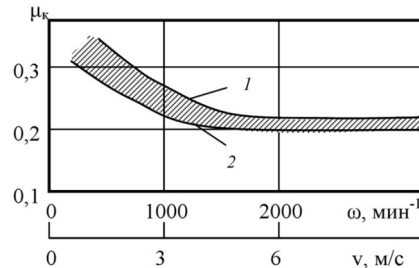
Результаты научных работ, посвященные исследованию работы алмазного породоразрушающего инструмента в процессе бурения скважины [1–12], указывают на необходимость тщательного изучения взаимодействия режущей его поверхности с горной породой.





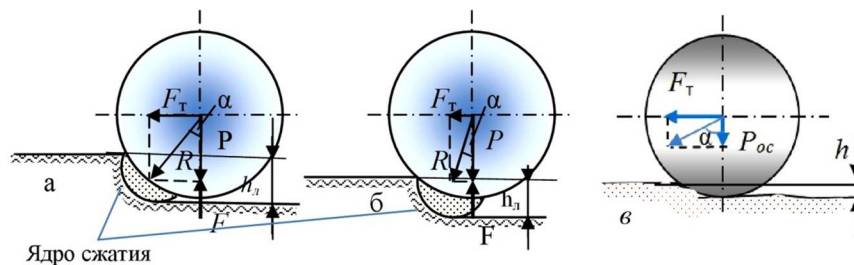
При проведении производственного и экспериментального бурения алмазным породоразрушающим инструментом неоднократно наблюдался факт снижения углубления за оборот при повышении режимов бурения [6; 9; 10].

Согласно работе [9, 12], результаты которой основаны на экспериментальных данных, с ростом осевой нагрузки на инструмент растет коэффициент сопротивления внедрению резца в породу ( $\mu_k$ ), а с повышением частоты вращения ( $\omega$ ) показатель сопротивления снижается (рис. 1).



**Рисунок 1** – Зависимость коэффициента сопротивления  $\mu_k$  от линейной скорости перемещения резца ( $v$ ) и частоты вращения ( $\omega$ ) при: 1 – осевой нагрузке 12 кН; 2 – осевой нагрузке 6 кН [9]

Данное явление можно объяснить путем аналитического анализа механизма разрушения горной породы алмазным резцом. Согласно схеме механизма разрушения породы (рис. 2) и ранее проведенным исследованиям [5], в процессе бурения на резец действует осевая нагрузка ( $P$ ) и тангенциальное усилие ( $F$ ).



**Рисунок 2** – Схемы взаимодействия с породой: а – тангенциальное и осевое усилия равны; б – тангенциальное усилие меньше осевого; в – тангенциальное усилие больше осевого

Результаты научного исследования механизма разрушения породы алмазом [11] показали, что глубина внедрения алмазного резца в породу зависит от множества факторов и определяется как:

$$h = \left( \frac{-0,25\sqrt{d} + \sqrt{(0,25\sqrt{d})^2 + 4 \frac{2\text{tg}\gamma_{\text{СК}}(P(1-\text{tg}\gamma_{\text{П}}f) - (0,25\pi^3 \cdot \omega^2 \cdot r^2 \cdot C_c \cdot \rho_c \cdot d \cdot H) \sin\gamma_{\text{П}}(\cos\gamma_{\text{П}} - f\sin\gamma_{\text{П}} + 1))}{\pi\sigma_{\text{СК}}\text{tg}\gamma_{\text{П}}(1+\text{tg}\varphi_{\text{П}})}}}{2} \right)^2 \quad (1)$$

где  $d$  – диаметр алмазного резца;  $\sigma_{\text{СК}}$  – предел прочности породы на скалывание;  $H$  – выпуск алмаза;  $\omega$  – частота вращения;  $\rho_c$  – весовая плотность среды с учетом плотности бурового раствора, насыщенного шламом из зоны разрушения и разрушаемой горной породы;  $\varphi_{\text{П}}$  – угол внутреннего трения породы;  $\gamma_{\text{СК}}$  – угол скола;  $C_c$  – коэффициент сопротивления со стороны резца, определяемый формой плоскости резца;  $f$  – коэффициент внешнего трения на контакте поверхность резца горная порода;  $\gamma_{\text{П}}$  – передний угол алмаза.

Безусловно, рост осевой нагрузки на резец ведет к увеличению глубины его внедрения в породу, однако, при этом, согласно исследованиям [5], по мере роста глубины внедрения резца, повышается и сопротивление его внедрению. Коэффициент сопротивления находится по формуле:

$$\mu_k = \frac{N_c h \left( \sqrt{\frac{h}{d}} - \frac{0,25\pi^3 \cdot \omega^2 \cdot r^2 \cdot C_c \cdot \rho_c \cdot d \cdot H}{P} \right)}{h_{\text{Л}}} + f, \quad (2)$$

где  $N_c$  – число алмазных резцов, армирующих торец породоразрушающего инструмента;  $h_{\text{Л}}$  – величина глубины лунки разрушения породы, которая определяется как  $h_{\text{Л}} = 0,25\cos\alpha(2h + \sqrt{dh})$ , где  $\alpha$  – угол между осевым и результирующим усилием  $R$  [5] (рис. 2).



Выражение (2) указывает на то, что с ростом глубины внедрения резца в породу растёт и сопротивление, а также, что на ее величину оказывает влияние значение и частоты вращения.

В то же время, значение тангенциального усилия определяется зависимостью:

$$F_T = \frac{\mu_k P h_d}{N_c h} + 0,25 \pi^3 \omega^2 r^2 C_c \rho_c d H, \tag{3}$$

и, согласно данной зависимости, растёт по мере роста коэффициента сопротивления и осевого усилия.

Взаимное влияние на резец осевого и тангенциального усилий приводит к формированию результирующего усилия (R), направление действия которого оказывает существенное влияние на показатели разрушения горной породы и как следствие углубления за оборот инструмента в целом (см. рис. 2). В случае, когда осевое усилие равно тангенциальному, результирующее усилие своим действием направлена на переднюю грань резца, осуществляется резание породы, глубина разрушения породы равна глубине внедрения резца ( $h = h_n$ ) (рис. 2, а). Если осевое усилие превышает тангенциальное, действие результирующего направлено под резец, образуется лунка разрушения, т.е. глубина разрушения превышает глубину внедрения резца ( $h < h_n$ ) (рис. 2, а). Если тангенциальное усилие превышает осевое, резец скользит по поверхности забоя, практически не внедряясь в породу. Таким образом соотношение величин осевого и тангенциального усилий играет определенную роль в изменении углубления породоразрушающего инструмента. При этом, если осевое усилие регулируется прямым способом, то тангенциальное зависит от многих факторов и является побочным явлением. Анализ формул (1)–(3) показывает, что рост осевого усилия способствует увеличению глубины внедрения резца в породу, чем выше глубина внедрения резца в породу, тем выше сопротивление его внедрению, в тоже время одновременный рост осевого усилия и коэффициента сопротивления ведет к увеличению тангенциального усилия. А выражение (3) показывает четкую связь всех перечисленных показателей. Причем наглядна роль частоты вращения в формировании значений перечисленных показателей.

Итак, согласно аналитическим исследованиям, наблюдается тесная взаимосвязь и взаимное влияние следующих показателей: осевой нагрузки, глубины внедрения резца в породу, коэффициента сопротивления внедрению резца и тангенциального усилия. Чтобы подробно изучить и дать пояснения описанной взаимосвязи экспериментального метода недостаточно в виду слабой визуализации взаимодействия алмазного резца с породой. Эксперимент позволяет оценить лишь результаты бурения, косвенно указывая на промежуточные процессы и явления. В качестве научного метода изучения данного объекта применим метод компьютерного моделирования в системе LabVIEW. Среда графического программирования LabVIEW давно зарекомендовала себя как удобный и точный инструмент исследования в различных областях науки. Программа, написанная в LabVIEW, позволяет обработать сложный алгоритм взаимодействия параметров механизма разрушения, получить достоверные визуальные и расчетные результаты, описывающие картину распределения сил при внедрении алмазного резца в породу [11] (рис. 3). А анимация имитации работы резца точно демонстрирует изменение всех параметров механизма разрушения породы на любом этапе бурения.

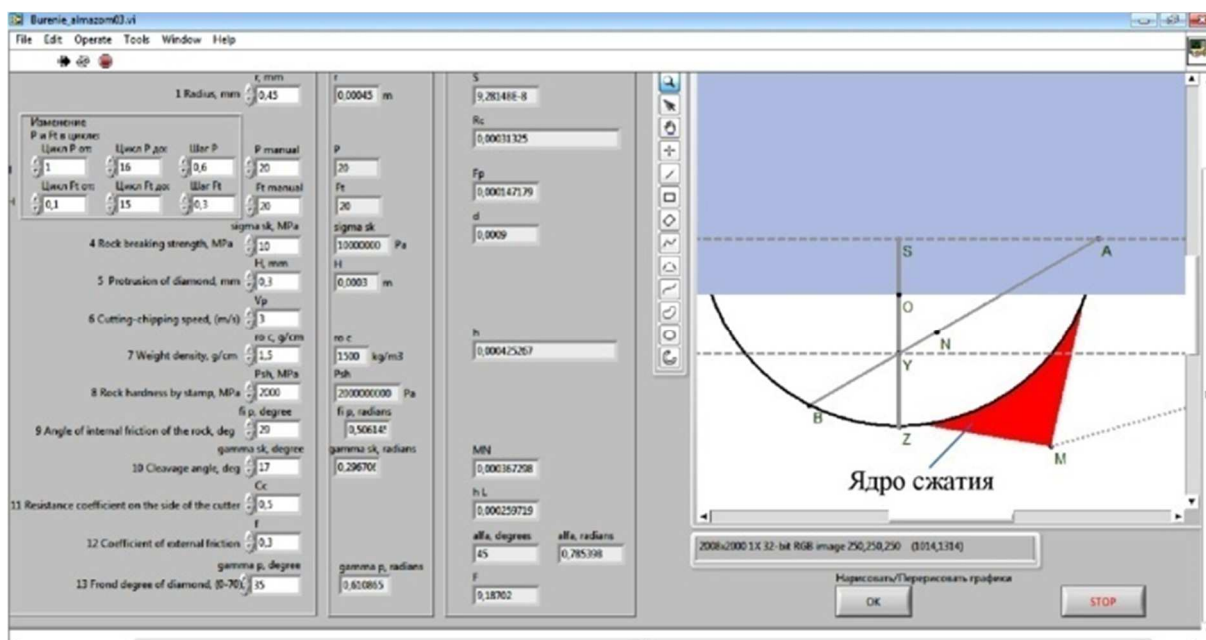
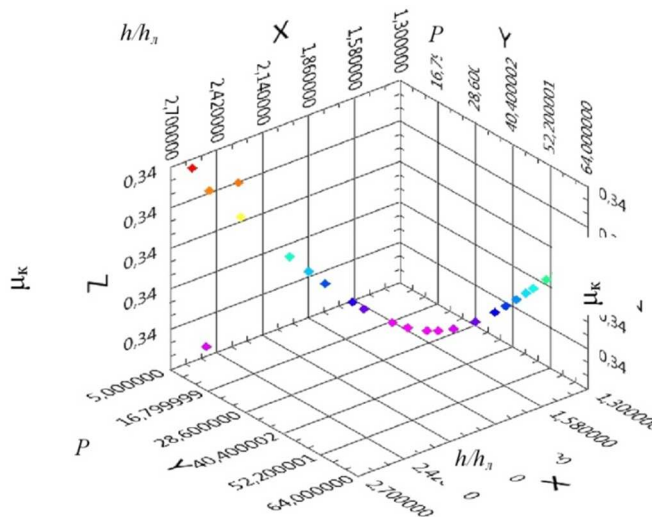


Рисунок 3 – Имитационное моделирование в системе LabVIEW



Используя программное обеспечение, рассмотрен случай, когда частота вращения постоянна, а осевое усилие непрерывно растет. Согласно результатам имитационного моделирования, представленных в виде графика на рисунке 4, на начальном этапе повышения осевой нагрузки коэффициент сопротивления падает. Это связано с тем, что при внедрении под действием осевой нагрузки резца в породу, под резцом образуется зона предразрушения породы. В таком состоянии породы сопротивление забоя падает и разрушенная порода под резцом легко поддается дальнейшему активному его внедрению. При этом рост величины лунки разрушения  $h_n$  незначительный, реализуется объемное разрушение породы. По мере роста осевого усилия постепенно отношение  $h / h_n$  падает, порода под резцом уплотняется так, что коэффициент сопротивления  $\mu_k$  начинает расти и растет до тех пор пока не начинает оказывать выталкивающее воздействие на резец. Создается условие, когда часть растущего осевого усилия уже не реализуется на углубление резца в породу, а расходуется на увеличение тангенциального усилия, что отражено в выражении (3).



**Рисунок 4** – Графическая интерпретация результатов компьютерного моделирования разрушения горной породы алмазным резцом

Согласно схеме механизма разрушения (рис. 2), рост тангенциального усилия  $F_T$  меняет направление действия вектора результирующего усилия  $R$  в сторону поверхности забоя, при этом величина глубины внедрения уменьшается. Таким образом, повышение осевой нагрузки приводит к падению углубления бурового инструмента.

для эффективного разрушения различных по свойствам пород должно быть реализовано соответствующее значение отношение  $h / h_n$ . Для пластичных и менее твердых горных пород –  $h / h_n = 1$ , что будет способствовать реализации резания породы, для более твердых и упругих горных пород –  $h / h_n < 1$ , что способствует раздавливанию. Учитывая результаты представленной работы, регулирование данного показателя возможно путем изменения режимов бурения, что особенно полезно в случае встрече в геологическом разрезе интервала часто перемежающихся пород.

**Выводы:**

1. Метод компьютерного моделирования является надежным инструментом научного исследования особенностей силового воздействия алмазного резца на породу в процессе бурения скважины.
2. Чрезмерное увеличение осевой нагрузки при неизменной частоте вращения может привести к снижению углубления бурового инструмента.
3. На степень изменения коэффициента сопротивления внедрению алмазного резца в породу влияет отношение величины глубины внедрения резца к величине глубины лунки разрушения ( $h / h_n$ ).
4. Отношение  $h / h_n$  зависит от свойств горной породы и усилий, с которыми резец воздействует на породу.
5. Своевременное регулирование режимов бурения способствует стабилизации углубления за оборот.

**Литература:**

1. Принципы конструирования и эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента / А.А. Буканов [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 7. – С. 44–49.



2. Горшков Л.К., Осецкий А.И. Развитие принципов конструирования и эксплуатации нового алмазного породоразрушающего инструмента // Записки Горного института. – 2012. – Т. 197. – С. 40–45.
3. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – Vol. 39 (1). – P. 41–58.
4. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2002. – № 35 (3). – P. 141–160.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М. : ИНФРА-М; Красноярск : Сибирский федеральный университет. – 2015. – 336 с.
6. Киселев А.Т., Крусир И.Н. Вращательно-ударное бурение геологоразведочных скважин. – М. : Недра, 1984. – 102 с.
7. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling response of drag bits: theory and experiment // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2008. – Vol. 45 (8). – P. 1347–1360.
8. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters // International Journal of Mining, Reclamation and Environment. – 2016. – Vol. 30 (2). – P. 145–164.
9. Борисов К.И. Современные методы оценки сопротивления горных пород резанию-скалыванию при бурении долотами PDC: монография. – ТПУ. – 2013. – 166 с.
10. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Энергоёмкость бурения геологоразведочных скважин. – М. : Недра, 1984. – 201 с.
11. Нескоромных В.В., Попова М.С., Харитонов А.Ю. Влияние сил сопротивления на глубину резания-скалывания горной породы алмазным резцом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 40–48.

### References:

1. Principles of design and operation of diamond rock-cutting tools / A.A. Bukanov [et al.] // Exploration and protection of mineral resources. – 2013. – № 7. – P. 44–49.
2. Gorshkov L.K., Ossetsky A.I. Development of principles of design and operation of new diamond rock-destroying tools // Notes of the Mining Institute. – 2012. – Vol. 197. – P. 40–45.
3. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – Vol. 39 (1). – P. 41–58.
4. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2002. – № 35 (3). – P. 141–160.
5. Neskromnykh V.V. Destruction of rocks when drilling wells. – М. : INFRA-M; Krasnoyarsk : Siberian Federal University. – 2015. – 336 p.
6. Kiselev A.T., Krusir I.N. Rotary-impact drilling of exploration wells. – М. : Nedra, 1984. – 102 p.
7. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling response of drag bits: theory and experiment // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2008. – Vol. 45 (8). – P. 1347–1360.
8. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters // International Journal of Mining, Reclamation and Environment. – 2016. – Vol. 30 (2). – P. 145–164.
9. Borisov K.I. Modern methods of estimating resistance of rocks to shear cutting while drilling with PDC bits: monograph. – TPU. – 2013. – 166 p.
10. Kardysh V.G., Murzakov B.V., Okmyansky A.S. Energy intensity of drilling exploration wells. – М. : Nedra, 1984. – 201 p.
11. Neskromnykh V.V., Popova M.S., Kharitonov A.Yu. Resistance forces influence on rock cutting-cutting depth by diamond cutter // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. Georesource Engineering. – 2020. – Vol. 331. – № 10. – P. 40–48.



УДК 622

## ОБОСНОВАНИЕ ПОИСКА ПРОФИЛЯ СКОРОСТЕЙ ЖИДКОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГЕРШЕЛЯ-БАЛКЛИ ПРИ ДВИЖЕНИИ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

### SUBSTANTIATION OF THE SEARCH FOR THE FLUID VELOCITY PROFILE OF THE HERSHEY-BULKLEY RHEOLOGICAL MODEL WHEN MOVING IN THE ANNULAR SPACE

**Никитин Василий Игоревич**

кандидат технических наук, доцент  
кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,  
Самарский государственный технический университет  
nikitin@list.ru

**Кабаева Дарья Александровна**

студент  
кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,  
Самарский государственный технический университет  
daryakabaeva55@gmail.com

**Аннотация.** В данной статье произведён анализ реологических моделей, используемых для моделирования движения буровых промывочных жидкостей. В связи с разнообразием рецептур, поиск подходящей реологической модели для конкретного вида жидкости является актуальной задачей. При разработке и реализации математической модели движения, могут быть построены графики профилей скоростей, на основании которых можно сделать выводы по качеству выноса шлама. Наиболее подходящей моделью для описания реологических характеристик современных промывочных жидкостей является модель Гершеля-Балкли, решение уравнений движения для которой является актуальной задачей.

**Ключевые слова:** буровые промывочные жидкости, буровой раствор, реологические модели, качество выноса шлама, математическое моделирование, профили скоростей.

**Nikitin Vasilii Igorevich**

Ph. D., Associate Professor,  
Department Drilling Oil and Gas Wells,  
Samara State Technical University  
nikitin@list.ru

**Kabaeva Daria Alexandrovna**

Student,  
Department Drilling of Oil and Gas Wells,  
Samara State Technical University  
daryakabaeva55@gmail.com

**Annotation.** This article analyzes the rheological models used to simulate the movement of drilling fluids. Due to the variety of formulations, the search for a suitable rheological model for a specific type of fluid is an urgent task. When developing and implementing a mathematical model of motion, graphs of velocity profiles can be built, on the basis of which conclusions can be drawn on the quality of sludge removal. The most suitable model for describing the rheological characteristics of modern drilling fluids is the Herschel-Bulkley model, the solution of the equations of motion for which is an urgent task.

**Keywords:** drilling fluids, mud, rheological models, cuttings removal quality, mathematical modeling, velocity profiles.

**Б**уровые растворы являются неотъемлемой частью процесса бурения, так как выполняют множество функций, обеспечивающих безопасное ведение буровых работ. Технологические жидкости, применяемые во время бурения, могут иметь значительно отличающиеся друг от друга реологические параметры. В связи с этим актуальным остаётся вопрос о выборе правильной реологической модели и уравнения состояния для дальнейшего математического моделирования. Моделирование движения буровых промывочных жидкостей позволяет произвести расчёт динамических давлений и оценить качество выноса шлама по виду профиля скорости [4].

При построении профилей скоростей движения различных технологических жидкостей могут быть использованы следующие реологические модели: Ньютоновская модель, модель Шведова-Бингама (вязкопластичная), модель Освальда-де Ваале (степенная), модель Гершеля-Балкли.

Ньютоновская модель является наиболее простой, так как она включает в себя всего один реологический показатель – динамическую вязкость. И данный вид жидкости применим только к средам подобным воде, то есть используется в качестве основы буровых растворов.

К буровым промывочным жидкостям также применяется модель Шведова-Бингама (вязкопластичная жидкость), математическая модель которой имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \quad (1)$$

где  $\tau$  – сдвиговое напряжение,  $\tau_0$  – начальное напряжение сдвига,  $\eta$  – пластическая вязкость,  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига.

Из уравнения (1) видно, что в отличие от ньютоновской среды, в нём учитывается начальное напряжение сдвига. А как известно, статическое и динамическое напряжение сдвига у буровых рас-





творов являются одним из важных параметров, которые необходимо поддерживать в процессе всего бурения скважины. Модель Шведова-Бингама достаточно хорошо описывает реальные буровые растворы, но данная модель не учитывает изменение вязкости среды при движении.

Более сложной моделью является степенная модель Освальда-де Ваале, представленная следующим уравнением:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n, \tag{2}$$

где  $K$  – коэффициент консистенции,  $n$  – показатель нелинейности.

Данная модель также в части источников применяется к моделированию буровых промывочных жидкостей, так как имеет преимущества в учёте нелинейных составляющих, это видно из уравнения (2) по наличию показателя нелинейности  $n$ . Однако данная модель не учитывает начальное напряжение сдвига, что недостаточно хорошо передаёт реологические свойства буровых растворов.

В анализируемых источниках представлены виды реологических моделей для Ньютоновской жидкости, Шведова-Бингама, Освальда-де Ваале, но не представлены решения для реологической модели Гершеля-Балкли, поэтому, нахождение решения уравнений движения для данной модели является актуальной задачей.

Математическая модель Гершеля-Балкли представлена следующим выражением:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n \tag{3}$$

Данная модель точнее отражает истинные реологические свойства большинства буровых растворов, так как, в отличие от модели Шведова-Бингама (1), она учитывает нелинейность, то есть изменение вязкости при разных скоростях сдвига, а в отличие от модели Освальда-де Ваале (2), она учитывает начальное напряжение сдвига  $\tau_0$ . Исходя из этого наиболее подходящей моделью для полного описания реологии жидкости является модель Гершеля-Балкли [5].

Так как уравнения движения жидкости типа Гершеля-Балкли в кольцевом канале представляют собой систему нелинейных дифференциальных уравнений [1, 6], то решение может быть найдено с использованием численных методов. Поэтому для решения данной задачи могут быть предложены пакеты символьных вычислений, например, таких как: Maxima, Wolfram Mathematica, Mathcad.

Моделирование движения буровой промывочной жидкости типа Гершеля-Балкли является перспективным, так как может иметь практическое применение в задаче бурения, а именно в повышении качества выноса шлама из скважины. Вынос шлама является одной из важнейших функций, которую выполняют буровые промывочные жидкости.

Согласно выдвинутой гипотезе Джона Митчелла [2], по виду профиля скоростей можно оценивать качество выноса шлама. При этом плоский профиль скоростей может быть рекомендован к буровой промывочной жидкости, с целью лучшего выноса шлама из скважины, а вытянутый профиль является наименее подходящим для выноса шлама. На рисунке 1 представлены типовые виды профиля скоростей, где кривая 1 соответствует более плоскому профилю, что способствует наилучшему выносу шлама, а кривая 2 более вытянутому профилю, который хуже влияет на эффективность очистки шлама.

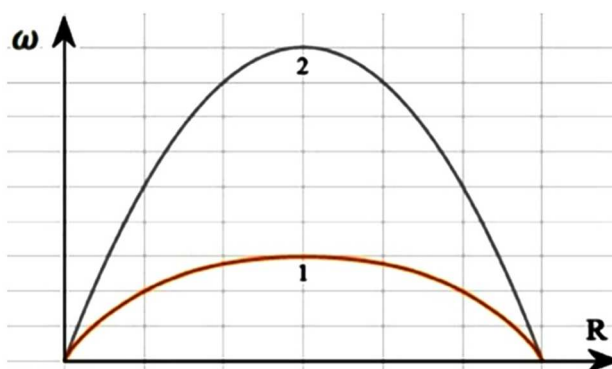


Рисунок 1 – Типовые виды профиля скоростей

Имея решение уравнений движения для жидкости типа Гершеля-Балкли может быть построен профиль скоростей, на основании которого возможно произвести оценку качества выноса шлама. Анализ решений для разных типов жидкостей позволит определить оптимальные диапазоны коэффициентов  $\tau_0$ ,  $K$ ,  $n$  для наличия наиболее плоского профиля скоростей. Нахождение экспериментальных зависимостей параметров  $\tau_0$ ,  $K$ ,  $n$  от реагентов, используемых при приготовлении промывочных жидкостей позволит осуществить разработку новых рецептов [3]. Такой метод может быть предложен при проектировании промывочных жидкостей с целью повышения качества выноса шлама.



**Литература:**

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. – М. : Недра, 1987. – 304 с.
2. Митчелл Дж. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу. – Хьюстон : Дриллберт Инжиниринг Инк., 2001. – 279 с.
3. Никитин В.И., Живаева В.В. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов // Ашировские чтения : Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара : Самар.гос.техн.ун-т, 2015. – С. 81–85.
4. Цивинский Д.Н. Расчет динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спускоподъемных операций в скважине: учеб. пособие // Самар. гос.техн.ун-т. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Самара, 2015. – 216 с.
5. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинова Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое Дело». – 2004. – № 1. – 21 с.
6. Leonov E.G., Isaev V.I. Applied hydroaeromechanics in oil and gas drilling // Moscow Gubkin State University of Oil and Gas, 2010. – 443 p.

**References:**

1. Leonov E.G., Isaev V.I. Hydroaeromechanics in drilling: Textbook for universities. – M. : Nedra, 1987. – 304 p.
2. Mitchell J. Fail-safe drilling: a course of lectures for training. – Houston : Drillbert Engineering Inc, 2001. – 279 p.
3. Nikitin V.I., Zhivaeva V.V. Application of Methods of Mathematical Modeling to Manage Drilling Mud Properties // Ashirov Readings : Proceedings of the International Scientific-Practical Conference. – Samara : Samara State Technical University, 2015. – P. 81–85.
4. Tsvinskiy D.N. Calculation of fluid flow dynamics and hydraulic resistance during round-trip operations in a well: tutorial // Samara State Technical University. Drilling of oil and gas wells. – Samara, 2015. – 216 p.
5. Sharafutdinov Z.Z., Sharafutdinova R.Z. Water-based drilling fluids and management of their rheological parameters // Electronic scientific journal «Oil and Gas Delo». – 2004. – № 1. – 21 p.
6. Leonov E.G., Isaev V.I. Applied hydroaeromechanics in oil and gas drilling // Moscow Gubkin State University of Oil and Gas, 2010. – 443 p.



УДК 622.24.063, 622.244.5

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ЗАКОНОВ ФИЛЬТРАЦИИ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА В ПЛАСТ

### PROSPECTS OF APPLYING NON-LINEAR FILTERING LAWS TO SIMULATE THE PENETRATION OF FILTRATION OF FILTRATION INTO THE RESERVOIR

**Никитин Василий Игоревич**

кандидат технических наук, доцент  
кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,  
Самарский государственный технический университет  
nikitin@list.ru

**Коновалова Анастасия Евгеньевна**

студент  
кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,  
Самарский государственный технический университет  
a.e.konvalova17@gmail.com

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются законы фильтрации, которые применяются для моделирования проникновения фильтрата в пласт. В зависимости от месторождения нефть может иметь различные свойства, использование подходящего закона фильтрации является актуальной задачей. При моделировании можно рассчитать насыщенность и глубину проникновения фильтрата в пласт. Имея эти данные можно оптимизировать процесс вскрытия продуктивного пласта. Наиболее подходящими для моделирования проникновения фильтрата в пласт с высоковязкой нефтью являются нелинейные законы фильтрации.

**Ключевые слова:** буровые промывочные жидкости, буровой раствор, вскрытие продуктивных пластов, проникновение фильтрата, математическое моделирование.

**Nikitin Vasilii Igorevich**

Ph. D., Associate Professor,  
Department Drilling Oil and Gas Wells,  
Samara State Technical University  
nikitin@list.ru

**Konvalova Anastasia Evgenevna**

Student,  
Department Drilling of Oil and Gas Wells,  
Samara State Technical University  
a.e.konvalova17@gmail.com

**Annotation.** This article examines the filtering laws that are used to simulate the penetration of filtration into the reservoir. Depending on the field, oil may have different properties, the use of a suitable filtration law is an urgent task. In modeling, you can calculate the depth of penetration of the filter into the reservoir and thus improve the quality of filtration. Non-linear filtration laws are the most appropriate for modeling the penetration of a filter into a layer of high viscosity oil.

**Keywords:** drilling fluid, mud, rheological models, drilling in, filtrate ingress, mathematical modeling.

Проникновение фильтрата буровых промывочных жидкостей в продуктивный пласт изменяет его фильтрационные характеристики. В поровом пространстве пласта возникает физико-химическое взаимодействие фильтрата и нефти, что может значительно сказываться на дальнейшей добыче. В то время как фильтрат промывочной жидкости представляет собой ньютоновскую среду, то в зависимости от месторождения нефти, реологические характеристики могут иметь различные свойства. Известны работы по математическому моделированию проникновения фильтрата в пласт, использующие двухфазный закон фильтрации ньютоновских сред [3].

На месторождениях высоковязкой нефти при моделировании проникновения фильтрата в пласт необходимо учитывать возможность проявления у нефти неньютоновских свойств. Одной из главных составляющих моделирования является применение законов фильтрации, благодаря которым удается рассчитать насыщенность призабойной зоны пласта фильтратом и глубину его проникновения [2]. На основании данных расчетов возможно оптимизировать процесс бурения с использованием наиболее подходящей жидкости вскрытия пласта, что способствует сохранению коллекторских свойства. Выбор промывочной жидкости с учётом свойств пласта и пластового флюида является актуальной задачей, которую, в том числе, возможно решать с использованием методов математического моделирования.

Существует несколько подходов к моделированию процессов фильтрации, традиционно нефть рассматривается, как ньютоновская жидкость. Двухфазные законы фильтрации выводятся из законов однофазной фильтрации, соответствующим взаимодействующим жидкостям. При этом ньютоновские среды характеризуются постоянной вязкостью и подчиняются линейному закону Дарси. Закон фильтрации Дарси устанавливает линейную зависимость между объемным расходом несжимаемой жидкости и потерей напора, приходящейся на единицу длины, и имеет вид:



$$Q = k F \frac{\Delta P}{\mu L}, \tag{1}$$

где  $Q$  – объёмный расход жидкости,  $k$  – проницаемость породы,  $F$  – площадь фильтрации,  $L$  – длина фильтрационного участка  $\Delta P$  – перепад давлений,  $\mu$  – динамическая вязкость ньютоновской среды.

При взаимодействии фильтрата с высоковязкой нефтью, закон фильтрации (1) применим только для описания движения фильтрата, но не подходит для описания движения нефтяной фазы, так как не учитывает некоторые важные характеристики. Модель ньютоновской жидкости позволяет учесть только динамическую вязкость. Но на некоторых месторождениях установлены нарушения линейной связи между напряжением сдвига и скоростью сдвига, такими свойствами обладает вязкопластичная жидкость, внутри которой образуется структура и при её разрушении увеличивается напряжение [5]. Поэтому одной динамической вязкости недостаточно, для моделирования проникновения фильтрата в пласт.

Для неньютоновских жидкостей, в том характерно, следующее:

- не подчиняются закону вязкого трения Ньютона
- течение некоторых из них характеризуется критическим напряжением сдвига, и критическим градиентом давления
- эти жидкости обладают переменной вязкостью, которая зависит от условий течения и называется эффективной при течении таких жидкостей в пористой среде нарушается линейный закон фильтрации Дарси.

Проявление этих свойств описывается реологической моделью Бингама и Шведова [4, 6], имеющей вид:

$$\tau = \tau_d + \eta \dot{\gamma} \tag{2}$$

где  $\tau_d$  – динамическое напряжение сдвига,  $\eta$  – пластическая вязкость,  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига.

Скорость сдвига – величина характеризующая, как быстро меняется скорость при переходе от слоя к слою в направлении, перпендикулярном направлению движения слоев, и соответствует градиенту скорости в соответствующем направлении. Так как одним из свойств вязкопластичных жидкостей является наличие начального нелинейного участка, следовательно, присутствует динамическое напряжение сдвига, поэтому уравнение 2 позволяет более точно определить характеристики течения неньютоновской нефти.

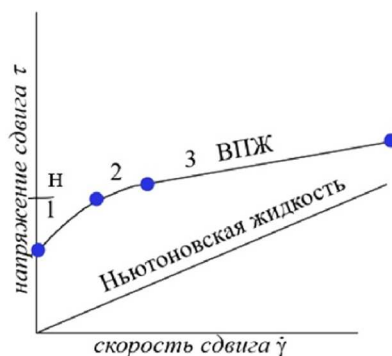


Рисунок 1 – График зависимости напряжения сдвига от скорости

Важной особенностью фильтрации нефти, как вязко-пластичной жидкости, является переменная вязкость, которая, в свою очередь, зависит от напряжения сдвига. На рисунке 1 представлен график, на котором видны характерные отличия ньютоновской жидкости и вязко-пластичной. У первой жидкости вязкость не изменяется, а также отсутствует начальное напряжение сдвига. На графике вязко-пластичной жидкости выделяют три участка: 1 – движение жидкости с наибольшей вязкостью и маленькой скоростью; 2 – движение с переменной вязкостью, при росте скорости сдвига; 3 – движение с наименьшей вязкостью, характер течения подобен движению ньютоновской жидкости.

Так как высоковязкие нефти не подчиняются линейному закону фильтрации, в этом случае необходимо применять нелинейный закон фильтрации для вязко-пластичных жидкостей. Известно несколько законов фильтрации, с использованием которых моделируют движение высоковязкой нефти в поровом пространстве пласта [1, 4]. Следует отметить, что при моделировании фильтрации неньютоновских сред зависимость напряжений сдвига от скорости сдвига заменяют на зависимость скорости фильтрации от градиента давлений. Математическая запись нелинейного закона фильтрации зависит от способа упрощения нелинейных участков, графика движения вязко-пластичной жидко-



сти рисунка 1. Известны следующие законы фильтрации:

– Закон фильтрации с начальным статическим градиентом давления,  $\gamma$ . В этом случае считается, что движение происходит только в областях, где градиент давления превышает  $\gamma$ . Этот закон идеализирует течение нефти в пластовых условиях. При уменьшении перепада давления в пористой породе рассматривается постепенное закупоривание от мелких капилляров до крупных каналов. График представлен на рисунке 2 синего цвета.

$$|v| = \begin{cases} \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{H\mu}{|\nabla P|}\right) \cdot \nabla P & \text{при } |\nabla P| \geq \gamma \\ 0 & \text{при } |\nabla P| \leq \gamma \end{cases} \quad (3)$$

– Полигональный закон. В данном законе начальный участок аппроксимируется двумя прямолинейными отрезками, граница между которыми характеризуется величиной  $H$ .  $H$  – градиент динамического давления сдвига. График представлен на рисунке 2 зеленого цвета.  $\mu_m$  – вязкость при разрушении структуры.

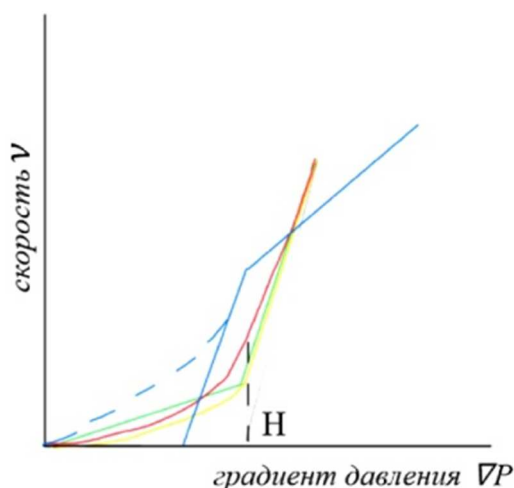
$$|v| = \begin{cases} \frac{k}{\mu_m} \left(1 - \frac{H\mu}{|\nabla P|}\right) \cdot \nabla P & \text{при } |\nabla P| \geq H \\ \frac{k}{\mu_0} & \text{при } |\nabla P| \leq H \end{cases} \quad (4)$$

– Гиперболический закон. Начальный участок реологической кривой аппроксимируется гиперболой, асимптотой которой будет прямая пересекающая ось в точке  $H$ . График представлен на рисунке 2 красного цвета.

$$|v| = \frac{k}{\mu_m} \cdot \frac{|\nabla P|}{H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}} \cdot |\nabla P| \quad (5)$$

– Криволинейный закон. Начало кривой аппроксимируется гиперболой и отрезком прямой линии, граница между ними определяется величиной  $H$ . График представлен на рисунке 2 желтого цвета.

$$|v| = \begin{cases} \frac{k}{\mu_m} \left(1 - \frac{H\mu}{|\nabla P|}\right) \cdot \nabla P & \text{при } |\nabla P| \geq H \\ \frac{k}{\mu_0} \cdot \frac{|\nabla P|}{H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}} & \text{при } |\nabla P| \leq H \end{cases} \quad (6)$$



**Рисунок 2** – График зависимости скорости сдвига от градиента давления

Применение формул нелинейной фильтрации при моделировании проникновения фильтрата в пласт позволяет учесть большее количество свойств веществ, входящих в состав нефти. При взаимодействии фильтрата с высоковязкой нефтью физико-химическое взаимодействие будет отличаться от случая фильтрации с ньютоновской нефти. Учёт новых параметров при моделировании процесса вскрытия продуктивного пласта может способствовать повышению качества фильтрации нефти. На основании нелинейных законов фильтрации для нефти (3)–(6) и закона Дарси для фильтрата (1) могут быть выведены законы двухфазных фильтрации, по которым можно вычислить насыщенность и глубину проникновения фильтрата в пласт с учётом неньютоновских свойств пластового флюида. Результаты моделирования могут использоваться для выбора подходящей рецептуры промывочной жидкости на месторождениях с высоковязкой нефтью.

**Литература:**

1. Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объеме: моногр. / В. И. Астафьев [и др.] // Самар.гос.техн.ун-т. – Самара : Изд-во СНЦ, 2019. – 191 с.
2. Никитин В.И., Цивинский Д.Н. Определение насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости при-забойной зоны пласта расчетным путем // Нефть Газ Новации, 2021. – № 1. – С. 37–39.
3. Никитин В.И., Камаев Д.Р. Моделирование относительных фазовых проницаемостей фильтрата буровой промывочной жидкости и нефти // Нефть Газ Новации, 2020. – № 6. – С. 46–48.
4. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти: Учеб. пособ. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 224 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособ. – Краснодар : Изд. ФГБОУ «КубГТУ», 2019. – 275 с.
6. Цивинский Д.Н. Расчет динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спускоподъемных операций в скважине: учеб. пособие // Самар.гос.техн.ун-т, бурение нефтяных и газовых скважин. – Самара, 2015. – 216 с.

**References:**

1. Dynamics of unstable processes of oil reservoir flooding and filtration in the presence of cracks in the pore volume: monograph / V.I. Astaf'ev [et al.] // Samara State Technical University. – Samara : Publishing house SSC, 2019. – 191 p.
2. Nikitin V.I., Tsvinskii D.N. Determination of the saturation of the drilling flushing fluid filtrate in the near-bottom zone of the formation by calculation // Oil Gas Novations, 2021. – № 1. – P. 37–39.
3. Nikitin V.I., Kamaev D.R. Modeling of Relative Phase Permeability of Drilling Wash Fluid and Oil Filtrate // Oil Gas Novations, 2020. – № 6. – P. 46–48.
4. Olkhovskaya V.A. Underground Hydromechanics. Filtration of non-Newtonian oil: Textbook. – M. : JSC VNIIOENG, 2011. – 224 p.
5. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : Publishing house. FSBEU «KubGTU», 2019. – 275 p.
6. Tsvinsky D.N. Calculation of fluid flow dynamics and hydraulic resistance during round-trip operations in the well: tutorial // Samara State Technical University, Drilling of oil and gas wells. – Samara, 2015. – 216 p.



УДК 621.642

**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ БУРОВЫХ ОТХОДОВ****MODERN METHODS OF DRILLING WASTE DISPOSAL****Онофриенко Сергей Александрович**

ст. преподаватель кафедры НТиТ,  
Южно-Российский государственный  
политехнический университет имени М.И.Платова  
13050465@mail.ru

**Крымов Александр Витальевич**

студент кафедры НТиТ,  
Южно-Российский государственный  
политехнический университет имени М.И.Платова  
sasha-krymov@bk.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена одному из современных способов утилизации буровых отходов при бурении на нефть и газ. Данный метод особенно актуален в связи с экологической обстановкой в последние годы. Правила захоронения буровых отходов ужесточаются, что в свою очередь подталкивает буровые компании к поиску новых рентабельных способов утилизации промышленных отходов в нефтегазовой отрасли. Данная статья предлагает один из возможных вариантов решения этой проблемы.

**Ключевые слова:** шлам, пульпа, буровые отходы, обратная закачка в пласт, поглощающие скважины.

**Onofrienko Sergey Aleksandrovich**

Senior Lecturer of the NTIT Department,  
South-Russian State Polytechnic University  
named after M.I. Platov  
13050465@mail.ru

**Krymov Alexander Vitalievich**

Student of the NTIT Department,  
South-Russian State Polytechnic University  
named after M.I. Platov  
sasha-krymov@bk.ru

**Annotation.** This article is devoted to one of the modern methods of disposal of drilling waste during drilling for oil and gas. This method is especially relevant in connection with the environmental situation in recent years. Regulations for the disposal of drilling waste are being tightened, which in turn pushes drilling companies to find new cost-effective ways to dispose of industrial waste in the oil and gas industry. This article offers one of the possible solutions to this problem.

**Keywords:** sludge, pulp, drilling waste, re-injection into the formation, absorbing wells.

**В** настоящее время остро встал вопрос о необходимости поиска новых способов хранения и утилизации отходов бурения. Традиционно буровые отходы захоранивают или временно размещают в амбарах-шламонакопителях. Захоронение отходов на специализированных полигонах требует изъятия из оборота значительных площадей земли. Кроме этого требуется ведение постоянного мониторинга за состоянием окружающей среды в районе захоронения, чтобы предотвратить загрязнение окружающих почв и грунтовых вод. Помимо ужесточения природоохранных норм в России наблюдается ежегодное увеличение платы за негативное воздействие на окружающую среду в части размещения отходов. Все это побуждает нефтяные компании искать альтернативные способы обращения с отходами, к которым, несомненно, стоит отнести технологию обратной закачки, известную на Западе под названием «реинджекшн».

Технология обратной закачки бурового шлама и сопутствующих отходов при бурении скважин в подземные геологические пласты-объекты представляет собой долговременный и технологически сложный процесс. Обратная закачка буровых отходов в пласт, вкратце она называется CRI (Cuttings Re-Injection), – это процесс подземной закачки шламовой пульпы, приготовленной из измельченного бурового шлама с добавлением жидкости и необходимых химических реагентов, под давлением, превышающим давление гидроразрыва пласта, в предварительно выбранные в процессе геологического и инженерно-геофизического исследования геологические пласты.

**Разделяют несколько способов обратной закачки буровых отходов:**

– в затрубное пространство, в эксплуатационную скважину после завершения буровых работ (при разведочном бурении);  
– в специально пробуренную скважину при долгосрочной разработке месторождения.

В данной статье рассматривается один из наиболее надежных способов утилизации буровых отходов – закачка шлама в пласт, а также отработанных буровых растворов на нефтяной основе, остатков цементных растворов, жидкостей и буровых сточных вод [1]. При использовании специальной скважины для отходов шлам закачивается под давлением в пласт по насосно-компрессорным трубам или в перфорированную секцию, используемую для закачки шлама в определенных интервалах пласта. Для успешной операции закачки шлама в пласт необходима система, способная доставить необходимые объемы жидкости в выбранный пласт скважины с образованием гидроразрыва пласта, развивая при этом подходящее давление. Мониторинг и проверка рабочих характеристик обратной закачки шлама в пласт являются неотъемлемой частью процесса обеспечения эксплуатационного качества и безопасности проведения работ.





Эта технология на сегодняшний день считается лучшей из имеющихся технологий утилизации отходов бурения и соответствует самым строгим глобальным требованиям нулевого сброса. Технология является самым экологически безопасным методом утилизации отходов по сравнению с другими современными методами.

Данная технология применима при наличии принимающего пласта, а также водоупорных пластов над и под ним, чтобы предотвратить загрязнение грунтовых вод. Для проведения опытно-промышленных исследований пластов-коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных параметров с целью уточнения режимов системы нагнетания и оценки возможности последующего захоронения в них отходов бурения используется так называемая «пульпа» – специальный агент, соответствующий специально подобранному набору критериев. После этого приступают непосредственно к закачке отходов.

Технология обратной закачки (CRI) состоит из нескольких взаимосвязанных процессов. Полный цикл при проведении процесса включает в себя следующие основные этапы, описанные ниже:

- Геологическое изучение района работ;
- Построение геомеханической модели объектов закачки;
- Лабораторные исследования и подбор реологии шламовой пульпы;
- Дизайн поглощающей скважины;
- Расчёт технологических параметров;
- Дизайн и изготовление оборудования;
- Запуск проекта по закачке;
- Организация мониторинга закачки;
- Обновление существующей геомеханической модели по фактическим данным закачки.

Технология обратной закачки (CRI) особенно актуальна для российских проектов, где в силу климатических условий и сложности производственных процессов существует необходимость утилизации отходов бурения непосредственно на месте. Ниже приведен опыт реализации одного из проектов в Российской Федерации.

Перед началом реализации проекта была пробурена поглощающая скважина, в которой выбраны геологические объекты для размещения отходов бурения. Выбор геологических объектов производился на основании построенной геомеханической модели закачки. Геомеханическая модель обобщает характеристики пласта и механические свойства пород потенциальных зон под закачку и залегающих выше барьерных зон. Для выбранных под закачку пластов-объектов была построена модель гидравлической трещины и проведена оценка вместимости и герметичности зон, достаточных для локализации закачиваемых потоков отходов в определенной геологической структуре. Также проведена оценка технологических параметров, рассчитаны оптимальные режимы закачки.

В поглощающую скважину закачивается широкий спектр буровых и технологических отходов, которые представляют собой как жидкости на водной и нефтяной основе, так и твёрдые частицы из выбуренного шлама [2].

Так как закачиваемые отходы имеют разные реологические свойства и содержат твёрдые частицы, а также содержат в своём составе углеводороды, то закачиваемые отходы предварительно тестируются в лабораторных условиях. Основным компонентом закачки бурового шлама является шламовая пульпа, которая позволяет производить закачку твёрдой фазы в поглощающую скважину. Контроль качества пульпы проводится в процессе закачки на месте проведения работ, где в полевых условиях тестируется реология каждой закачанной пачки на соответствие технологическим параметрам, полученным в лабораторных условиях. Перед проведением работ в лабораторных условиях была подобрана необходимая реология шламовой пульпы на основе фактических образцов жидкости и шлама с месторождения.

Процесс закачки вызывает местное увеличение напряжения в пласте из-за открытия гидравлической трещины и уплотнения окружающей горной породы. Во время операций значительные объёмы твёрдой фазы размещаются в трещине, что вызывает увеличение локального напряжения в объекте и непосредственно влияет на дальнейшее распространение гидравлической трещины и конечную ёмкость объекта закачки. Поэтому в процессе проведения закачки проводится ежедневный мониторинг параметров с детальным анализом давления и регулярной корректировкой модели закачки, который позволяет своевременно реагировать и устранять риски, а также проводить оптимизацию самого процесса.

Для реализации проектов обратной закачки применяют специализированное программное обеспечение, разработанное и адаптированное для этих целей. В ходе проведения мониторинга закачки инженер-технолог проводит оценку параметров закачки и выявляет признаки аномального поведения давления. При появлении рисков для закачки или резком увеличении давления проводятся своевременные меры по устранению рисков и восстановлению операционно-безопасного режима закачки.

В реализации подобных проектов можно выделить несколько наиболее часто встречающихся основных рисков. Это – ухудшение приёмистости скважины, накопление твёрдых частиц как в призабойной зоне пласта-объекта, так и на забое, в самой скважине. Также из подземных рисков можно отметить рост высоты трещины. Своевременные меры по восстановлению приёмистости пласта,



снижению давления в трещине и перераспределению твёрдой фазы в трещинном домене являются необходимыми мерами как для сохранения ёмкости пласта-объекта, так и для предотвращения пересыпания зоны перфорации накапливающейся твёрдой фазой в самой поглощающей скважине. Разработанный регламент закачки и меры по предотвращению рисков с процедурами промывки скважины специальными реагентами позволяют своевременно восстанавливать приёмистость скважины и снижать рост давления из-за увеличения потерь на трение.

### Основные преимущества технологии

На сегодняшний день в поглощающую скважину может быть закачено более 300 тысяч м<sup>3</sup> различных буровых отходов, содержащих твёрдую фазу и имеющих различную реологию жидкости. Общий объём твёрдой фазы более 12 тысяч м<sup>3</sup>.

Использование технологии утилизации буровых отходов позволяет убрать непроизводительное время (NPT) по причине накопления бурового шлама на объекте работ.

Контролируемый процесс размещения отходов позволяет исключить любые риски и разместить максимально возможное количество отходов в объекте закачки.

Процесс является экономически эффективным, так как все накопленные отходы размещаются в пласте без остатка на поверхности и у Заказчика отсутствуют будущие экологические обязательства перед контролирующими органами.

### Литература:

1. Рыбальченко Ю.М., Самофалов А.С., Онофриенко С.А. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора // Актуальные проблемы недропользования: материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Новочеркасск, ноябрь, 2017 г / Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск : ЮРГТУ (НПИ), 2018. – С. 69–71.
2. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промысловые жидкости учеб. пособие // Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.

### References:

1. Rybalchenko Y.M., Samofalov A.S., Onofrienko S.A. Effective system of deep cleaning of drilling mud // Actual problems of subsoil use: materials of the International scientific-practical conference, Novochoerkassk, November, 2017 / South-Russian State Polytechnic University (NPI) im. M.I. Platov. – Novochoerkassk : SRSTU (NPI), 2018. – P. 69–71.
2. Tretiak A.Y., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling flow-fluids textbook // South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov. M.I. Platov. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.



УДК 622.24

## ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СУРГУТСКОГО СВОДА

### FIELD EXPERIENCE OF WELL WASHING IN OIL FIELDS SURGUT ARCH

**Паршукова Людмила Александровна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,  
Тюменский Индустриальный Университет  
a-parshukova@mail.ru

**Parshukova Lyudmila Aleksandrovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of Oil and Gas  
Drilling Department,  
Tyumen Industrial University  
a-parshukova@mail.ru

**Аннотация.** Успешность гидравлической программы промывки скважины зависит от правильно подобранных параметров и компонентного состава буровых промывочных жидкостей.

**Annotation.** The success of the hydraulic well flushing program depends on the correct parameters and the component composition of the drilling flushing fluids.

**Ключевые слова:** биополимерные ингибирующие буровые растворы, реологические, структурные и фильтрационные характеристики буровых промывочных жидкостей.

**Keywords:** biopolymer inhibitory drilling fluids, rheological, structural and filtration characteristics of drilling flushing fluids.

О общеизвестно, что в процессе бурения буровой раствор должен выполнять множество технологических функций. Приоритетность (ранжирование) осуществления тех или иных назначений, безусловно, зависят от геолого-технологических и термобарических условий бурения, но в любом случае главенствующее значение, по мнению автора, имеют следующие функции:

- Очистка забоя от разрушенной горной породы, обусловленная реологическими и тесно связанными с ними структурными параметрами бурового раствора.
- Поддержание устойчивости стенок скважины, представленных на 80–90 % глинистыми и глиносодержащими горными породами. Устойчивость этих пород зависит от первоначальной физико-механической прочности и влажностного состояния глин, гидростатического давления бурового раствора и его ингибирующей способности.
- Сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта коллектора терригенного типа, который в той или иной степени также заглинизирован. Кроме того, в большинстве скважин продуктивный пласт бурится по горизонтальному профилю, поэтому реологические, структурные и фильтрационные характеристики бурового раствора здесь играют первостепенную роль.

В работе приводятся промысловые данные бурения скважины на пласт БС10 (табл. 1) [1].

**Таблица 1** – Параметры бурового раствора

Параметр	Значение	Интервал 1810–3113 м
Плотность	г / см <sup>3</sup>	1,12 ± 0,03
Условная вязкость	сек / кварта (API)	40–60
Пластическая вязкость	мПа * с	10–20
Динамическое напряжение сдвига	фунт / 100фут (API)	14–26
СНС 10 сек / 10 мин	фунт / 100фут (API)	3–10 / 6–15
Фильтрация	мл / 30 мин (API)	≤4
Толщина фильтрационной корки	мм	≤0,5
рН	–	9–11
Содержание Са <sup>2+</sup>	мг / л	≤200
Содержание хлорид-ионов	мг / л	≥35000
Содержание К <sup>+</sup>	мг / л	≥30000
МВТ (коллоидная фаза)	кг / м <sup>3</sup>	≤14,25
Содержание смазки	%	≥5
Содержание твёрдой фазы	%	≤15
Содержание выбуренной породы	%	≤3
Содержание песка	%	≤0,5
Содержание СаСО <sub>3</sub>	кг / м <sup>3</sup>	≥80** Микрокальцит (10 мкм) – 34% Микрокальцит (40–60 мкм) – 33 % Микрокальцит (100–160 мкм) – 33 %
КТК-2	коэф.	≤0,05



Для бурения данного интервала используется Биополимерный ингибирующий буровой раствор [2, 3].

Перечень химических реагентов для приготовления и обработки биополимерных ингибирующих буровых растворов, как для приготовления основного состава, так и для приготовления составов специального назначения и дополнительной обработки бурового раствора при возникновении технологической необходимости представлены в таблице 2.

**Таблица 2 – Перечень химических реагентов**

Химический реагент	Состав	Назначение
Микрокальцит	Карбонат кальция	Кольматант
Калий хлористый	Калия хлорид	Ингибитор неустойчивых пород
Бурамил-БТ м. А	Модифицированный крахмал	Понижитель фильтрации
Камедь	Биополимер (ксантановая камедь)	Структурообразователь
Реопак В	Полианионная целлюлоза (высоко-вязкая)	Регулятор фильтрации и реологии
Реопак Н	Полианионная целлюлоза (низко-вязкая)	Регулятор фильтрации
Бурфлюб СДГ	Смазывающая добавка	Смазывающая добавка
Натр едкий технический	Сода каустическая	Регулятор pH
САФ СДГ	Сульфированный битум, асфальтены	Микрокольматант, стабилизатор сланцев
Сода кальцинированная	Понижитель жесткости	Регулятор жесткости
ДЕФОБУР М	Пеногаситель	Пеногаситель
Биоцид-БТ	Бактерицид	Бактерицид
Натрия хлорид	Натрия хлорид	Утяжелитель
Баритовый концентрат	Утяжелитель баритовый	Утяжелитель
Кальций хлористый	CaCl <sub>2</sub> для приготовления жидкости заканчивания	Утяжелитель для жидкости заканчивания
Нитрат кальция	Раствор на основе нитратов кальция	Утяжелитель для жидкости заканчивания
Кольматант органический (крупный)	ореховая скорлупа	ликвидация поглощений
Кольматант органический (мелкий)	ореховая скорлупа	ликвидация поглощений
Кольматант органический (средний)	ореховая скорлупа	ликвидация поглощений
Глинопорошок бентонитовый ППБ	глинопорошок	Структурообразователь
Глинопорошок бентонитовый ПБМВ	глинопорошок	Структурообразователь
Р-СИЛ А	метасиликат натрия	Ингибитор неустойчивых пород
Реоксан м. Г.	полисахарид	Структурообразователь
Гринвик	комплекс солей	ликвидация поглощений
Мрамор молотый	карбонат кальция	ликвидация поглощений
Праестол 2540, 2500, 2300 или аналоги	полиактриламид	Инкапсулятор
Ингор-ГЛ		Органический ингибитор

Для обеспечения низких значений показателя фильтрации и регулирования реологических свойств буровой раствор обрабатывается реагентами Бурамил-БТ м. А, Камедь.

Для улучшения качества фильтрационной корки и снижения вероятности возникновения дифференциальных прихватов раствор обрабатывается кольматантом Микрокальцит. Учитывая, что в процессе бурения часть кольматанта отделяется как на системе очистки, так и для формирования фильтрационной корки необходима постоянная дообработка бурового раствора этим реагентом.

В процессе бурения, через каждые 100–150 м проходки (при необходимости – чаще) прокачивать высоковязкие пачки (при зенитном угле менее 60 градусов) и тандемные пачки (при зенитном угле более 60 градусов): низковязкую пачку и следом высоковязкую.

Высоковязкая пачка готовится на исходном растворе путем обработки его Камедью до вязкости 100–120 с (API). Объем каждой пачки рассчитывается, исходя из того, что при прохождении по стволу пачка должна заполнять не менее 200 м затрубного объема.



Необходимо обеспечить наличие на кустовой площадке материалов для борьбы с поглощениями: кольматанты органические трёх разных фракций в количестве 3000 кг (по 1000 кг каждой).

В интервалах 1998–2093 м, 2549–2673 м, 2783–3113 м, при возможных поглощениях, производить прокачки кольматационных пачек в объеме не менее 2 м<sup>3</sup> (концентрация кольматанта 100–150 кг / м<sup>3</sup>) каждые 50 м бурения, поддерживая минимально возможную плотность бурового раствора.

Рекомендуется снизить реологические свойства бурового раствора до минимальных значений, обеспечивающих вынос шлама, соответствующий объёму выбуренной породы, с целью снижения гидродинамического воздействия на стенки скважины.

При бурении, за 30–50 метров до интервалов ожидаемых поглощений, подобрать минимально возможную производительность насосов (при которой ВЗД и ЗТС работают корректно), а также увеличить время плавного выхода с минимального литража на рабочий не менее 3-х минут. Придерживаться данных режимов при бурении в интервалах 1998–2093 м, 2549–2673 м, 2783–3113 м, а также при проработках по окончании бурения, перезаписи гамма-каротажа.

Перед спуском хвостовика установить смазывающую пачку на основе бурового раствора в объеме открытого ствола, содержание смазки не менее 8 %.

Соблюдение данных рекомендаций при бурении скважин с горизонтальным окончанием на пласт БС10 позволило повысить ТЭП бурения путем снижения непроизводительного времени, затрачиваемого на ликвидацию осложнений, связанных с устойчивостью ствола скважины (дополнительные циклы промывки скважин), а также исключения дифференциальных прихватов.

### Литература:

1. Практический опыт бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в Сургутском УБР-1 / Р.Р. Зарипов [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – № 10. – С. 12–14.
2. Паршукова Л.А. Опыт устранения и предупреждения осложнений, обусловленных устойчивостью стенок скважины // Бурение и нефть. – 2016. – № 1. – С. 28–34.
3. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород / А.А. Хуббатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 64–67.

### References:

1. Practical experience of drilling directional and horizontal wells in Surgut UBR-1 / R.R. Zaripov [et al.] // Drilling and Oil. – 2013. – № 10. – P. 12–14.
2. Parshukova L.A. Experience of elimination and prevention of complications caused by wellbore stability // Drilling and Oil. – 2016. – № 1. – P. 28–34.
3. Inhibiting drilling fluids and stability of clayey rocks / A.A. Khubbatov [et al.] // Oil Economy. – 2015. – № 5. – P. 64–67.



УДК 622.24.063

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА  
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ  
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ  
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ  
НА ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF DRILLING MUD  
DURING THE CONSTRUCTION OF AN OIL PRODUCTION  
DIRECTIONAL WELL WITH A HORIZONTAL END  
ON THE VOSTOCHNO-TARKOSALINSKOYE FIELD**

**Поварова Лариса Валерьевна**

кандидат химических наук, доцент,  
доцент кафедры химии,  
Кубанский государственный технологический университет  
larispv08@gmail.com

**Меринов Иван Андреевич**

главный специалист управления  
по организации и контролю бурения скважин  
на месторождениях и ПХГ,  
ООО «Газпром инвест»  
ivanmerinov@bk.ru

**Самарин Михаил Анатольевич**

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,  
института нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный технологический университет  
samarin1901@yandex.ru

**Саввон Яков Владимирович**

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,  
института нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный технологический университет  
savvonjv@rambler.ru

**Аннотация.** Роль буровых растворов в бурении глубоких скважин сводится к обеспечению оптимальных условий промывки и работы на забое бурового долота, забойных двигателей, бурильного инструмента, очистки забоя от выбуренной породы и вынос ее из ствола скважины. В зависимости от геологических и промысловых условий проводки глубоких скважин выбирают оптимальный режим промывки и соответствующие состав и свойства бурового раствора. Промывочные средства существенно влияют на многие природные физические и механические характеристики горных пород. Наличие в растворе большого количества глинистой фазы приводит к интенсивной коагуляции порового пространства пород, значительно снижая их пористость, проницаемость, а следовательно, дебит скважин и удельную продуктивность нефтяных и газовых пластов. Для обеспечения совершенной и эффективной промывки глубоких скважин необходимо разработать рецептуры не только новых систем буровых растворов, но и специальных химических реагентов, материалов, эффективные методы и способы технологии промывки скважин. В статье рассмотрены буровые растворы, применяемые на Восточно-Таркосалинском месторождении при строительстве нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием.

**Povarova Larisa Valeryevna**

Candidate of Chemical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of Chemistry Department,  
Kuban State Technological University  
larispv08@gmail.com

**Merinov Ivan Andreevich**

Chief Specialist of the Office for Organization  
and Control of Well Drilling on the Fields and  
Underground Gas Storages,  
LLC «Gazprom Invest»  
ivanmerinov@bk.ru

**Samarin Mikhail Anatolyevich**

Student Training Direction  
«Oil and gas engineering»,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban State Technological University  
samarin1901@yandex.ru

**Savvon Yakov Vladimirovich**

Student Training Direction  
«Oil and gas engineering»,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban State Technological University  
savvonjv@rambler.ru

**Annotation.** The role of drilling fluids in drilling deep wells is to ensure optimal conditions for flushing and working at the bottom of the drill bit, downhole motors, drilling tools, cleaning the bottom of the cuttings and removing it from the wellbore. Depending on the geological and field conditions of deep well drilling, the optimal flushing mode and the corresponding composition and properties of the drilling mud are selected. Flushing agents significantly affect many of the natural physical and mechanical characteristics of rocks. The presence of a large amount of clay phase in the solution leads to intensive clogging of the pore space of rocks, significantly reducing their porosity, permeability, and, consequently, well flow rate and specific productivity of oil and gas reservoirs. To ensure a perfect and efficient flushing of deep wells, it is necessary to develop formulations not only for new systems of drilling fluids, but also for special chemicals, materials, effective methods and techniques for flushing wells. The article discusses drilling fluids used on the Vostochno-Tarkosalinskoye field during the construction of an oil production directional well with a horizontal end.





**Ключевые слова:** выбор и обоснование вида промывочной жидкости; регулирование параметров бурового раствора по интервалам бурения; оптимальный режим промывки; состав и свойства бурового раствора; управление процессом буримости горных пород; характеристика и назначение реагентов понизителя фильтрации; эффективные методы и способы технологии промывки скважин.

**Keywords:** selection and justification of the type of flushing fluid; regulation of drilling fluid parameters by drilling intervals; optimal flushing mode; composition and properties of drilling mud; control of the process of rock drilling; characteristics and purpose of filtration reducer reagents; effective methods and methods of well flushing technology.

### Интервал 1

#### Полимерглинистый буровой раствор:

- долото CR-1 508 мм;
- направление D = 426 мм 0–80 м

**Б**урение интервала 0–80 м под обсадную колонну D = 426 мм производится долотом CR-1 508 мм. В этом интервале породы сложены рыхлыми песчаниками, по этой причине возможны осыпи и обвалы стенок, растепление ММП. Из этого возникает необходимость использовать полимерглинистый буровой раствор.

Для предотвращения осложнений необходимо поддерживать плотность 1,16 г / см<sup>3</sup>, условная вязкость 100 с, температуру БР на минимальном уровне. Состав раствора должен предусматривать концентрацию бентонита в достаточном количестве не менее 50–60 кг / м<sup>3</sup> для минимизации растепления и стабильности стенок скважины при термическом воздействии фильтрата раствора на породы. Для приготовления раствора в первый раз необходимо наполнить емкости пресной водой и обработать кальцинированной содой. Ввести бентонит и выдержать процесс гидратации в течение 4-6 часов при постоянном перемешивании. Система недорога и загрязнённая во время цементирования порция бурового раствора может быть выброшена в амбар.

#### Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см <sup>3</sup>
Условная вязкость	100 с
Водоотдача	≤ 15 см <sup>3</sup> / 30 мин.
Содержание песка	≤ 3 % по объёму
рН	8,5–9,5

#### Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг
Бентонит	структурообразователь, водоотдача	8100
Каустическая сода	регулятор рН	50
МЕХ-РАС НV	высоковязкий регулятор водоотдачи	100

### Интервал 2

#### Полимерглинистый буровой раствор:

- долото БИТ 393,7 мм;
- кондуктор D = 324 мм 80–450 м

**Б**урение интервала 80–450 м под обсадную колонну D = 324 мм производится долотом БИТ 393,7 мм. В интервале 80–250 м породы сложены рыхлым песчаником. Из-за этого возможны осыпи и обвалы стенок растепление ММП, поглощение бурового раствора. В связи с этим необходимо использовать полимерглинистый буровой раствор. Целесообразно производить бурение с использованием раствора, сохранённого с предыдущего интервала. Опыт бурения предыдущих скважин показывает, что на этом участке скважины возможно разжижение бурового раствора из-за бурения по мерзлоте.

Поэтому необходимо производить дополнительную обработку бентонитом бурового раствора для увеличения вязкости. Рыхлые слабосцементированные породы, низкая скорость восходящего потока раствора, большой диаметр скважины, вечная мерзлота и высокая степень кавернозности могут создать определённые трудности для очистки ствола от выбуренной породы.

Для предотвращения осложнений необходимо поддерживать плотность 1,16 г / см<sup>3</sup>, условная вязкость 70–100 с. В интервале 250–450 м породы представлены преимущественно глинами (монтмориллонита), в связи с чем может наблюдаться рост вязкости и наработка раствора выбуренной породы. Как следствие этого – сальникообразование. Поэтому необходимо производить обработку полимерглинистого бурового раствора разжижителями или разбавлением свежеприготовленного раствора, поддерживать плотность 1,16 г / см<sup>3</sup> и снижать условную вязкость до 50–70 с.



**Параметры бурового раствора**

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см <sup>3</sup>
Условная вязкость в интервале 80–250 м	70–100 с
Условная вязкость в интервале 250–450 м	50–70 с
Водоотдача	< 15 см <sup>3</sup> / 30 мин.
Содержание песка	< 3 % по объёму
pH	8–9

**Применяемые химические реагенты и материалы**

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
Бентонит	структурообразователь, водоотдача	2700
Каустическая сода	регулятор pH	75
SAPP	разжижитель	125
Sodium Bicarbonate	регулятор pH и жёсткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	225
MEX-CLEAN	противосальниковая добавка	416 л

**Интервал 3**

**Буровой раствор SYNTEX:**

- долото 295,3 US 519 U30;
- промежуточная колонна D = 245 мм 450–1450 м

Бурение интервала 450–1450 м под обсадную колонну D = 245 мм производится долотом 295,3 US 519 U30. В интервале 450–1270 м геологический разрез представлен высокопластичными глинами. В интервале 1270–1450 м породы представлены преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

В этих интервалах возможны осыпи и обвалы стенок скважины, рост коллоидной твердой фазы, реологии, сальникообразование, поглощение бурового раствора. Из этого возникает необходимость использовать буровой раствор SYNTEX. Как показывает опыт бурения предыдущих скважин, раствор на выходе из башмака должен обладать достаточно высокими реологическими характеристиками для обработки карбонатом кальция с целью поддержания плотности раствора не менее 1,14 г / см<sup>3</sup>.

Параметры раствора контролируются путём пополнения рабочего объёма свежеприготовленным объёмом раствора без глины с инкапсулирующими полимерами.

При бурении в интервале 450–1450 м необходимо уделять особое внимание параметрам МВТ и pH. Значительный рост МВТ говорит о недостаточной концентрации инкапсулирующих полимеров в системе. Высокий pH раствора не позволит достичь максимальной эффективности инкапсулятора.

В случае проявления нарушения стабильности ствола (наличие обвального шлама на выходе скважины), необходимо произвести утяжеление бурового раствора до 1,22 г / см<sup>3</sup>.

В интервалах 800–1200 м ограничить скорость проходки и параллельно прокачивать кольматационные пакки по 3–5 м<sup>3</sup>. Для предотвращения дифференциальных прихватов и поглощений, при прохождении высокопроницаемых интервалов необходимо поддерживать в растворе концентрацию карбоната кальция не менее 70 кг / м<sup>3</sup>, а также предусмотреть наличие на буровой в качестве аварийного запаса микрокальматан MEX-AS для проведения разовой обработки бурового раствора.

Для предотвращения сальникообразования необходимо увеличить концентрацию противосальниковой добавки MEX-CLEAN до 5 л / м<sup>3</sup>. При достижении 900 м по стволу нужно произвести промывку скважины, в процессе которой необходимо прокачать высоковязкую очищающую порцию бурового раствора в размере 20 м<sup>3</sup> с удельной вязкостью 100 с. При достижении проектного забоя интервала в процессе промывки также прокачать высоковязкую очищающую порцию бурового раствора в размере 20 м<sup>3</sup> с удельной вязкостью 100 с.

**Параметры бурового раствора**

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см <sup>3</sup>
Условная вязкость в интервале 450–1450 м	40–65 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	15–25 фунт / 100фт <sup>2</sup>
СНС	6–12 / 12–25 фунт / 100 фт <sup>2</sup>
Водоотдача	< 6 см <sup>3</sup> / 30 мин.
МВТ	< 70 кг / м <sup>3</sup>
Содержание песка	< 1 % об.
pH	8,0–8,5
Содержание СаСО <sub>3</sub>	> 70 кг / м <sup>3</sup>
Содержание смазки	≥ 2 %



### Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUMS	структурообразователь	200
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жёсткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	300
MEX-CARB M	утяжелитель, кольматант	12000
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	6300
MEX-CLEAN	противосальниковая добавка	624
MEX-PAC HV	понижитель фильтрации	700
PRAESTOL 2540 H	инкапсулятор, ингибитор	300
MEX-LUBE	смазочная добавка	1248
SAPP	регулятор pH, Ca <sup>2+</sup>	300
MEX-AS	ингибитор (аварийный запас)	800
ГКЖ	гидрофобизатор	624

### Состав кольматационной пачки

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
Буровой раствор	кольматационная пачка	10 м <sup>3</sup>
MEX-CARB M	утяжелитель, кольматант	1000
MEX-CARB C	утяжелитель, кольматант	1000
LOCK VEB F	кольматант	100
LOCK VEB M	кольматант	100

### Интервал 4

#### Ингибированный PRIMOSOL:

- долото 220,7 SKFX613S-A1C;
- эксплуатационная колонна D = 178 мм 1450–3474,5 м

Бурение интервала 1450–3474,5 м под обсадную колонну D = 178 мм производится долотом 220,7 SKFX613S-A1C.

В данном интервале бурения возможны осыпи и обвалы стенок скважины, дифференциальные прихваты, поглощение бурового раствора, поступление в раствор CO<sub>2</sub>. Поэтому в данном интервале целесообразно использовать буровой раствор PRIMOSOL.

Ежедневное обслуживание и доработка раствора заключатся в контроле параметров и пополнении концентрации карбоната кальция и полимеров. Следует до минимума сократить наработку раствора и повышение его плотности путём оптимизации очистки раствора на имеющемся оборудовании.

На данном интервале рекомендуется максимально использовать все элементы оборудования очистки бурового раствора. Это позволит поддерживать плотность рабочего раствора, а, значит, в процессе обработок поддерживать необходимую концентрацию карбоната кальция.

В целях улучшения очистки ствола от выбуренной породы необходимо перед проведением СПО после очередного долбления произвести прокачку вязкоупругих пачек объёмом 5 м<sup>3</sup>, приготовленных на основе существующего раствора с обработкой реагентом MEX-GUM S до получения условной вязкости бурового раствора 100–120 с.

Для предотвращения дифференциальных прихватов, приуроченных к интервалам проницаемых пластов, рекомендуется поддерживать плотность бурового раствора на минимально допустимом уровне, контролировать водоотдачу и толщину фильтрационной корки, своевременно проводить упреждающую кольматацию, поддерживать на минимальном уровне количество выбуренной породы в буровом растворе, использование смазывающих добавок.

### Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,12 г / см <sup>3</sup>
Условная вязкость	40–60 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	20–30 фунт / 100 фт <sup>2</sup>
СНС	10–15 / 15–25 фунт / 100 фт <sup>2</sup>
Водоотдача в интервале 1450–3000 м	< 6 см <sup>3</sup> / 30 мин.
Водоотдача в интервале 3000–3474,5 м	< 5 см <sup>3</sup> / 30 мин.
МБТ	< 40 кг / м <sup>3</sup>
Хлориды (CL)	20000–25000 мл / л
Содержание песка	< 1 % об.
Содержание CaCO <sub>3</sub> VERY FINE в интервале 1450–2860 м	< 70 кг / м <sup>3</sup>
Содержание CaCO <sub>3</sub> VERY FINE в интервале 2860–3475 м	< 70 кг / м <sup>3</sup>
pH	10–11
Содержание смазки	3–6 %



### Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUM S	структурообразователь	1000
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жесткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	300
Хлорид калия	ингибитор глин	15200
Каустическая сода	контроль pH	500
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	21600
MEX-CARB VF	утяжелитель, кольматант	5500
Известь	нейтрализатор CO <sub>2</sub>	660
MEX-PAC HV	понижитель фильтрации	1175
MEX-PAC LV	понижитель фильтрации	2175
MEX-LUBE	смазочная добавка	6032 л

### Интервал 5

#### Биополимерный MAX-FLOW:

- долото 155,6 MDI 413 LKPX;
- хвостовик D = 114 мм 3474,5–4478 м

Бурение интервала 3474,5–4478 м под обсадную колонну D = 114 мм производится долотом 155,6 MDI 413 LKPX. В данном интервале бурения возможны дифференциальные прихваты, нефтегазопроявления. Поэтому в данном интервале целесообразно использовать буровой раствор MAX-FLOW. Для предупреждения осложнений при проводке скважины необходимо поддерживать концентрацию CaCO<sub>3</sub>, каждые 100 м бурения прокачивать кольматационные пачки с CaCO<sub>3</sub> (200–300 кг / м<sup>3</sup>), поддерживать плотность 1,08 г / см<sup>3</sup>. В целях улучшения очистки ствола от выбуренной породы необходимо перед проведением СПО после очередного долбления производить прокачку вязкоупругих пачек объёмом 5 м<sup>3</sup>, приготовленных на основе существующего раствора с обработкой реагентом MEX-GUM S до получения условной вязкости бурового раствора 60–80 с.

### Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,08 г / см <sup>3</sup>
Условная вязкость	40–60 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	27–35 фунт / 100 фт <sup>2</sup>
СНС	10–15 / 15–25 фунт / 100 фт <sup>2</sup>
Водоотдача	< 5 см <sup>3</sup> / 30 мин.
МБТ	< 10 кг / м <sup>3</sup>
Хлориды (Cl)	20000–25000 мл / л
Содержание песка	< 1 % об.
Содержание CaCO <sub>3</sub>	> 90 кг / м <sup>3</sup>
pH	10–11
Содержание смазки	4–6 %

### Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUM S	структурообразователь	900
Хлорид калия	ингибитор глин	10400
Каустическая сода	контроль pH	225
MEX-CIDE	бактерицид	120
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жесткости	125
MEX-CARB VF	утяжелитель, кольматант	16000
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	7200
Известь	нейтрализатор CO <sub>2</sub>	240
Оксид магния	буфер pH	450
MEX-DEFOAM	пеногаситель	81л
MEX-LUBE	смазочная добавка	6864л
MEX-SBT	понижитель фильтрации, модифицированный крахмал	4050



## Описание используемых реагентов

**MEX-GUM S.** Биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки. Природный высоко-разветвлённый полисахарид с высокой молекулярной массой. Обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства. Использование MEX-GUM S позволяет получить промывочную жидкость с минимальной пластической вязкостью с хрупким прочным гелем. Одновременно MEX-GUM S обеспечивает высокие показатели динамической вязкости и ВНСС, снижая зону вторжения раствора и фильтрата в пласт и существенно улучшая удерживающие и выносящие способности раствора. Полностью биоразложим.

**MEX-SBT S.** Модифицированный крахмал специально разработанный для применения в системе MAX-FLOW для контроля водоотдачи и создания уникального реологического профиля. MEX-SBT S эффективно снижает водоотдачу и позволяет улучшить реологический профиль системы, а именно вязкость при низкой скорости сдвига (ВНСС) в сочетании с биополимерами.

**MEX-PAC.** Полианионная целлюлоза применяется для контроля водоотдачи. Марка HV снижает водоотдачу и повышает вязкость бурового раствора, марка LV не влияет на вязкость.

**MEX-CARB.** Карбонат кальция заданного фракционного состава, используется как кольматант для формирования тонкой плотной фильтрационной корки для предотвращения проникновения фильтрата раствора и мелкодисперсного шлама в поровое пространство коллектора.

**MEX-CIDE.** Органический бактерицид. Эффективно подавляет жизнедеятельность аэробных и анаэробных бактерий для предотвращения нежелательной ферментации и биоразложения компонентов буровых растворов в процессе бурения.

**MEX-DEFOAM.** Универсальный жидкий пеногаситель на спиртовой основе для любых типов буровых растворов на водной основе, включая утяжелённые, солевые и соленасыщенные растворы. Имеют низкую температуру загустевания.

**MEX-LUBE.** Легко диспергируемая в пресной или минерализованной воде смазывающая добавка, рекомендуемая для снижения коэффициента трения при бурении протяжённых наклонно-направленных и горизонтальных скважин при значительной репрессии на пласт. Уникальная комбинация свойств позволяет снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов, избежать сальникообразования и зашламования долота.

**MEX-CLEAN.** Противосальниковая добавка – смесь ПАВ гидрофобизаторов. Реагент образует тонкую защитную пленку на поверхности элементов КНБК, препятствуя налипанию буренного шлама и образованию сальников.

**LOCK-VEB.** Смесь органических материалов для ликвидации поглощений. Соотношение фракций и материалов подобрано для обеспечения эффективной кольматации, как трещинных так и терригенных пород.

**MEX-AS.** Реагент стабилизатор применяется для предотвращения гидратации аргиллитов, эффективно блокирует микротрещины породы, препятствуя проникновению фильтрата бурового раствора и снижению прочности породы.

**PRAESTOL 2540 H.** Частично гидролизированный полиаркиламид с высокой молекулярной массой. Полимер работает, как инкапсулятор, препятствуя гидратации выбуренного шлама. Использование полимера позволяет эффективно контролировать реологические свойства бурового раствора при бурении в глинистых породах.

## Характеристика и назначение реагентов понизителя фильтрации

Понизители водоотдачи, образуя вокруг частиц глины вязкие структурированные слои, обладающие довольно высокой упругостью, механической прочностью и гидрофильностью, повышают плотность упаковки дисперсных частиц в фильтрационной корке, а также способствуют увеличению содержания связанной воды.

Понизители водоотдачи в первую очередь обеспечивают создание тонкой, прочной, малопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины. Эффективность действия полимерного реагента, как понизителя водоотдачи обуславливается размером, конфигурацией и гидрофильностью макромолекулы. Чем больше реагент связывает воду, повышает – вязкость дисперсионной среды и удерживается в поровых каналах фильтрационной корки, тем выше его эффективность.

Большинство понизителей фильтрации относится к полимерам с достаточно гидрофильной поверхностью, представляющих собой анионоактивные полиэлектролиты природного (крахмал, смолы), полусинтетического (производные крахмала и КМЦ) и синтетического (акрилаты) происхождения, обладающие в жидком виде псевдопластичными (тиксотропными) свойствами, т.е. при увеличении сдвигаемых напряжений происходит снижение вязкости.

Макромолекулы веществ, состоящие из многочисленных элементарных звеньев (мономеров) одинаковой структуры называются полимерами, а из разнородных звеньев – сополимерами. При этом их атомы связаны прочной химической (ковалентной) связью, а молекулярная масса составляет от 5000 до 1000000 и более.



Крахмал относится к числу естественных полимеров-полисахаридов, и впервые был применён для буровых растворов в 1939 году (США). Крахмал предназначен для снижения фильтрации средне- и высокоминерализованных растворов при наличии любых солей при температуре до 80 °С, рН = 9–13 и добавке до 3,0 %.

Сырьём для производства крахмала являются зерновые культуры (кукуруза, пшеница, рис, рожь) и клубневые культуры (картофель, маниока).

К недостаткам крахмала относится способность его к ферментативному разложению (загниванию) под действием различных микроорганизмов (дрожжевые грибки, плесень, бактерии).

При разложении крахмала выделяются газообразные вещества, что может вызвать вспенивание раствора и понижение рН. Поэтому восстановить параметры такого раствора очень сложно, и он подлежит частичной или полной замене. Модифицированный крахмал.

Для устранения ряда недостатков крахмала выпускается модифицированный химически и термически обработанный крахмал (МК). Он представляет собой порошок, хорошо растворимый в холодной воде, обработанный до 3 % алюмокалиевыми квасцами и кальцинированной соды. Поэтому обработку буровых растворов МК можно производить в виде порошка без предварительной клейстеризации при рН = 7,5–11, температуре до 120 °С и добавке до 2 %. При этом МК более эффективно снижает фильтрацию, позволяет сохранить плотность бурового раствора, способствует меньшему росту вязкости, ферментативно устойчив и снижает затраты времени и средств на обработку.

**Реагенты на основе акриловых полимеров.** *Гипан* – гидролизированный полиакрилонитрил – впервые применён в 1949 году (США), в России в 1961 году для снижения фильтрации пресных, известковых, слабоминерализованных растворов.

При получении гипана выделяется запах аммиака, отсутствие которого предопределяет проверку качества гипана в лабораторных условиях. Гипан представляет собой вязкую тёмно-желтоватую жидкость 8–10 %-ной концентрации с плотностью 1,05–1,07 г / см<sup>3</sup>, рН = 12 и более или порошок желтоватого, кремового или розового цвета с влажностью 10 %, который можно применять в товарном виде или в виде раствора 10 %-ной концентрации. Гипан совместим с другими понизителями фильтрации, при этом эффективность комбинированной обработки значительно выше, чем каждого реагента в отдельности.

Понизители водоотдачи буровых растворов на основе акриловых полимеров более термостойки, чем реагенты, относящиеся к полисахаридам. Понизителями водоотдачи пресных и слабоминерализованных растворов являются ССБ (до 10 %) или КССБ (до 4 %), средне- и высокоминерализованных (по NaCl) – ССБ. При поступлении в раствор, в процессе бурения, двухвалентных солей дополнительно обрабатывают крахмалом. Структурно-механические показатели снижают добавками алюмината натрия отдельно или в сочетании с известковой обработкой (до 1 % гидроокиси кальция), либо введением глиноземистого цемента. При повышенных температурах эффективны добавки окзила или хромпика. Эффект обработки алюминатом натрия снижается при недостаточном количестве ССБ в растворе. Многие понизители водоотдачи вызывают значительное снижение начальной прочности тампонажного камня и, как правило, замедляют ее рост в дальнейшем.

Действие понизителя водоотдачи в первую очередь определяется способностью к обеспечению повышения прочности и плотности (герметичности) фильтрационной корки, образующейся на стенках скважины.

Большинство понизителей водоотдачи, используемых в настоящее время, за исключением метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, полиокса и поливинилового спирта, содержат карбоксилатные группы, которые, взаимодействуя с гидроксидом кальция тампонажного раствора, образуют высоковязкие соли соответствующих полимерных кислот, выпадающие в осадок. В связи с этим добавки гипана, КМЦ к раствору вызывают их сильное загущение и не снижают их водоотдачу. Активность понизителя водоотдачи в первую очередь определяется способностью реагента обеспечить отложение на стенках скважины прочной и плотной фильтрационной корки.

Среди понизителей водоотдачи используют: УЩР – углещелочной реагент, ССБ – сульфит-спиртовую барду и КМЦ – карбоксиметилцеллюлозу. Большинство известных понизителей водоотдачи (независимо от механизма действия на фильтрационные свойства) является замедлителями схватывания тампонажных растворов.

Обработка этими реагентами тампонажных растворов при цементировании холодных скважин значительно удлиняет срок схватывания. Поэтому при разработке стабилизированных тампонажных растворов с пониженной водоотдачей для цементирования холодных скважин необходимо использовать реагенты, не влияющие на скорость схватывания тампонажных растворов.

В качестве понизителя водоотдачи известковых и слабоминерализованных глинистых растворов применяют УЩР. Однако расход его в этом случае может достигать 35 % по объёму. Более эффективным реагентом-понизителем водоотдачи таких глинистых растворов является КССБ, расход которой примерно в 1,5–2,0 раза ниже, чем УЩР. КССБ применяется без добавления каустической соды или с меньшим её количеством, чем ССБ.





Разжижающая способность КССБ низка, поэтому применение ССБ или других разжижителей при этом не исключается. В ряду понизителей водоотдачи одно из первых мест принадлежит гипану, особенно при значительных солёностях раствора.

Однако наиболее целесообразно применять его при высоких забойных температурах, когда снижение водоотдачи минерализованных растворов затруднено. Уже небольшие добавки гипана (порядка 0,5–0,7 %) позволяют удерживать водоотдачу на низком уровне даже после интенсивной термообработки. При ещё больших значениях рН или, наоборот, рН близком к 7, реагент может оказывать даже коагулирующее действие.

При использовании понизителя водоотдачи необходимо выбирать реагенты с максимальной величиной вязкости 1 %-ного раствора. Реагенты-понизители вводятся в тампонажные растворы при цементировании поглощающих пластов.

Из понизителей фильтрации, используемых на Восточно-Таркосалинском месторождении, можно выделить МЕХ-РАС HV, МЕХ-РАС LV и МЕХ-SBT S.

*МЕХ-РАС* – полианионная целлюлоза применяется для контроля водоотдачи. Марка HV снижает водоотдачу и повышает вязкость бурового раствора, марка LV не влияет на вязкость.

*МЕХ-SBT S* – модифицированный крахмал, специально разработанный для применения в системе MAX-FLOW для контроля водоотдачи и создания уникального реологического профиля. МЕХ-SBT S эффективно снижает водоотдачу и позволяет улучшить реологический профиль системы, а именно вязкость при низкой скорости сдвига в сочетании с биополимерами.

### Литература:

1. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
5. Григулецкий В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин. – М. : Недра, 1988. – 227 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
8. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
9. Острягин А.И., Рекин А.С., Кульчицкий В.В. Технология проводки глубоких горизонтальных скважин на Восточно-Таркосалинском месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 3. – С. 2–4.
10. Кравцов С.А. Выбор ингибитора на Восточно-Таркосалинском месторождении // Проблемы и перспективы трансфера высоких технологий: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (17 мая 2018 года, г. Казань). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 47–50.
11. Кустышев А.В., Магомедова М.К., Мальцев А.И. Проблемы вывода из бездействия обводнившихся горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12 (155). – С. 64–67.
12. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
13. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
14. Поварова Л.В., Батыров М.И. Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 215–236.
15. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.
16. Григулецкий В.Г. Комплексный реагент для тампонажного раствора. Патент 2691224. Заявка № 2018110414. Дата подачи заявки: 23.03.2018. Опубликовано: 11.06.2019. Бюл. № 17. Патентообладатель: Григулецкий В.Г.

### References:

1. Bulatov A.I. Drilling and grouts for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – Yug, 2011. – 452 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshops on the discipline «oil and gas well completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : LLC «First Printing House», 2019. – Vol. 1–4.



5. Griguletsky V.G. Optimal control when drilling wells. – M. : Nedra, 1988. – 227 p.
6. Ecological aspects in construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
7. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling flushing liquids: manual. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
8. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Study of the influence of drilling fluid parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
9. Ostryagin A.I., Rekin A.S., Kulchitsky V.V. Technology of drilling deep horizontal wells at the East-Tarkosalinskoye field // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2000. – № 3. – P. 2–4.
10. Kravtsov S.A. Choice of an inhibitor at the East-Tarkosalinskoye field // Problems and prospects of high technology transfer: collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference (May 17, 2018, Kazan). – Ufa : LLC «International Research Agency», 2018. – P. 47–50.
11. Kustyshev A.V., Magomedova M.K., Maltsev A.I. Problems of bringing the watered-out horizontal wells of the East-Tarkosalinskoye field out of service // Oil. Gas. Novation. – 2011. – № 12 (155). – P. 64–67.
12. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of packing formation // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
13. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud to combat differential sticking // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
14. Povarova L.V., Batyrov M.I. Rationale for the choice of drilling mud for the opening of productive formations // Science. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 215–236.
15. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
16. Griguletsky V.G. Complex reagent for a plugging solution. Patent 2691224. Application № 2018110414. Date of filing: 23.03.2018. Published: 11.06.2019. Bulletin № 17. Patent holder: Grigu-letsky V.G.



УДК 622

## К ВОПРОСУ О РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ЖИДКОСТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В КАЧЕСТВЕ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

### TO THE QUESTION OF RHEOLOGICAL MODELS OF FLUIDS, USED AS CLAY DRILLING MUDS IN WELL CONSTRUCTION IN WESTERN SIBERIA

#### Проводников Геннадий Борисович

кандидат технических наук,  
почетный нефтяник объединения «Сургутнефтегаз»,  
ветеран труда ОАО «Сургутнефтегаз» и ХМАО,  
обладатель благодарности Министерства энергетики РФ

#### Дюсюнгалиев Марат Александрович

заместитель директора  
научно-исследовательского института  
по бурению «СургутНИПИнефть»

**Аннотация.** Данная статья знакомит читателей с одной из главных проблем при строительстве скважин – предупреждением осложнений ствола скважин при их бурении. Этой проблемой тесно занимался профессор А.И.Булатов и предложил ряд её успешных решений. В настоящей статье приводится дальнейшее развитие идеологии предупреждения осложнений, в продолжение работ А.И. Булатова и его сподвижников. Большой интерес специалистов в области строительства скважин могут вызвать очень важные аспекты существующих реологических моделей жидкостей, применяемых в качестве буровых растворов. Авторами затронут вопрос возможного соединения реологической модели дилатантного бурового раствора с явлением дилатансии в осложняемой толще глин стенок ствола скважины. Возможный неаддитивный процесс осложнений при бурении скважин, связанный с явлением дилатансии буровых растворов и дилатансии глинистых пород, представляет особый научный интерес для предупреждения осложнений при бурении скважин в Западной Сибири.

**Ключевые слова:** реологические модели жидкостей, дилатантные свойства, СургутНИПИнефть, Сургутнефтегаз, строительство скважин, буровые растворы, горные породы, осложнения, геофизика, Западная Сибирь.

#### Provodnikov Gennady Borisovich

Candidate of Technical Sciences,  
Honorary Oilman of  
the Surgutneftegaz Association,  
Veteran of Labor of Surgutneftegaz  
JSC and the Khanty-Mansiysk  
Autonomous District,  
Commendation of the Ministry of  
Energy of the Russian Federation

#### Dyusyungaliev Marat Alexandrovich

Deputy Director of Scientific and Research  
Institute on drilling «SurgutNIPIneft»

**Annotation.** This article introduces readers to one of the main problems in well construction – prevention of wellbore complications while drilling. This problem was closely studied by Professor A.I. Bulatov and proposed a number of its successful solutions. This article presents the further development of the ideology of complication prevention, in continuation of A.I. Bulatov and his associates' works. Very important aspects of existing rheological models of liquids, used as drilling agents, may arouse a great interest of specialists in the field of well construction. The authors touched upon the issue of possible connection of rheological model of dilatant drilling mud with the phenomenon of dilatancy in the complicating thickness of clay of the wellbore walls. Possible non-additive process of complications during drilling wells associated with the phenomenon of drilling mud dilatancy and clay rock dilatancy is of particular scientific interest for prevention of complications during drilling wells in Western Siberia.

**Keywords:** rheological models of fluids, dilatant properties, SurgutNIPIneft, Surgutneftegaz, well construction, drilling fluids, rocks, complications, geophysics, Western Siberia.

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных скважин в Западной Сибири используют глинистые суспензии, являющиеся дисперсными системами на водной основе плотностью от 1,06 г / см<sup>3</sup> до 1,14–1,18 г / см<sup>3</sup>. Как правило, в процессе бурения в коллоидальных глинах происходит естественная наработка глинистой суспензии и увеличение ее плотности. При этом для регулирования фильтрационных, реологических свойств бурового раствора применяются химические реагенты-стабилизаторы. В процессе строительства скважины буровой раствор должен предотвращать возможные осложнения при бурении, обусловленные геологическими условиями, минимизировать загрязнение нефтенасыщенного пласта компонентами бурового раствора и обеспечивать успешное прохождение эксплуатационной колонны в наклонном или горизонтальном стволе скважины.

Значительную роль в решении данных проблем играют реологические свойства буровых растворов, используемых при строительстве скважин. При этом необходимо понимание и изучение явле-



ния дилатансии в буровых растворах и предотвращение этого явления, как элемента реологических свойств, вызывающего резкое ухудшение устойчивости ствола скважины и, соответственно, сильное обвалообразование, потерю циркуляции бурового раствора, аварии, связанные с прихватами бурильного инструмента и сопровождающиеся перебуриванием скважины вторым стволом.

Как правило, эффективная вязкость дилатантного бурового раствора повышается с увеличением скорости сдвига и это приводит к резким повышениям давления в кольцевом пространстве скважины при бурении и к поглощению бурового раствора в глинистую породу с последующем осложнению ствола скважины.

Реологические свойства буровых растворов оказывают значительное влияние на очистку ствола скважины в призабойной зоне от выбуренной породы и ее вынос на поверхность, на гидродинамическое давление в скважине. Гидродинамическое давление, в свою очередь, определяет возможность возникновения осложнений в процессе строительства скважины: осыпей, обвалообразований, сальникообразований, поглощения бурового раствора, гидроразрыва горных пород, а также загрязнения нефтяного пласта [2, 3, 5, 7].

Таким образом, очевидна важность информации о состоянии реологических характеристик буровых растворов и факторах, влияющих на их положительные и отрицательные показатели этих характеристик.

Исследованиям и описанию реологических свойств буровых растворов посвящено множество научных работ, как в нашей стране, так и за рубежом [4, 8, 9]. Растворы различают как бингамовскую вязкопластичную, ньютоновскую, псевдопластичную и дилатантную жидкости.

Данные буровые растворы описываются следующими реологическими моделями [2, 7, 9,]:

– модель ньютоновской жидкости  $n_1$

$$\tau = \eta \dot{\gamma}; \quad (1)$$

– модель вязкопластичной жидкости (модель Бингама)

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}; \quad (2)$$

– модель псевдопластичной жидкости  $n_2$

$$\tau = K \dot{\gamma}; \quad (3)$$

– модель дилатантной жидкости  $n_3$

$$\tau = K \dot{\gamma}, \quad (4)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига;  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига;  $K$  – показатель консистенции;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига;  $\eta$  – пластическая вязкость;  $n$  – показатель нелинейности, характеризующий степень отклонения реологического поведения жидкости от ньютоновской ( $n_1 = 1$ ,  $n_2 < 1$ ,  $n_3 > 1$ ).

**Ньютоновские жидкости.** Для сравнительной оценки и реологических характеристик используется график зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига под названием график консистенции. Для жидкостей, которые не содержат частиц размером больше молекулы (например, растворы солей, нефть, масло, глицерин, вода), графики консистенции представляют собой прямые линии, проходящие через начало координат. Такие жидкости называются ньютоновскими, так как их поведение подчиняется законам, выведенным Исааком Ньютоном. Вязкость (эффективная или кажущаяся вязкость) ньютоновской жидкости определяется наклоном графика его консистенции (отношение напряжение сдвига к скорости сдвига) согласно формуле реологической модели 1. При этом вязкость ньютоновских жидкостей не зависит от скорости сдвига. Эти жидкости, в основном, растворы солей, нефть, вода, применяются при промывке скважин в процессе их освоения.

**Вязкопластичные бингамовские жидкости.** Течение суспензий, к которым относятся буровые растворы, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняются законам Ньютона. Поэтому их относят к классу под общим названием «неньютоновские жидкости». Зависимость напряжения от скорости сдвига неньютоновских жидкостей (вязкость) определяется их составом. Глинистые буровые растворы со значительной долей твердой и коллоидной фаз, включая химические реагенты-структурообразователи, ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластического течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное напряжение. Поэтому график консистенции бингамовской вязкопластической жидкости описывается двумя параметрами – предельным динамическим напряжением сдвига (ПДНС) и пластической вязкостью (ПВ) согласно формуле реологической модели 2. При этом график показывает, что пластическая вязкость не зависит от скорости сдвига как и для ньютоновской жидкости. Однако за счет крутой прямолинейной зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига пластическая вязкость этой жидкости по сравнению с ньютоновской жидкостью может иметь очень высокие значения.



Отношение напряжения сдвига к скорости сдвига (при любой скорости сдвига), называется эффективной или кажущейся вязкостью. При этом, как правило, эффективная вязкость для определенной вязкопластичной жидкости снижается с увеличением скорости сдвига и поэтому является значимым параметром для гидравлических расчетов только при той скорости, при которой она измерена. Эффективная вязкость определяется, как вязкость ньютоновской жидкости, соответствующая конкретным значениям напряжения и скорости сдвига бингамовской жидкости. Таким образом, эффективная вязкость состоит из двух компонентов: вязкости ньютоновской, и структурной вязкости, которая характеризует сопротивление сдвигу, вызываемое тенденцией содержащихся в бингамовской жидкости твердых частиц образовывать структуру.

В промышленных условиях при бурении часто имеет место использование вязкопластичных бингамовских жидкостей в качестве буровых растворов. Однако, как правило, они характеризуются высоким содержанием глинистой твердой фазы и коллоидной глинистой и органической фазы химических реагентов. В результате такие флокулированные глинистые растворы имеют высокие значения ПДНС, ПВ, статического напряжения сдвига (СНС), условной вязкости (Т), к тому же, резко возрастающие с повышением забойной температуры при углублении скважины.

В таблице 1 приводятся обычно встречающиеся при бурении скважин в Западной Сибири диапазоны данных статистических лабораторных исследований вязкопластических бингамовских жидкостей, применяемых в качестве глинистых буровых растворов, обработанных органическими полимерами (КМЦ, целлюлоза, гипан) или другими подобными реагентами – стабилизаторами и структурообразователями.

**Таблица 1** – Реологические показатели вязкопластичной бингамовской жидкости, применяемой в качестве бурового раствора

Плотность, г / см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	ПДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС (10 с / 10 мин), дПа
1	2	3	4	5
1,18–1,20	60–70	60–80	30–40	30–60 / 60–80

В настоящее время данные буровые растворы в основном применяются в Западной Сибири при бурении в верхних неустойчивых породах, включая «вечную» мерзлоту (только под направление и кондуктор).

**Псевдопластичные жидкости.** Из данных [2] известно, что буровые растворы, которые содержат небольшую долю мельчайших частиц твердой и коллоидной глинистой фазы, обработанные определенными высокомолекулярными полимерами, при высоких скоростях сдвига ведут себя так, как будто обладают динамическим напряжением сдвига, но на самом деле график их консистенции проходит через начало координат. Поведение этих псевдопластичных жидкостей описывается «идеальным степенным законом», который устанавливает его модель (3). Показатель нелинейности « $n$ » можно считать мерой снижения пластической вязкости: чем меньше « $n$ », тем больше снижается пластическая вязкость при определенном значении динамического напряжения сдвига, обеспечивая улучшение очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Фактически идеальный степенной закон описывает три модели течения в зависимости от значения « $n$ »:

- псевдопластичную при  $n < 1$  – эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига;
- ньютоновскую при  $n = 1$  – вязкость остается постоянной при изменении скорости сдвига;
- дилатантную при  $n > 1$  – эффективная вязкость повышается с увеличением скорости сдвига.

Итак, как уже отмечено нами на примере некоторых буровых растворов, псевдопластичные жидкости не имеют предельного динамического напряжения сдвига, графики их консистенции проходят через начало координат. Эти графики нелинейны, но при высоких скоростях сдвига приближаются к прямой. Если значения напряжений, измеренных при высоких скоростях сдвига, экстраполировать до оси ординат, то может показаться, что эти жидкости, как и бингамовские вязкопластичные имеют предельное динамическое напряжение сдвига. Этим и объясняется название «псевдопластичные жидкости».

Псевдопластичные жидкости в качестве буровых растворов в последние два десятка лет нашли широкое применение при бурении глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин. При этом для обработки глинистых растворов применяются синтетические акриловые полимеры (полиакриламид и акрилат натрия) в основном в качестве стабилизаторов и структурообразователей, и водорастворимый полисахарид «ХС-полимер» (ксантановая смола) в качестве усилителя псевдопластических свойств. Этот полимер повышает динамическое напряжение при стабилизации пластической вязкости. Растворы ксантановой смолы демонстрируют исключительную способность к сдвиговому



разжижению. Одно из главных назначений ксантановой смолы в буровых растворах – повышать их вязкость и, соответственно, несущую способность при очень низких скоростях сдвига. В то же время, при повышении скорости сдвига данный реагент способствует резкому разжижению бурового раствора без снижения высокого качества очистки ствола скважины от выбуренной породы. Результаты лабораторных исследований таких глинистых растворов приведены в статье [11].

Ниже, в таблице 2, приводятся основные реологические характеристики псевдопластичных растворов при бурении из-под кондуктора глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

**Таблица 2** – Реологические показатели псевдопластичных жидкостей, применяемых в качестве бурового раствора

Плотность, г / см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	ДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС, дПа (10 с / 10 мин)	n
1	2	3	4	5	6
1,14–1,16	30–45	70–100	11–18	10–20 / 20–40	0,5–0,8

Надо подчеркнуть [6], что главное достоинство псевдопластичных жидкостей, применяемых в качестве буровых растворов – это снижение эффективной вязкости при увеличении скорости сдвига бурового раствора, следовательно, пониженные давления в циркуляционной системе, при этом высокая удерживающая способность шлама в буровом растворе, а значит, качественная очистка ствола скважины от выбуренной породы при промывке в процессе бурения. Показатель нелинейности “n” таких буровых растворов находится в пределах от 0,5 до 0,8, а при отсутствии твердой и коллоидной глинистой фазы может иметь значения от 0,4 до 0,2.

**Дилатантные жидкости.** Приведенная выше модель дилатантной жидкости (4) иногда соответствует глинистому буровому раствору, подвергнутому определенному химическому воздействию применяемых синтетических, полусинтетических и полисахаридных и других химреагентов, в зависимости от их сочетания, соотношения и процентного содержания. Как правило, в отличие от предыдущих моделей, данная модель дилатантной жидкости обладает очень вредным свойством, несовместимым с применяемой технологией строительства скважин в Западной Сибири. Это пагубная реологическая зависимость, когда с увеличением скорости сдвига возрастает напряжение сдвига, которое может начинаться с нуля и резко увеличивается в дальнейшем.

Природа возникновения таких жидкостей при обработке буровых растворов в настоящее время изучена недостаточно. При этом она во многом бывает непонятна инженерам-технологам при строительстве наклонных и горизонтальных скважин и специалистам по буровым растворам. Тем не менее, при встрече с таким явлением и, как следствие, осложнением скважины в процессе дополнительной обработки бурового раствора затрачивается много времени и дополнительный объем химических реагентов, а иногда необходимо бурение второго ствола после установки цементного моста в первом, осложненном стволе скважины.

Ниже, в таблице 3, приводятся основные реологические характеристики дилатантных глинистых буровых растворов в диапазоне фактических замеров их параметров при бурении из-под кондуктора глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

**Таблица 3** – Реологические показатели дилатантных глинистых буровых растворов

Плотность, г / см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	ДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС, дПа (10 с / 10 мин)	n
1	2	3	4	5	6
1,12–1,14	20–25	2–40	40–50 и выше	19 / 23 – 50 / 70	1,6–1,2

Данные приведены на основе результатов лабораторных исследований данных буровых растворов, использованных на многих десятках скважин. При этом, как правило, присутствовало осложнение скважины, связанное с потерей циркуляции и временным прихватом бурильного инструмента, а после отдачи бурового раствора из окружающей породы обратно в скважину происходило освобождение бурильного инструмента. Кроме того, имели место случаи, когда при потере циркуляции на глубине 1800–1900 м (Локосовское месторождение) происходило смятие труб в виде Z. Как правило, при таких осложнениях часть ствола ликвидировали установкой цементного моста и бурили второй ствол.

Сегодня мы располагаем публикуемыми в данной статье результатами исследований явления дилатансии буровых растворов, а также приведенными в статье специалистов-геофизиков ООО «Юганскнефтегеофизика» [10] сведениями о дилатансии в горных породах, возможной в процессе бурения. Однако по мере накопления новой информации о флюидогеодинамических процессах возникает необходимость пересмотреть получившие общее признание научные гипотезы. Развитие пред-





ставлений о дилатансии связано с изменением напряженно-деформированного состояния массива горных пород и их характеристик, обусловленных производственными процессами. В определенных пределах это допустимо, но, выходя за рамки обычного моделирования, необходимо увязывать дилатансионные технологии с особенностями флюидогеодинимических систем, представляющих собой волноводы акустических и электромагнитных полей широкого диапазона осцилляций.

Многие вопросы, встающие перед производством, находят свое разрешение путем анализа [4] данных по осложнениям и авариям, произошедшим на скважинах. Результаты анализа убедительно показывают, что истоки преобразований пластовых систем находятся чаще всего вне зависимости от желобообразования и сальникообразования и имеют природу преобразования плотных прослоев пород, к которым и приурочены осложнения.

Материалы ГИС [10] содержат примеры аномального поведения горных пород при первичном и вторичном вскрытии. В процессе бурения плотные прослои выступают как интервалы сужения ствола скважины и последующей «заклинки» инструмента. При эксплуатации скважин возникают моменты, когда происходит смятие колонн. В процессе бурения скважины № 1437 на Южно-Балыкском месторождении напряженно-деформированный интервал 2433–2437 м после преобразования в результате воздействия проходки скважины стал трещиновато-поровым. В некоторый момент, расширяясь внутрь ствола скважины, он заклинивал инструмент, затем произошел «вылом» его части и образовалась каверна. Амплитуда ПС соответствует проникаемому пласту.

Аналогичное преобразование части пласта отложений Баженовской свиты при бурении наблюдается, как правило, в зоне неколлектора, когда подошва пласта характеризуется дополнительным наложением фильтрационного потенциала по ПС, что связано с активным поглощением бурового раствора. В большинстве случаев после спуска обсадной колонны и цементирования скважины процессы преобразований пластовых систем заканчиваются и не возобновляются, исключая эффект «псевдоколлектора».

В статье [10] приводятся изменения свойств горных пород (дилатансия), т.е. увеличение их объема при увеличении напряжения сдвига возникающего при техногенном воздействии скважинной жидкости. Согласно материалам данной статьи, это явление становится возможным с большой вероятностью при дилатантном буровом растворе, когда могут резко увеличиваться эффективная вязкость промывочной жидкости и давление в скважине. В результате получается синергетический эффект, когда явление дилатансии бурового раствора при его техногенном воздействии накладывается на явление дилатансии горных пород.

Характерной особенностью данной модели бурового раствора, по сравнению с моделями 2 и 3, является очень высокая пластическая вязкость, от 40 сПз и выше, а также низкое соотношение ДНС к ПВ (от 2 / 40 до 40 / 50) – см. таблицу 3. При этом ДНС с повышением скорости сдвига данного бурового раствора может расти до бесконечности, т.е. создать «пробку» и последующему гидроразрыву глинистой толщи. Поэтому специалистам по буровым растворам можно оперативно с большой достоверностью распознать дилатантную жидкость, в которую превратился буровой раствор, и принять меры по соответствующей дополнительной обработке бурового раствора реагентами-стабилизаторами его свойств, чем предупредить осложнение скважины.

В результате это явление и приводит в некоторых случаях к серьезным осложнениям скважины и нередко к необратимым процессам восстановления ствола скважины. Поэтому важной задачей при контроле параметров буровых растворов является вовремя определить по его реологическим параметрам дилатансию. При её наличии следует остановить бурение, разобраться в текущей обработке бурового раствора химреагентами согласно регламенту и принять меры по его дообработке с последующим переводом из дилатантной в псевдопластическую жидкость. При этом в настоящее время не будет стандартного технологического стандартного подхода, который может определиться только на основе накопленного опыта и понимания явлений дилатансии в буровых растворах и в горных породах. Нужны множественные дополнительные научные исследования явления дилатансии как в глинистых буровых растворах, так в горных породах и их взаимодействия.

Таким образом, дальнейшее изучение процессов дилатантного преобразования буровых растворов, приводящего к изменению свойств горных пород, способных к дилатансии (увеличению их объема при сдвиге) при техногенном воздействии, имеет важное практическое значение для предупреждения осложнений при строительстве скважин в Западной Сибири.

### Литература:

1. Булатов А.И., Габузов Г.Г. Гидромеханика углубления и цементирования скважин. – М., 1992. – 368 с.
2. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
3. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Мавлютов М.Р. Гидратная полимеризация и формы проявления ее в горном деле // Горный вестник, 1998. – № 4. – С. 50–57.
4. Дедусенко Г.Я., Иванников В.И., Липкес М.И. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы. – М.: Недра, 1985. – 230 с.



5. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М. : Недра, 1972. – 392 с.
6. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинов Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Нефтегазовое дело, 2004.
7. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986. – 600 с.
8. Огibalо П.М., Мирзажанзаде А.Х. Нестационарное движение вязко-пластичных сред. – М. : Изд-во МГУ, 1970. – 415 с.
9. Краснов К.С. Молекулы и химическая связь. – М. : Высшая шк., 1984. – 295 с.
10. Лотарев В., Зорина М., Филатова З. // ООО «Юганскнефтегеофизика». Дилатансия и аспекты преобразований пластовых систем. Технология ТЭК, август 2007 г.
11. Проводников Г.Б. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 79–83.

#### References:

1. Bulatov A.I., Gabuzov G.G. Hydromechanics of deepening and cementing wells. – M., 1992. – 368 p.
2. Grey J.R., Darley G.S.G. Composition and properties of drilling agents (flushing fluids): transl. from English. – M. : Nedra, 1985. – 509 p.
3. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Mavlyutov M.R. Hydrate polymerization and forms of its manifestation in mining // Mining Bulletin, 1998. – № 4. – С. 50–57.
4. Dedusenko G.Ya., Ivannikov V.I., Lipkes M.I. Drilling Muds with Low Content of Solid Phase. – M. : Nedra, 1985. – 230 p.
5. Kister E.G. Chemical Treatment of Drilling Muds. – M. : Nedra, 1972. – 392 p.
6. Sharafutdinov Z.Z., Sharafutdinov R.Z. Drilling solutions on the water basis and management of their rheologic parameters // Oil and Gas Business, 2004.
7. Makovey N. Drilling Hydraulics. – M. : Nedra, 1986. – 600 p.
8. Ogibalо P.M., Mirzazhanzadeh A.Kh. Unsteady motion of viscoplastic media. – Moscow State University Press, 1970. – 415 p.
9. Krasnov K.S. Molecules and Chemical Bonding. – M. : Higher School, 1984. – 295 p.
10. Lotarev V., Zorina M., Filatova Z. // Yuganskneftegeofizika Ltd. Dilatancy and aspects of reservoir systems transformations. Technology of Fuel and Energy Complex, August 2007.
11. Provodnikov G.B. Perfection of the drilling mud compounding for the well construction conditions in the oil-fields of Surgutneftegas // Oil economy. – 2002. – № 8. – P. 79–83.



УДК 622.24

## ВЫЗОВ ПРИТОКА И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН КОЛОННОЙ ГИБКИХ ТРУБ (КОЛТЮБИНГОМ)

### CALL OF INFLOW AND DEVELOPMENT OF WELLS BY A COLUMN OF FLEXIBLE PIPES (COILED TUBING)

**Рыбальченко Юрий Михайлович**

доцент, кандидат технических наук,  
Южно-Российский государственный  
политехнический университет имени М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Беляев Кирилл Вячеславович**

студент-бакалавр,  
Южно-Российский государственный  
политехнический университет имени М.И. Платова  
arted-1@yandex.ru

**Рыбалко Денис Сергеевич**

студент-бакалавр,  
Южно-Российский государственный  
политехнический университет имени М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматривается метод освоения скважин азотом с применения колтюбинга, его технологические параметры и оборудование. Объясняется технологическая и экономическая эффективности. Рассмотрены преимущества использования колтюбинга, а также один из методов по интенсификации притока в скважине – соляно-кислотная обработка пласта (СКО).

**Ключевые слова:** колтюбинг, освоение азотом, ГРП, СКО, интенсификация притока, депрессия, технологические параметры.

**Rybalchenko Yuri Mikhailovich**

Associate Professor,  
Candidate of Technical Sciences,  
South Russian State Polytechnic University  
named after M.I. Platov  
13050465@mail.ru

**Belyaev Kirill Vyacheslavovich**

Bachelor Student,  
South Russian State Polytechnic University  
named after M.I. Platov  
arted-1@yandex.ru

**Rybalko Denis Sergeevich**

Bachelor Student,  
South Russian State Polytechnic University  
named after M.I. Platov  
13050465@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the method of developing wells with nitrogen using coiled tubing, its technological parameters and equipment. Technological and economic efficiency is explained. The advantages of using coiled tubing are considered, as well as one of the methods for intensifying the inflow in the well – hydrochloric acid treatment of the formation (SKO).

**Keywords:** coiled tubing, nitrogen development, hydraulic fracturing, SKO, inflow intensification, depression, technological parameters.

Целью внедрения колтюбинговых технологий является снижение себестоимости добываемой нефти и полная доработка всех существующих месторождений, поскольку переход к новым, даже самым заманчивым технологиям, требует миллиарды долларов. В настоящее время интенсификация добычи углеводородного сырья из уже работающих, истощенных месторождений становится всё более актуальной, так как открытие новых месторождений происходит не часто. В данной ситуации возникает вопрос в необходимости разработки новых методов эксплуатации и освоения скважин.

Существование различных способов освоения нефтяных и газовых скважин обусловлено тем, что в современной нефтяной и газовой промышленности существует огромное разнообразие технико-геологических условий, для которых не существует однозначного экономического и технологического оптимума. Одним из таких методов является освоение скважин азотом с применением колтюбинга. Тем не менее, данная технология не имеет конкурентов в плане минимизации негативных влияний на пласт и имеет преимущество перед другими технологическими подходами при освоении скважин на месторождениях с низкими пластовыми давлениями. А в некоторых случаях, например при освоении после ГРП, колтюбинг является единственным наиболее приемлемым технологическим решением при освоении еще и с точки зрения последующей эксплуатации скважины электроцентробежными насосами [2].

Преимуществами колтюбинга являются:

- обеспечение возможности доставки приборов в любую точку горизонтальной скважины;
- высокая надежность линии связи со спускаемыми приборами;
- отсутствие необходимости глушения скважины и, как одно из следствий – не ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта;
- уменьшается период подготовительных и заключительных операций при разворачивании и свертывании агрегата;
- исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;



- исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;
- обеспечивается возможность бурения с использованием в качестве бурового раствора нефти или продуктов ее переработки (это позволяет осуществлять вскрытие продуктивного пласта оптимальным образом и совмещать процесс бурения с отбором пластовой жидкости);
- становится возможным выполнять разрушение пород в условиях депрессии;
- обеспечивается эффективное бурение горизонтальных участков скважин;
- становится возможным применение устройств, информирующие бурильщика о режимах бурения и оперативное управление процессом проводки скважины. Реализуется «эффект присутствия» оператора на забое [3].

В частности, колтюбинг применяется при ремонте скважин после ГРП. Преимущественное использование колтюбинга после ГРП обусловлено экономически и технологически, так как колтюбинг позволяет очищать и осваивать скважину за одну скважинную операцию, что позволяет снизить негативное влияние на пласт, поскольку колтюбинг может работать на «живой» скважине и СПО занимают меньше времени. Такой подход особенно важен при освоении пластов после проведения работ по стимуляции притока – соляно-кислотных обработок (СКО) и ГРП.

Одним из видов стимуляции притока, которому также очень часто сопутствует азотное освоение колтюбингом, является СКО. Преимуществом этого способа является, что технология колтюбинга позволяет проводить СКО и освоение за одну скважинную операцию без глушения, обеспечивая минимальный вред, наносимый продуктивному пласту. Колтюбинг также позволяет проводить СКО максимально эффективно за счет того, что непрерывная труба может двигаться в процессе проведения операции, обрабатывая пласты большой мощности и обеспечивая высокую эффективность, так как гидромониторная насадка колтюбинга, через которую выходит реагент, обрабатывает пласт по всей его мощности [1].

Центральным звеном всей системы при азотном освоении является азотная компрессорная установка (газификатор). Они бывают двух типов – установки, преобразующие жидкий азот в газ при помощи тепла, и установки – мини-заводы, получающие азот из воздуха.

Важным элементом освоения скважин с помощью колтюбинга являются технологические параметры и средства их контроля. От них зависят насколько эффективно будет проведена данная операция, а также риски для персонала, скважины и оборудования. Стандартный набор для освоения азотом с помощью колтюбинга состоит из следующего оборудования: колтюбинговая установка, газификатор, криогенные емкости с жидким азотом, обратная емкость для приема флюида, насосный аппарат (в случае освоения газированной жидкостью или пеной), нагнетательные линии от азотной и насосной установок к колтюбингу и обратную линию от устья к обратной емкости.

На рисунке 1 линии низкого давления показаны зеленым цветом, а линии высокого давления – красным. От колтюбинга 1 к скважине, оборудованной инжектором и ПВО 8, черным показана труба колтюбинга.

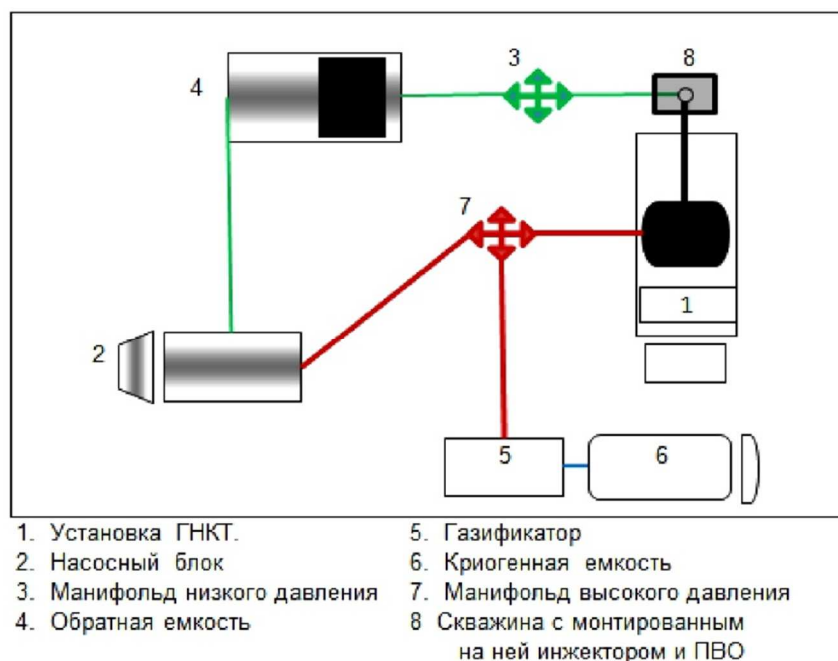


Рисунок 1 – Пример схемы оборудования при проведении азотного освоения колтюбингом



Схема заключается в следующем: жидкий азот из криогенной емкости 6 поступает в газификатор 5, там он под воздействием тепла переходит в газ. С заданным расходом и под необходимым давлением по линии высокого давления поступает в манифольд 7. Далее азот поступает в трубу колтюбинга через вертлюг. Труба колтюбинга спускается на заданную глубину с помощью инжектора 8. Поступая в ствол скважины, азот газифицирует флюид, тем самым облегчая и вытесняя его. Флюид выходит на поверхность под действием депрессии. Поток из скважины можно регулировать штуцерами на манифольде низкого давления 3. Далее флюид отправляется в технологические емкости, либо идет в линию транспортировки продукции скважины.

Основные технологические параметры азотного освоения с помощью колтюбинга [4]:

- темп закачки азота;
- оценка потребного количества азота на месте проведения операции;
- оценка минимального расхода азота, при котором будет получен стабильный приток;
- глубина спуска ГНКТ для закачки азота;
- свойства закачиваемого рабочего агента;
- движение колтюбинга во время проведения операции;
- забойное давление.

Одним из важнейших технологических факторов при работе колтюбингом является – депрессия. При освоении к ней предъявляются серьезные требования. Депрессия оказывает огромное влияние на последующую эксплуатацию скважины. Так, при проведении освоения после ГРП, за счет создания необходимой депрессии незакрепленные частицы, оставшиеся в скважине, выносятся и дальнейшая эксплуатация скважины проводится без осложнений, связанных с высоким коэффициентом выноса частиц. При этом значение депрессии не должно быть большим, так как после проведения операций по увеличению притока, таких как ГРП или СКО, пласт изменяет свои характеристики и из-за создания большой депрессии может быть подвергнут разрушению. В то же время стоит учитывать, что создание не достаточной депрессии может привести к тому, что из пласта будет выкачан не весь флюид, и скважина останется недосвоенной, и как следствие уменьшается коэффициент продуктивности скважины и снижается дебит.

С учетом проведенного анализа материала, изложенного в технической литературе, а также обобщения промысловых работ по вопросу применения колтюбинга, можно сделать следующие выводы:

- Использование гибкой безмуфтовой непрерывной трубы вместо традиционной колонны составных бурильных труб имеет ряд экономических и технологических преимуществ.
- На сегодняшний день колтюбинг является одной из наиболее современных технологий для доразработки зрелых месторождений, вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ), а также реконструкции и восстановления старого фонда скважин.
- Освоение скважин азотом с помощью колтюбинга – метод, который является технологически и экономически эффективным, оказывает минимальное негативное воздействие на пласт, что приводит к высокой продуктивности скважин.
- Освоение азотом с помощью колтюбинга экономически выгодно и требует меньшего времени для выполнения всех необходимых операций после ГРП и СКО. Эффективным является применение колтюбинга в пластах с низким пластовым давлением.

### Литература:

1. Водорезов Д.Д. Разработка и исследование методов проектирования и контроля процесса освоения скважин с применением азота. – Тюмень, 2015.
2. Анализ эффективности технологии очистки освоения скважин с помощью колтюбинга в условиях месторождений Западной Сибири / А. Рудник [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2005, Осень.
3. Третьяк А.Я., Сердюк Н.И., Кравченко А.Е. Технология применения колтюбинга: учебное пособие // Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ). – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2011 – 368 с.
4. Pinpointing Water Entries in Dead Horizontal Wells / Nawawi A. Ahmad [et al.] // Saudi Aramco Journal of Technology. – 2012, Spring.
5. Савич И., Телков В.П., Ламбин Д.Н. Комплексный подход к оптимизации процесса освоения скважин нагнетанием азота с помощью колтюбинговой установки // НТЖ: «Нефтепромысловое дело». – 2019. – № 2.

### References:

1. Vodorezov D.D. Development and study of methods for designing and controlling the process of well development using nitrogen. – Tyumen, 2015.
2. Analysis of efficiency of well development cleaning technology with coiled tubing in conditions of West siberian fields / A. Rudnik [et al.] // Neftegazovoye obozreniye. – 2005, Autumn.
3. Tretiak A.Y., Serdyuk N.I., Kravchenko A.E. Coiled Tubing Application Technology: manual / South Russian State Polytechnic University. – Novocherkassk : NRHPU (NPI), 2011 – 368 p.
4. Pinpointing Water Entries in Dead Horizontal Wells / Nawawi A. Ahmad [et al.] // Saudi Aramco Journal of Technology. – 2012, Spring.
5. Savich I., Telkov V.P., Lambin D.N. Complex approach to optimization of well development by nitrogen injection using coiled tubing unit // NTJ: Oilfield Business. – 2019. – № 2.



УДК 622.24

## ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ПОТЕРЬ ОТ НЕСТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ ВИНТОВОГО МОТОРА В СОСТАВЕ МОТОРИЗОВАННОЙ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ

### ESTIMATION OF POSSIBLE LOSSES FROM UNSTABLE OPERATION OF A SCREW MOTOR IN A MOTORIZED ROTARY STEERABLE SYSTEM

**Симонянц Сергей Липаритович**

доктор технических наук, профессор  
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
ssturbo@mail.ru

**Гуринович Алёна Владимировна**

аспирант  
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
for\_alena@yahoo.com

**Аннотация.** В статье рассматриваются технологические риски при бурении скважин, связанные с применением моторизованной роторной управляемой системы с интегрированным в компоновку винтовым забойным двигателем. Основным источником опасности возникновения аварийного инцидента выступает ВЗД, как наименее динамически устойчивый механизм в составе КНБК. Описываются источники опасностей, варианты неблагоприятных событий и их последствия. Основное внимание уделено оценке возможных потерь и стоимости восстановления работоспособности буровой системы. Для расчетов используются статистические данные.

**Ключевые слова:** моторизованное роторное бурение, роторная управляемая система, винтовой забойный двигатель, технологический риск.

**Simonyants Sergey Liparitovich**

Doctor of Technical Science,  
Professor of Drilling Oil and  
Gas Wells Department,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
ssturbo@mail.ru

**Gurinovich Alena Vladimirovna**

Postgraduate Student,  
Drilling Oil and Gas Wells Department,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
for\_alena@yahoo.com

**Annotation.** The article deals with the technological risks associated with the use of a motorized rotary controlled system with a screw downhole motor integrated into the layout. The main source of the risk of an emergency incident is the downhole motor as the least dynamically stable mechanism in the drilling column layout. The sources of hazards, variants of adverse events and their consequences are described. The main attention is paid to the assessment of possible losses and the cost of restoring the working capacity of the drilling system. Statistical data is used for calculations.

**Keywords:** motorized rotary drilling, rotary steerable system, screw downhole motor, technological risk.

Применение моторизованной роторной управляемой системы (РУС) с интегрированным в компоновку винтовым забойным двигателем (ВЗД) позволяет существенно повысить частоту вращения долота и за счет этого значительно увеличить механическую скорость проходки. Однако, наличие такого динамически неустойчивого механизма, как ВЗД, уступающего по надежности другим элементам компоновки низа буровой колонны (КНБК), увеличивает риск возникновения аварийного инцидента во время бурения [1, 2]. В связи с этим, представляет интерес проведение анализа технологического риска применения моторизованной РУС при бурении скважины. В настоящей работе основное внимание уделено оценке возможных потерь от нестабильной работы ВЗД в составе моторизованной РУС.

Анализ риска позволяет определить вероятность и неблагоприятные последствия работы буровой технологической системы [3, 4]. Основные этапы такого анализа включают:

- Определение области применения (описание проблемы).
- Идентификация опасности (что может выйти из строя).
- Анализ частот (с какой вероятностью это может произойти).
- Анализ последствий (каковы неблагоприятные последствия).
- Оценка возможных потерь (расчет риска).

#### Определение области применения

Система моторизованного роторного бурения представляет собой компоновку низа буровой колонны, состоящую из бурового долота, РУС, ВЗД, телеметрической измерительной системы MWD, утяжелённых и бурильных труб [1]. Винтовой забойный двигатель является гидромотором ограничен-





ной мощности и в этом смысле может считаться «слабым звеном» КНБК. При увеличении крутящего момента частота вращения ВЗД незначительно снижается, затем наступает зона неустойчивой работы, часто сопровождаемая усиленными вибрациями, и забойный двигатель резко останавливается. Крутящий момент увеличивается пропорционально росту момента сопротивления на долоте при повышении осевой нагрузки, переходе на бурение более моментоемких горных пород или из-за износа долота. Негативное влияние на работу ВЗД оказывают и низкочастотные колебания бурильной колонны. Указанные факторы приводят к тому, что зона устойчивой работы винтового забойного двигателя при бурении скважины ограничивается величиной крутящего момента на режиме максимальной мощности. При чрезмерном увеличении осевой нагрузки, вхождении долота в пропласток более моментоемких пород или при заклинке долота от разных причин возможна внезапная остановка ВЗД. При этом резко возрастает дифференциальный перепад давления на винтовом двигателе.

Резкие остановки (отказы) винтового двигателя могут иметь весьма отрицательные последствия, т.к. это вызывает значительный рост давления в бурильных трубах и на выходе бурового насоса. Чтобы снизить эти отрицательные последствия, над винтовым двигателем обязательно устанавливается специальный переливной клапан, стравливающий часть промывочной жидкости в затрубное пространство. Кроме того, когда буровой раствор под большим перепадом давления протекает через зазоры в рабочем органе ВЗД, это может вызывать его интенсивный износ.

Незапланированная внезапная остановка (отказ) ВЗД, сопровождающаяся резким повышением давления в бурильных трубах, может привести к превышению допустимого значения на буровом насосе. Чтобы этого не произошло, необходимо немедленно выключить насос и приподнять бурильный инструмент от забоя. Если при этом не произошла поломка насоса, долота или ВЗД, то после нового включения насоса производится перезапуск ВЗД, приработка забоя и выход на рабочий режим. Вся процедура может занять время от 5 до 20 мин.

Остановка процесса бурения и циркуляции бурового раствора с оставлением бурильной колонны (БК) в неподвижном состоянии на срок более 3 мин. может привести к прихвату бурильного инструмента, одному из наиболее тяжелых видов аварий в бурении скважин.

Поломки или отвороты отдельных частей винтового забойного двигателя при его работе в скважине также являются нередкими аварийными инцидентами. Поломка выходного вала ВЗД может произойти из-за высоких знакопеременных динамических напряжений, возникающих при несбалансированном вращении длинной подвески, состоящей из РУС и долота. В результате отломанный конец вала, РУС и долото могут остаться на забое, что потребует проведения дорогостоящих противоаварийных ловильных работ с риском потери оборудования и части ствола скважины.

### **Идентификация опасности**

Перечень нежелательных событий, которые могут произойти при работе винтового забойного двигателя в скважине [2]:

- Незапланированная внезапная остановка ВЗД.
- Поломка элемента ВЗД.
- Отворот части ВЗД.

### **Анализ частот**

Анализ частот используется для оценки вероятности каждого нежелательного события, определённого на стадии идентификации опасности. Для оценки частот происходящих событий обычно применяются следующие подходы [4]:

- использование имеющихся статистических данных (предыстория);
- получение частот происходящих событий на основе аналитических или имитационных методов;
- использование мнений экспертов.

### **Анализ последствий**

Анализ последствий [4] должен:

- основываться на выбранных нежелательных событиях;
- описывать любые последствия, являющиеся результатом нежелательных событий;
- учитывать существующие меры, направленные на смягчение последствий, наряду со всеми соответствующими условиями, оказывающими влияние на последствия;
- устанавливать критерии, используемые для полной идентификации последствий;
- рассматривать и учитывать, как немедленные последствия, так и те, которые могут проявиться по прошествии определенного периода времени, если это не противоречит сфере распространения исследований;
- рассматривать и учитывать вторичные последствия, распространяющиеся на смежное оборудование и системы.



Последствия нежелательных событий могут проявляться в потерях производительного времени бурения интервала скважины, которое имеет свою стоимость:

$$Z_r = T_{вст} (R + R_{рус} + R_{взд}), \tag{1}$$

где  $Z_r$  – стоимость потерянного времени, руб;  $T_{вст}$  – общее время восстановления работоспособности системы, ч;  $R$  – стоимость часа работы буровой установки (БУ), руб / ч;  $R_{рус}$  – стоимость часа работы РУС, руб / ч;  $R_{взд}$  – стоимость часа работы ВЗД, руб / ч.

Кроме того, могут быть и другие затраты в зависимости от способа восстановления работоспособности системы. Простой перезапуск ВЗД не потребует дополнительных вложений, однако извлечение из скважины и замена забойного двигателя на новый могут быть оценены как лишняя спуско-подъёмная операция и незапланированный ремонт ВЗД, что же касается затрат на ликвидацию такой серьёзной аварии, как прихват бурильного инструмента, то её стоимость сложно предсказать.

### Оценка потерь

Выполним оценку возможных потерь от нестабильной работы ВЗД в составе моторизованной РУС на примере бурения идентичных интервалов. Для расчетов были использованы статистические данные по бурению скважин на одном из нефтяных месторождений. Согласно этим данным, общее число случаев применения ВЗД с РУС составило 39, а общее время механического бурения 1869 ч. В таблице 1 приведены исходные данные и результаты расчёта стоимости восстановления работоспособности буровой системы моторизованного роторного бурения, состоящей из РУС и ВЗД, которая приводится во вращение верхним силовым приводом буровой установки. Частота нежелательных событий рассчитывалась как отношение числа таких событий к общему числу случаев применения ВЗД с РУС. Стоимости часа работы БУ, РУС и ВЗД были определены из суточных ставок аренды указанного оборудования.

**Таблица 1** – Расчет стоимости восстановления работоспособности буровой системы

Нежелательное событие	Число событий	Частота событий	Способ восстановления	Среднее время восстановления, ч	Общее время восстановления, ч	Стоимость времени восстановления, р.	Стоимость доп. операций, р.	Стоимость восстановления, р.
Остановка	48	1,231	Перезапуск	0,3	14,4	1 461 600	–	1 461 600
Прихват	1	0,026	Ликвидация прихвата	57	57	5 785 500	1 200 000	6 985 500
Поломка	1	0,026	Извлечение и замена ВЗД	24	24	2 436 000	300 000	2 736 000
Отворот	1	0,026	Извлечение и замена ВЗД	24	24	2 436 000	300 000	2 736 000
Всего						12 119 100	1 800 000	13 919 100

Примечания:

Суточная ставка работы БУ = 1 171 200 р./сут  
 Суточная ставка работы РУС = 1 056 000 р./сут  
 Суточная ставка работы ВЗД = 208 800 р./сут.

Анализ показал, что за время мехбурения выбранных интервалов скважин наблюдались нежелательные события, приведшие к нарушениям работоспособности буровой системы и потере производительного времени, в т.ч. остановки ВЗД, потребовавшие его перезапуска, поломки и отвороты, потребовавшие извлечения забойного двигателя из скважины и его замены, а также один прихват бурильного инструмента, потребовавший проведения противоаварийных работ. Кроме времени, затраченного на восстановление работоспособности буровой системы, имели место и финансовые затраты, связанные с проведением дополнительных операций: заменой и ремонтом ВЗД и ликвидацией прихвата. Все указанные потери были учтены при выполнении расчетов. В результате получено, что стоимость восстановления работоспособности системы составила 13 919 100 руб. По сравнению со стоимостью бурения указанного объёма, равной 189 703 500 руб., это составляет 7,3 %. Если исключить из расчета прихват БК, который можно рассматривать как весьма случайное событие, то стоимость восстановления снижается до 6 933 600 руб., или 3,6 %.



Стоимость восстановления работоспособности буровой системы можно рассматривать как возможный ущерб при оценке технологического риска. Её величину также можно учитывать при расчёте проектной стоимости строительства скважины на аналогичном месторождении с использованием моторизованной роторной системы.

#### Литература:

1. Симонянц С.Л., Аль Тии М. Применение моторизованного роторного бурения для увеличения скорости углубления скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2020. – № 8. – С. 26–29.
2. Симонянц С.Л., Гуринович А.В. Влияние стабильности работы забойного двигателя на показатели бурения // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 3. – С. 45–48.
3. ГОСТ Р 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем.
4. Балаба В.И. Безопасность технологических процессов бурения скважин: учебное пособие. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2007. – 296 с.

#### References:

1. Simonyants S.L., Al Tii M. Application of motorized rotary drilling to increase the rate of well deepening // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. – 2020. – № 8. – P. 26–29.
2. Simonyants S.L., Gurinovich A.V. Influence of downhole motor stability on drilling performance // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2020. – № 3. – P. 45–48.
3. GOST R 51901.1-2002 Risk Management. Risk analysis of technological systems.
4. Balaba V.I. Safety of technological processes of well drilling: textbook. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – 2007. – 296 p.



УДК 622.24

**МАРКЕТИНГОВАЯ СТРАТЕГИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ****MARKETING STRATEGY OF THE OIL AND GAS INDUSTRY****Татаркина Лидия Александровна**

кандидат экономических наук, доцент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Корохова Елена Вячеславовна**

кандидат технических наук, доцент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
alen\_ko@mail.ru

**Карельская Екатерина Витальевна**

ассистент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Аннотация.** Дано описание маркетинговой стратегии нефтегазовой отрасли. Приведены графики добычи и стоимости нефти и газа. Показана роль нефтегазовой отрасли в экономику страны.

**Ключевые слова:** маркетинговая стратегия, добыча углеводородного сырья.

**Tatarkina Lydia Aleksandrovna**

Candidate of Economic Sciences,  
Associate Professor,  
South Russian State Polytechnic University  
(Novocherkassk Polytechnic Institute)  
named after M.I. Platov  
13050465@mail.ru

**Korokhova Elena Vyacheslavovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
South-Russian State Polytechnic University  
Novocherkassk Polytechnic Institute)  
named after M.I. Platov  
alen\_ko@mail.ru

**Karelskaya Ekaterina Vitalievna**

Assistant,  
South-Russian State Polytechnic University  
(Novocherkassk Polytechnic Institute)  
named after M.I. Platov  
13050465@mail.ru

**Annotation.** The article describes the marketing strategy of the oil and gas industry. The graphs of oil and gas production and cost are given. The role of the oil and gas industry in the country's economy is shown.

**Keywords:** marketing strategy, production of hydrocarbon raw materials.

По оптимистичным прогнозам предполагается, что в 2021 году достичь равенства спроса и предложения в нефтегазовой отрасли скорее всего не удастся. Снижение цен и избыток предложения способствуют снижению экономических показателей нефтяных и газовых компаний. Время «золотого дождя», когда баррель нефти стоил 120 долларов, прошло, стоимость сегодня составляет от 40 до 60 долларов.

Форум стран экспортеров газа (ФСЭГ, GECF) в прогнозах цен на нефть до 2050 г. отмечает незначительные колебания около отметки 60 долларов за баррель марки Brent. В этот же период возможен незначительный рост стоимости природного газа от 8 до 10 долл. за MMBtu. При этом существенного роста спроса на нефть не прогнозируется (около 1 % в год). Аналитики ОПЕК и Glenloch Energy дают аналогичные оценки в перспективе до 2035 г. [2].

В соответствии с энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ № 1523-Р от 9 июня 2020 г. развитие внутреннего рынка высокотехнологичных сервисных и инжиниринговых услуг названо одной из ключевых задач развития нефтяной промышленности [3].

В прогнозах ведущих международных агентств, нефтегазовых и консалтинговых компаний и экспертов ПАО «НК «Роснефть» отмечается, что структура мирового энергопотребления в перспективе до 2040 г. существенно не изменится: основными источниками энергии останутся углеводороды, наибольшую долю по-прежнему будет занимать нефть, хотя ее доля и доля угля несколько снизится за счет роста доли природного газа, увеличения доли атомной и гидроэнергетики и возобновляемых источников [3].

Роль основных энергоносителей принадлежит нефти и газу. Нефть и газ – это уникальные полезные ископаемые. Продукты их переработки применяют практически во всех отраслях промышленности. Нефть и газ определяют не только экономику и технический потенциал, но часто и политику государства. Так, например, согласно исследованию американского Института управления природными ресурсами (Natural Resource Governance Institute – NRGi) существует противоречие между интересами национальных нефтедобывающих компаний и ограничениями на выбросы парниковых газов, накладываемыми Парижскими климатическими соглашениями. Международные нефтяные компании принимают активное участие в борьбе с проблемами изменения климата, сокращая объемы добычи. В то же время национальные компании, используя экономическую поддержку государств, заполняют освобождающиеся рыночные ниши и активно инвестируют в развитие разработок нефти и



газа, что, в свою очередь, увеличивает объемы выбросов и противоречит климатическим целям. Согласно расчетам обеспечить окупаемость инвестиций общим объемом около 414 млрд долларов в развитие отрасли в ближайшие 10 лет возможно при долгосрочной стоимости не менее 40 долларов за баррель, а для достижения планируемых показателей эффективности необходима стоимость от 50 до 70 долларов за баррель, которая приведет к росту объемов добычи. Государства стоят перед сложной задачей выбора поддержки сокращения выбросов и «провала» проектов развития отрасли или отказа от Парижских соглашений в пользу интересов национальных нефтедобывающих компаний и прогнозируемых экономических кризисов [1]. Нефтегазовые доходы являются основной составляющей частью валового внутреннего продукта. Поэтому интенсивное развитие нефтегазовой отрасли поможет России значительно поднять свой экономический уровень и выйти в лидеры на международной арене. Эффективные маркетинговые исследования позволят предприятиям нефтегазодобывающей отрасли оперативно реагировать на вызовы мировой экономики.

С учетом вышесказанного, нефтегазодобывающие и нефтегазо-перерабатывающие компании должны пересмотреть существующую маркетинговую стратегию для того, чтобы успешно выйти из создавшейся ситуации.

Главными компонентами маркетинговой стратегии являются:

- системный подход к разработке и реализации стратегии с учетом текущей рыночной ситуации, результатов мониторинга и прогнозирования изменений во внешней макро- и микросреде, оценки рисков и необходимости адаптации;
- внедрение инновационных предложений в основной производственный цикл, включая повышение эффективности эксплуатации существующих и новых скважин на основе внедрения новых технологий добычи и методов управления;
- налаживание связей с растущим среднеазиатским сектором рынка;
- инвестирование средств в перспективные научно обоснованные проекты, которые в скором времени принесут компании прибыль или другие выгоды;
- внедрение проектов с экологической направленностью, которые позволят сократить выбросы вредных веществ;
- вертикальная диверсификация деятельности, предполагающая развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств и повышение эффективности использования сырья;
- горизонтальная диверсификация, предполагающая расширение продуктового портфеля в соответствии с рыночными трендами (экологичное топливо, новые марки продукции и т.п.);
- внедрение современных методов управления: мониторинга и управления рисками, управления портфелями проектов, менеджмента качества и др., обеспечивающих эффективную реализацию стратегии развития в условиях неопределенности;
- информатизацию и автоматизацию процессов, внедрение интеллектуальных методов анализа, математического и имитационного моделирования, многокритериальной оптимизации и поддержки принятия решений на всех уровнях управления.

Для эффективного выбора стратегии развития нефтегазовым компаниям необходимо проводить анализ существующих рыночных, производственных и стратегических тенденций данной отрасли. Выявление таких тенденций позволит нефтегазовым компаниям прогнозировать развитие на перспективу. За 2020 год прибыль получила только одна компания ПАО «Роснефть», остальные компании сработали или на ноль, или в убыток.

В настоящее время сделать достаточно точный прогноз по стоимости одного барреля нефти, в условиях множества факторов неопределенности, на ближайшую перспективу довольно сложно.

В существующих реалиях сегодняшнего дня нефтегазовые компании работают в непредсказуемо турбулентной окружающей среде, вынуждены разрабатывать свое направление развития, в зависимости от всех воздействующих факторов. Маркетинговые исследования позволяют определить следующие особенности стратегий нефтегазовых компаний: основная, базовая стратегия формирует стратегический план развития; финансовая стратегия разрабатывается и реализуется с учетом классификации сфер стратегического развития предприятия и может осуществляться как в комплексе по всем направлениям и сегментам, так и по отдельным направлениям, в зависимости от поставленных перед предприятием стратегических целей.

Развитие нефтегазовой отрасли сопряжено с влиянием большого количества непредсказуемых факторов. Причем трудно предугадать возникновение того или иного фактора, а прогнозировать его силу вообще невозможно. Это, прежде всего, наложение санкций на государственные предприятия и компании под различными предлогами, решение ОПЕК по объемам добычи, курс рубля к доллару, цена нефти на мировом рынке, влияние «COVID-19» на объемы потребления нефтепродуктов и другие. С учетом этого нефтегазовая отрасль обладает высокой волатильностью вследствие неопределенности окружающей среды и высокой степени зависимости от большого числа экономических составляющих.

Руководителям нефтегазовых компаний очень сложно выстроить стратегию своего бизнеса.

Анализ графиков добычи нефти и газа (рис. 1), а также графиков стоимости нефти марки Brent, марки Urals и газа (рис. 2) показывает отсутствие связи между величиной добычи углеводородного сырья и его ценой в России.



В заключение следует подчеркнуть, что нефтегазовый комплекс вносит весьма существенный вклад в развитие экономики страны, в связи с чем целесообразно проведение анализа тенденций его развития на регулярной основе. На базе этих результатов можно будет выявлять основные направления развития нефтегазового комплекса, оценивать позитивные и негативные процессы, планировать дальнейшие перспективные работы.

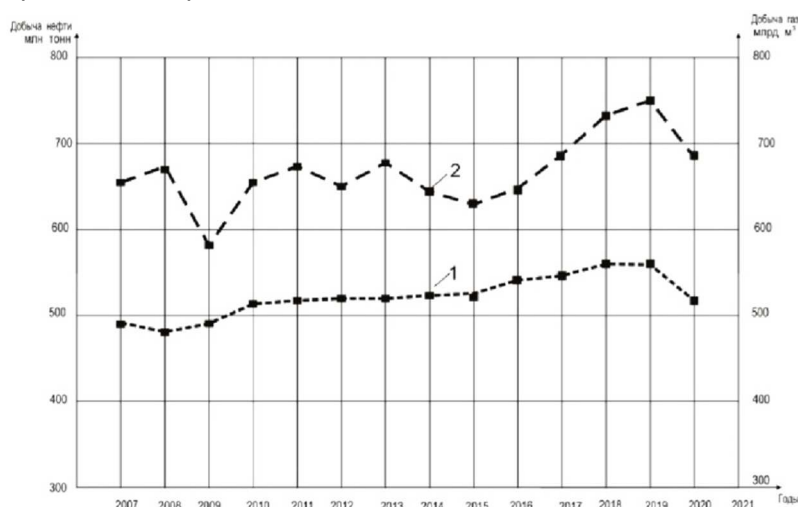


Рисунок 1 – Добыча нефти (1) и газа (2)

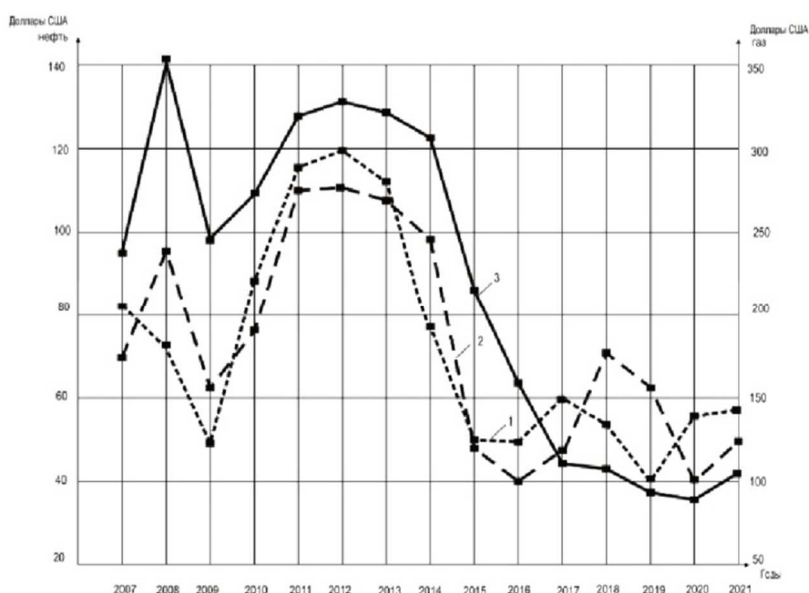


Рисунок 2 – Динамика цен на мировом рынке на нефть марки Brent (1), марки Urals (2) и на газ (3)

**Литература:**

1. State Oil Companies' Spending Seen Clashing With Climate Targets // bloomberg.com. – URL : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-09/state-oil-companies-spending-seen-clashing-with-climate-targets?sref=hbrEUvu2?sref=hbrEUvu2> (дата обращения: 23.03.2021)
2. Нефтяные прогнозы тяготеют к реальности // Нефтянка. – URL : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-09/state-oil-http://neftianka.ru/neftyanye-prognozy-tyagoteyut-k-realnosti/#more-18273> (дата обращения: 23.03.2021).
3. Годовой отчет 2019 // Роснефть. – URL : <https://www.rosneft.ru/docs/report/2019/index.html#eco> (дата обращения: 23.03.2021).

**References:**

1. State Oil Companies' Spending Seen Clashing With Climate Targets // bloomberg.com. – URL : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-09/state-oil-companies-spending-seen-clashing-with-climate-targets?sref=hbrEUvu2?sref=hbrEUvu2> (дата обращения: 23.03.2021)
2. Oil forecasts gravitate to reality // Neftianka. – URL : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-09/state-oil-http://neftianka.ru/neftyanye-prognozy-tyagoteyut-k-realnosti/#more-18273> (date of reference: 23.03.2021).
3. Annual report 2019 // Rosneft. – URL : <https://www.rosneft.ru/docs/report/2019/index.html#eco> (access date: 23.03.2021).





УДК 622.24

## АНТИВИБРАЦИОННОЕ ДВУХЪЯРУСНОЕ ДОЛОТО

### THE VIBRATION PROOF DOUBLE DECK DRILLING BIT

**Третьяк Александр Александрович**

доктор технических наук, профессор,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Калинин Константин Андреевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Аннотация.** Разработано, изготовлено и внедрено антивибрационное двухъярусное долото. Приведен рисунок и дано описание конструкции и принципа работы.

**Ключевые слова:** антивибрационное двухъярусное долото, описание конструкции, принцип работы.

**Tret'yak Aleksandr Aleksandrovich**

Doctor of Engineering Science, Professor,  
Platov South-Russian State Polytechnic  
University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Kalinin Konstantin Andreevich**

Student,  
Platov South-Russian State Polytechnic  
University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Annotation.** We have developed, fabricated and implemented the vibration proof double deck drilling bit. In this article we give the picture and describe the design and the function of this drilling bit.

**Keywords:** the vibration proof double deck drilling bit, design description, the function.

Научно-технический прогресс в настоящее время предъявляет все более высокие требования к конструкции долот, армированных алмазно-твердосплавными пластинами PDC, так как основной объем бурения нефтегазовых скважин приходится на горные породы, средние и твердые по шкале буримости. Приоритетной задачей для нефтегазовых компаний является разработка оптимальной конструкции долот, армированных алмазно-твердосплавными пластинами PDC.

Относительно низкая проходка и механическая скорость бурения, поломки и износ резов PDC снижают технико-экономические показатели бурения и не обеспечивают рентабельность их применения.

Сущность разработки двухъярусного долота показана на рисунках 1 и 2.

Задача оптимизации конструкции долота решается за счет того, что антивибрационное двухъярусное долото, включающее нижний забуривающий ярус, включающий стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти нижнего забуривающего яруса, верхний разбуривающий ярус, включающий хвостовик, внутренний канал долота, стабилизаторы верхнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего забуривающего яруса, режущие лопасти нижнего забуривающего и верхнего забуривающего ярусов выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами, стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса оснащены штырями, обладающими калибрующим действием, количество режущих элементов на лопастях нижнего забуривающего яруса равно количеству режущих элементов на лопастях верхнего разбуривающего яруса. Лопасти верхнего и нижнего ярусов долота расположены под углом от  $10^\circ$  до  $20^\circ$  к продольной оси долота и расположены по прямой линии. Режущие элементы лопастей ярусов выполнены в виде резов PDC, резы PDC с плоской передней гранью установлены под отрицательным углом резания от  $10^\circ$  до  $20^\circ$ , за резами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резов PDC с выпуклой конусообразной формой, расположенных в линиях резания между резами PDC с плоской передней гранью.

Сущность изобретения поясняется на рисунке 1, где представлено: антивибрационное двухъярусное долото, включающее нижний забуривающий ярус 1, стабилизаторы 7 нижнего забуривающего яруса 1 и режущие лопасти 3 нижнего забуривающего яруса 1, верхний разбуривающий ярус, включающий хвостовик 10, внутренний канал долота 12, стабилизаторы 8 верхнего разбуривающего яруса и режущие лопасти 5 верхнего разбуривающего яруса 2, режущие лопасти 3 нижнего забуривающего яруса 1 и режущие лопасти 5 верхнего разбуривающего яруса 2 выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами 4 нижнего забуривающего яруса 1 и режущими элементами 6 верхнего разбуривающего яруса 2, стабилизаторы 7 нижнего забуривающего яруса 1 и стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса 2 представляют собой цилиндрические калибрующие поверхности, стабилизаторы 8 верхнего разбуривающего яруса 2 оснащены штырями 9, обладающими калибрующим действием, промывочные отверстия расположены в нижнем забуривающем ярусе 1 долота. Количество режущих элементов 4 на лопастях 7 нижнего забуривающего яруса 1 равно количеству режущих элементов 6 на лопастях 5 верхнего разбуривающего яруса 2. Режущие лопасти нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса выполнены по прямой линии под углом от  $10^\circ$



до 20 градусов к продольной оси долота. Режущие элементы 4,6 лопастей ярусов выполнены в виде резцов PDC, резцы PDC : плоской передней гранью установлены под отрицательным углом резания от 10 до 20 градусов, за резцами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резцов PDC с выпуклой конусообразной формой, расположенных в линиях резания между резцами PDC с плоской передней гранью. Схема установки резцов PDC показана на рисунке 2.

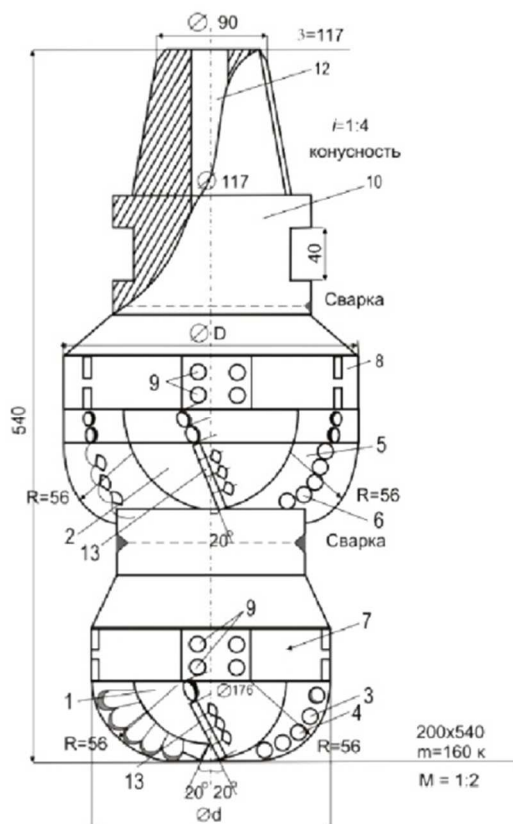


Рисунок 1 – Двухъярусное антивибрационное долото

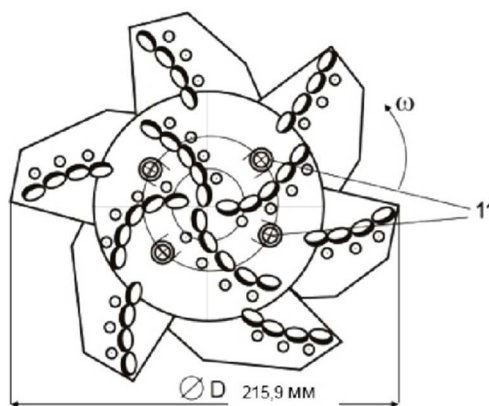


Рисунок 2 – Двухъярусное антивибрационное долото (вид снизу)

Работает долото следующим образом. При вращении лопасти 3 нижнего забуривающего яруса 1 забуриваются в забой, расширяя по мере продвижения скважину до диаметра d, определяемого положением крайних режущих элементов 4 нижнего забуривающего яруса 1, расположенных в верхних частях режущих лопастей 3 нижнего забуривающего яруса 1, а режущие лопасти 5 верхнего разбуривающего яруса 2 с режущими элементами 8 верхнего разбуривающего яруса 2, расширяют скважину по мере продвижения до диаметра D, определяемого положением крайних режущих элементов 6 верхнего разбуривающего яруса 2, стабилизаторы 7 нижнего забуривающего яруса 1 и стабилизаторы в верхнего разбуривающего яруса 2 увеличивают площадь контакта во стенками скважины. Это позволит предупредить возникновение крутильных колебаний, которые являются одной из основных причин возникновения поломок PDC.



Буровой раствор, двигаясь по внутреннему каналу долота 12 в верхнем разбуривающем ярусе 2, служащем для перемещения бурового раствора, ведущему от хвостовика 10 в верхнем разбуривающем ярусе 2 к промывочным отверстиям в нижнем забуривающем ярусе 1, протекая по внутреннему каналу долота 12. При этом промывочные отверстия направлены на режущие лопасти. с целью улучшения качества очистки.

Применение PDC выпуклой конусообразной формы 13, выполняющих роль амортизаторов, значительно повышает ударную прочность долота и скорость проходки. Конусообразная форма реза PDC повышает эффективность режущей силы и теплоотдачу при более высоком сопротивлении фронтальным нагрузкам на резец, что обеспечивает более эффективную работу его по сравнению со стандартным резцом PDC. Уменьшение усилия на резец для достижения той же скорости проходки ведет к более стабильному и меньшему крутящему моменту, и улучшенному контролю ориентации долота при наклонно направленном бурении, Это преимущество позволяет увеличивать интенсивность набора зенитного угла при более высокой механической скорости проходки, тем самым увеличивая интервал продуктивной зоны, и минимизирует непродуктивное время, выдерживая более точную траекторию скважины.

Применение именно такой конструкции долота, когда резцы типа PDC конусообразной формы располагаются во втором ряду между основными режущими резцами плоской формы в линиях резания горной породы, позволяет уменьшить степень вибрации, крутящий момент на буровом стае, предупредить возможность возникновения крутильных и продольных колебаний, вызывающих интенсивный износ и поломки режущих резцов.

Такое расположение резцов PDC способствует уникальному способу разрушения горной породы, то есть происходит сочетание срезающего и дробящего механизма. При этом глубина проникновения реза в породу повышается. Благодаря этому удаляется большее количество шлама с забоя скважины, что ведет к повышению мгновенной механической скорости бурения, при этом обеспечивается более высокое сопротивление фронтальным нагрузкам на резец PDC и как результат, уменьшается износ и уровень вибрации.

Предлагаемое расположение резцов PDC позволяет значительно повысить проходку и механическую скорость бурения. при использовании таких долот в сложных геологических условиях бурения, включая бурение твердых, переслаивающихся конгломератных пород и пород с пропластками крепких пород.

Такая конструкция долота позволяет повысить ударную прочность и износостойкость, а ультравысокая концентрация силы на единицу площади забоя скважины способствует более эффективному разрушению породы с высокой прочностью на сжатие.

Таким образом, разработанное антивибрационное двухъярусное долото, включающее нижний забуривающий ярус, стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти нижнего забуривающего яруса, верхний разбуривающий ярус, хвостовик, внутренний канал долота, стабилизаторы верхнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего забуривающего яруса, режущие лопасти нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего забуривающего яруса выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами нижнего забуривающего яруса и режущими элементами верхнего забуривающего яруса. стабилизаторы верхнего забуривающего яруса, оснащены штырями, обладающими калибрующим действием, промывочные отверстия расположены в нижнем забуривающем ярусе долота и направлены на режущие лопасти, при этом количество режущих элементов на лопастях нижнего забуривающего яруса равно количеству режущих элементов на лопастях верхнего забуривающего яруса, отличающееся тем, что режущие лопасти нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего забуривающего яруса выполнены по прямой линии под углом от 10 до 20 градусов к продольной оси долота, при этом режущие элементы лопастей ярусов выполнены в виде резцов PDC, резцы PDC с плоской передней гранью установлены под отрицательным углом резания от 10 до 20 градусов, за резцами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резцов PDC с выпуклой конусообразной формой, расположенных в линиях резания между резцами PDC с плоской передней гранью.

#### Литература:

1. Антивибрационное двухъярусное долото. Патент № 2740954 РФ / Третьяк А.А, Борисов К.А. // заявлено 23.03.2020, опубликовано 25.01.2021, бюл. № 3.
2. Результаты применения новых конструкций буровых долот, армированных резцами гребнеобразной формы PDC / А.Я. Третьяк [и др.]. – 2013. – Т. 11. – № 4 (42). – С. 519–527.

#### References:

1. Anti-vibration double tier bit. Patent № 2740954 RF / A.A. Tretiak, K.A. Borisov // applied 23.03.2020, published 25.01.2021, Bulletin № 3.
2. Results of new drill bit designs reinforced with PDC ridge-shaped cutters / A.Y. Tretiak [et al.]. – 2013. – Vol. 11. – № 4 (42). – P. 519–527.



УДК 622

## БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ

### THE ANTI-STICKING DRILLING MUD

**Третьяк Александр Яковлевич**

доктор технических наук, профессор,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Кулюкин Михаил Васильевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Лизогуб Артем Анатольевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (Новочеркасский политехнический институт)  
им. М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Аннотация.** Разработан наноструктурированный, высокоингибируемый буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами с высокой степенью коллоидальности для бурения скважин в осложненных условиях. Состав раствора: мраморная крошка, полианионная целлюлоза, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфолон, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, вода, алюминат калия и нанодисперсная медь.

**Ключевые слова:** наноструктурированный, высокоингибируемый буровой раствор, химреагенты, синергетический эффект, неустойчивые глины, скважина, дифференциальный прихват.

**Tret`yak Aleksandr Yakovlevich**

Doctor of Engineering Science, Professor,  
Platov South-Russian State Polytechnic  
University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Kulyukin Mixail Vasil'evich**

Student,  
Platov South-Russian State Polytechnic  
University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Lizogub Artem Anatol'evich**

Student,  
Platov South-Russian State Polytechnic  
University (NPI)  
13050465@mail.ru

**Annotation.** We have developed a nanostructured, high-inhibited highly colloidal anti-sticking drilling mud to drill wells in abnormal operating conditions. The drilling mud includes marble chips, poly anionic cellulose, bischofite, potash chloride, gas condensate liquid, sulfonol, potassium acetate, potassium methylsiliconate, ferro-chromelignosulfonate, defoamant, barytes, vegetable oil waste, water, potassium aluminate and nanodisperse copper.

**Keywords:** a nanostructured, high-inhibited drilling mud, an additive, synergistic effect, non-steady clay, a well, differential sticking.

При сооружении нефтегазовых скважин из всех видов аварий более 50 % времени тратится буровой бригадой на ликвидацию дифференциальных прихватов.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная бурильная колонна вдавливаются в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между бурильной колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если бурильная колонна на некоторое время остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Последняя представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки. Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы.



Репрессия способствует возникновению дифференциального прихвата в наибольшей степени. Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта:

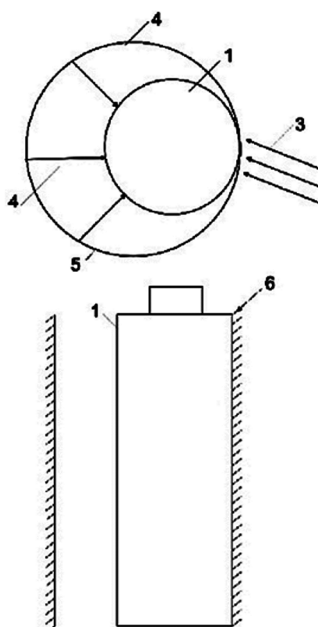
$$F_{\text{пр}} = P_{\text{диф}} \cdot S \quad (1)$$

где  $F_{\text{пр}}$  – прижимающая сила, Н;  $P_{\text{диф}}$  – дифференциальное давление, Па,  $S$  – площадь поверхности контакта, м<sup>2</sup>.

Очевидно, что более высокое дифференциальное давление создает большую прижимающую силу. Важно отметить, что дифференциальное давление, прижимающее бурильную колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, не равно репрессии. Репрессия означает превышение давления в скважине над пластовым. Под дифференциальным давлением понимается разность давлений по обе стороны некоторой поверхности.

Одно из основных условий возникновения прихвата – превышение забойного (гидростатического) давления над давлением в проницаемом коллекторе, которое существует всегда, поскольку это неизменное условие бурения скважины. Второе неперемное условие возникновения дифференциального прихвата – пребывание инструмента в неподвижном состоянии (при наращивании и в интервале проницаемого пласта). В зависимости от интенсивности фильтрации дифференциальный прихват может возникнуть в течение считанных минут при указанных условиях.

Разработка рационального метода выбора бурового раствора при проводке скважин в глинистых отложениях и использования инженерно-геологических параметров для описания глинистых горных пород, является актуальной научно-технической задачей, требующей своего решения.



**Рисунок 1** – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения:

1 – буровой инструмент, 2 – диаметр скважины, 3 – пластовое давление, 4 – давление бурового раствора, 5 – проницаемая фильтрационная корка, 6 – прихват

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) предложен наноструктурированный, высокоингибирующий буровой раствор (патент № 2708849), с высокой степенью щелочности, предназначенный для бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. Буровой раствор обладает высочайшими ингибирующими, фильтрационными, коркообразующими, смазывающими антиприхватными свойствами и обеспечивает установление осмотического равновесия а также создает условия, когда осмос направлен из пласта в скважину. При этом водоотдача его близка к 0 см<sup>3</sup>, а коэффициент трения не более 0,1.

Наноструктурированный буровой раствор для бурения скважин, включает мраморную крошку, полианионную целлюлозу, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфенол, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, воду, алюминат калия и нанодисперсную медь при следующем соотношении компонентов, масс. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 5–10, сульфенол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, жидкая фаза – отходы растительного масла и воды в соотношении – 55 / 45–80 / 20, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, алюминат калия – 1–5, нанодисперсная медь – 0,5–4.



Предложенный наноструктурированный буровой раствор с высокими антиприхватными, ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора –  $0,5\text{--}0\text{ см}^3$  / за 30 минут, липкость корки равна 0,1, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет 80 / 20, плотность раствора от 1,1 до 1,25 г /  $\text{см}^3$ , условная вязкость по СПВ-5 – 35–40 с., пластическая вязкость – 20–40 мПа С, СНС 1 / 10 мин. – 15–20 / 20–30 дПа, содержание песка меньше 0,5 %, содержание  $\text{Ca}^{++}$  больше 16000 мг / л, содержание С1 больше 30000 мг / л, содержание  $\text{K}^+$  больше 18000 мг / л.

Новизна предлагаемого состава бурового раствора заключается в том, что предлагаемый раствор будет решать задачу проводки нефтяных и газовых скважин, то есть выполнять свою многофункциональность – укреплять стенки скважин, давать высокие показатели на фильтрации и смазывающей способности, препятствовать возникновению дифференциальных прихватов. Достигается высокое качество раствора за счет наличия в составе раствора дисперсной меди, ингибирующих химреагентов и смазки. Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и антиприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первона-чальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтра раствора и как результат – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

Улучшение ингибирующего качества раствора, возможно за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения реагентов-ингибиторов набухания глин: хлористый калий, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромдигидросульфонат, аллюминат калия, бишофит. Особо необходимо отметить, что разработанный буровой раствор обладает синергетическим эффектом, то есть каждый отдельный химреагент дополняет общую направленность раствора: усиливает его крепящие и антиприхватные свойства.

Нанодисперсная медь имеет размер частиц – 40–80 нм, плотность – 5 г /  $\text{см}^3$  и выполняет в буровом растворе роль антифрикционной противозносной добавки и совместно с синергетически подобранными в растворе химреагентами решает задачу уменьшения дифференциальных прихватов.

Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины. Поэтому, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди, тем больше снижается коэффициент трения и интенсивность изнашивания.

Наночастицы обладают собственным электрическим зарядом, который приобретают в процессе трения буровой колонны о стенки скважины. Под действием электрического поля наночастицы меди вокруг нее формируются оболочки из поляризованных и упорядоченно расположенных молекул диэлектрической компоненты смазочного материала (сульфонол и растительное масло). Толщина этой оболочки может достигать размеров граничного слоя на поверхности трения сопрягаемых тел между буровой колонной и крышкой ствол скважины. Это способствует их более полному разделению.

### Выводы и рекомендации

1. Применение разработанного раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами.

2. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.

3. Предлагаемый раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины.

4. Предложенный раствор не является идеальным для всех геологических условий бурения и требует доработки с целью улучшения его параметров для каждого отдельно взятого месторождения.

### Литература:

1. Способы борьбы с дифференциальными прихватами / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 3. – С. 56–65.
2. Буровой расвор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 28–31.

### References:

1. Methods to combat differential seizures / A.Y. Tretiak [et al.] // Time of Coiled Tubing. – 2016. – № 3. – P. 56–65.
2. Drilling mud for construction of wells in difficult conditions / A.A. Tretiak [et al.] // Neftyanoye Khozyaistvo. – 2016. – № 2. – P. 28–31.





УДК 622.244.5/622.245.42

## КОЛЬМАТАЦИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ЖИДКОСТЯМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

### COLMATATION OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WITH PROCESS FLUIDS DURING WELL CONSTRUCTION

**Уляшева Надежда Михайловна**

кандидат технических наук, профессор,  
заведующая кафедрой бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
nulyasheva@ugtu.net

**Дуркин Василий Вячеславович**

кандидат технических наук, доцент,  
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и  
газовых месторождений и подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
vdurkin@ugtu.net

**Михеев Михаил Александрович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
miheev\_ma@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрены вопросы управляемой кольматации призабойной зоны скважины компонентами бурового раствора при первичном вскрытии. Представлены экспериментальные методы оценки степени влияния твердой фазы и химических реагентов, входящих в состав буровых растворов на водной основе, на коллекторские свойства продуктивного пласта.

**Ключевые слова:** призабойная зона скважины, буровой раствор, кольматация, дисперсность, материалы, химические реагенты, пористая среда, глубина проникновения.

**Ulyasheva Nadezhda Mikhaelovna**

Candidate of Technical Sciences, Professor,  
Manager of Department of Drilling,  
Ukhta State Technical University  
nulyasheva@ugtu.net

**Durkin Vasily Vyacheslavovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Manager of Department of Development and  
Operation of Oil and Gas Wells and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
vdurkin@ugtu.net

**Mikheev Mikhail Aleksandrovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of Drilling,  
Ukhta State Technical University  
miheev\_ma@mail.ru

**Annotation.** The paper deals with the issues of controlled clogging of the bottomhole zone of the well with the components of the drilling fluid during the initial opening. Experimental methods for assessing the degree of influence of the solid phase and chemical reagents in the composition of water-based drilling fluids on the reservoir properties of a productive formation are presented.

**Keywords:** bottomhole zone of the well, drilling mud, clogging, dispersion, materials, chemical reagents, porous medium, penetration depth.

Состояние призабойной зоны продуктивного пласта, в значительной степени зависящее от степени ее загрязнения (кольматации), во многом определяет эффективность скважинной разработки нефтяных и газовых месторождений. При этом кольматация призабойной зоны пласта происходит на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, от первичного вскрытия и освоения до завершающей стадии эксплуатации. Процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов при первичном вскрытии продуктивного пласта бурением, заканчивании скважины и освоении изучены достаточно хорошо. Тем не менее, как показал анализ литературных источников, к настоящему времени отсутствуют научно обоснованные рекомендации по определению степени и радиуса загрязнения ПЗП для различных фильтрационно-емкостных свойств пористой среды, методические разработки, обосновывающие степень очищения загрязненной зоны при освоении скважины. Особенно это относится к случаям высокой неоднородности продуктивных пропластков, вскрытии пласта горизонтальными скважинами, когда вопросы загрязнения практически вообще не изучены. Одним из перспективных направлений предупреждения негативных процессов является использование технологии управляемой кольматации призабойной зоны скважины.

С учетом особенностей технологического процесса и требований вскрытия пластов оптимальный вариант рациональной кольматации может быть достигнут за счет применения буровых суспензий, обладающих вполне определенными физико-химическими свойствами. В частности, при вскрытии продуктивного пласта с целью сохранения его коллекторских свойств целесообразно обеспечить



быстрое формирование на поверхности фильтрации тонкой плотной непроницаемой фильтрационной корки при незначительном поступлении в поровое пространство породы частиц твердой фазы и фильтрата из суспензии. Как известно, при вскрытии продуктивных пластов обработка буровых растворов грубодисперсными наполнителями, обеспечивающими именно этот процесс, позволяет в определенной степени положительно влиять на коллекторские свойства пласта. Этот факт является интересным для более глубоких исследований. Как правило, в качестве грубодисперсных наполнителей используется карбонатная мука, которая одновременно выполняет функцию утяжелителя. При добавлении таких материалов принудительно снижается содержание коллоидной фазы для предупреждения чрезмерного загустевания бурового раствора, что также оказывает положительное влияние на формирование зоны кольтматации и восстановление свойств пласта при освоении.

На кафедре Бурения проведен комплекс исследований, направленных на оценку степени влияния состава дисперсной фазы и химической обработки полимерными реагентами различной природы. Для этого были созданы физические модели, имитирующие призабойную зону продуктивного пласта: модели кругового пласта и единичной трещины. Модель кругового пласта [1, с. 9] позволяет оценить изменение проницаемости гранулярного коллектора при прямой и обратной промывке (рис. 1).

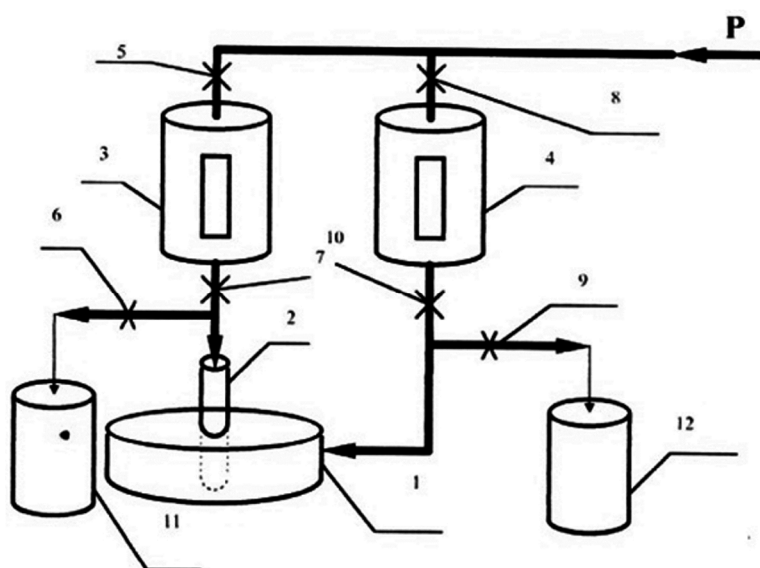


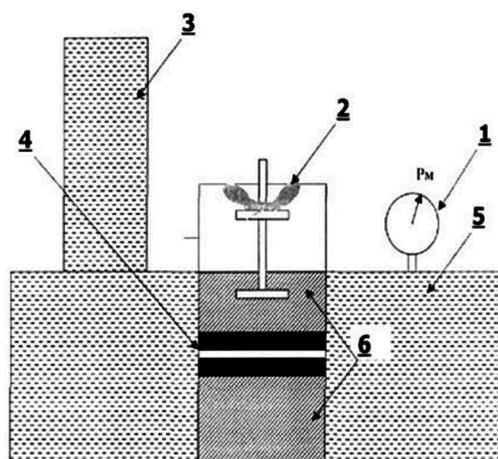
Рисунок 1 – Модель кругового пласта

Для изучения фильтрационных потоков дисперсных систем при вскрытии порово-трещинных коллекторов была разработана физическая модель на базе модели Уоррена-Рута [2, с. 246], реализующая течение жидкости по единичной трещине [3, с. 26].

В разработанной установке (рис. 2) был реализован принцип сообщающихся сосудов. Пористый блок, рассеченный трещиной, устанавливается в кернодержатель, расположенный между двумя камерами: нагнетательной и приемной. Кернодержатель состоит из двух частей: верхней (подвижной) и нижней (неподвижной), в которые устанавливаются части пористого блока, выпиленные из пористого известняка в виде брусочков шириной 12 мм и длиной 120 мм. Верхняя часть кернодержателя крепится к регулировочному винту, при помощи которого регулируется раскрытость трещины.

В установке была реализована модель единичного пористого блока, рассеченного трещиной. В ходе эксперимента на один торец блока воздействовали испытываемым буровым раствором, на другом торце блока при помощи манометра измеряли давление.

Полученные результаты на лабораторных установках различного типа показали, что полимерные реагенты – эфиры целлюлозы (вне зависимости от страны производителя), особенно при повышенных температурах, обладают высокой проникающей способностью [4, с. 29]. В отсутствие минеральной (твердой) фазы такой процесс может увеличить глубину проникновения фильтрата в породу и оказать определенное негативное воздействие на коллекторские свойства пласта, что подтверждает предположение ряда исследователей о необходимости присутствия незначительного количества глинистой составляющей, а также кольтматирующего материала определенной дисперсности. При этом дисперсность кольтматанта необходимо выбирать в соответствии с диаметрами поровых каналов, таким образом, обеспечивая формирование непроницаемой фильтрационной корки в зоне кольтматации. На основе анализа лабораторных и аналитических исследований на кафедре Бурения УГТУ была разработана методика определения относительной глубины проникновения бурового раствора в пористую среду, что обеспечило сделать вывод о значительном влиянии на кольтматацию призабойной зоны пласта не только состава дисперсной фазы, но и реологических свойств бурового раствора.



**Рисунок 2** – Схема установки, моделирующей течение бурового раствора по единичной трещине:  
 1 – манометр, 2 – устройство, регулирующее раскрытость щели,  
 3 – нагнетательная линия с испытуемым раствором, 4 – щель,  
 5 – камера с жидкостью, вязкость которой идентична вязкости испытуемого раствора,  
 6 – кернодержатель

### Литература:

1. Михеев, М.А. Исследование загрязнения продуктивного пласта растворами на водной основе с использованием модели кругового пласта [Текст] // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – № 8–9. – С. 8–10.
2. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng., 1963. – P. 245–255.
3. Уляшева Н.М., Патракова Е.Е. Моделирование процесса фильтрации при вскрытии карбонатных коллекторов порово-трещинного типа [Текст] // Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 2. – С. 24–32.
4. К вопросу регулируемой кольматации призабойной зоны скважины [Текст] / А.М. Шишов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2020. – № 12. – С. 28–31.

### References:

1. Mikheev M.A. Research of productive formation contamination with water-based solutions using circular reservoir model // Newspaper «Construction of oil and gas wells onshore and offshore». – М. : VNIIOENG, 1999. – № 8–9. – P. 8–10.
2. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng., 1963. – P. 245–255.
3. Ulyasheva N.M., Patrakova E.E. Modeling of filtration process during opening of carbonate collectors of pore-crack type Text // Izvestia Vuzov. Oil and gas. – 2002. – № 2. – P. 24–32.
4. To a question of regulated well bottomhole zone sealing / A.M. Shishov [et al.] // Construction of oil and gas wells onshore and offshore: Scientific-technical magazine. – М. : VNIIOENG. – 2020. – № 12. – P. 28–31.



УДК 622

**ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОЦЕНКИ КОНСОЛИДИРУЮЩИХ СВОЙСТВ  
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
ПО ПОКАЗАТЕЛЮ ПРЕДЕЛЬНОЙ ПРОЧНОСТИ  
НА СЖАТИЕ ( $\sigma_{сж}$ , г/см<sup>2</sup>)**

**EXPRESS METHOD OF EVALUATING THE CONSOLIDATION PROPERTIES  
PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS  
BY THE INDEX OF ULTIMATE COMPRESSIVE STRENGTH  
COMPRESSIVE STRENGTH ( $\sigma_{сж}$ , g/sm<sup>2</sup>)**

**Филиппов Е.Ф.**

кандидат технических наук,  
заместитель директора ООО «НПО «Химбурнефть»

**Мойса Ю.Н.**

кандидат химических наук,  
директор ООО «НПО «Химбурнефть»

**Аннотация.** Представлена методика количественной оценки селективных свойств буровых растворов, обеспечивающих консолидацию (крепление) слабосвязанных фрагментов горных пород в процессе бурения скважин.

**Ключевые слова:** буровые растворы, селективные свойства, консолидация слабосвязанных фрагментов, бурение скважин.

**Filippov E.F.**

Candidate of Technical Sciences,  
Deputy Director of NPO Khimburneft, Ltd.

**Mojsa Yu.N.**

Candidate of Chemical Sciences,  
Director of NPO Khimburneft, Ltd.

**Annotation.** The paper presents a methodology for quantitative assessment of selective properties of drilling fluids, providing consolidation (anchoring) of weakly bonded fragments in the process of drilling wells.

**Keywords:** drilling fluids, selective properties, consolidation of weakly bonded fragments, drilling wells.

Результаты физико-химического и гео-механического воздействия буровых растворов на вскрываемый разрез обуславливаются не только упорядоченной ориентировкой зёрен и кристаллов глинистых минералов, но также слоистостью и трещиноватостью естественного залегания горных пород. Для наклонно-направленного бурения учет структурно-текстурных факторов особенно значим, поскольку в процессе углубления ось ствола скважины существенно меняет свою ориентацию относительно напластования горных пород. Наибольшая опасность нарушения устойчивости стенок скважины возникает в случае совпадения оси скважины с плоскостями напластования пород. При этом следует учитывать как зенитные, так и азимутальные отклонения ствола скважины относительно напластования пород. Нарачивание ингибирующих, антидиспергирующих или гидрофобизирующих свойств буровых растворов не исключает физико-механических причин осыпания фрагментов пород, отделенных прослойками пониженного сцепления от монолита горного разреза. Породы такого типа осыпаются сразу при вскрытии в виде оскольчатых фрагментов без признаков увлажнения.

Простое повышение плотности бурового раствора не всегда может способствовать предотвращению осложнений такого рода. Более того, резкое увеличение плотности бурового раствора при совпадении оси скважины с ориентированными трещинами или интервалами пониженного сцепления способно вызвать скалывание или отрыв пород за счет тангенциальной составляющей эллипсоида деформационных сил. Исходя из гео-механических и физико-химических особенностей вскрываемых пород в буровом растворе необходимо формировать консолидирующие (крепящие) свойства, оцениваемые по показателю предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ , г / см<sup>2</sup>).

Методически для количественной оценки показателя предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ , г / см<sup>2</sup>) целесообразно использовать керновый материал из конкретной зоны осложнений. Образец керна измельчают и рассеиванием на виброустановке отбирают узкую фракция частиц в диапазоне примерно 1–2 мм. Подготовленный таким способом керновый материал помещают в специальную формовочную камеру, через штуцер которой прокачивают 300–500 мл исследуемого бурового раствора. В результате взаимодействия компонентов бурового раствора с частицами горной породы формируется исследуемый образец. Образец извлекают из формовочной камеры и подвергают вертикальной (сжимающей) нагрузке до полного разрушения. Величину предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) рассчитывают по следующей формуле:



$$\sigma_{сж} = \frac{P}{S},$$

где P – вертикальная нагрузка, г; S – площадь основания образца, см<sup>2</sup>.

Поскольку геометрические размеры сформированных образцов имеют стандартные размеры, формируются из одинаковых частиц горной породы в идентичных условиях, то величина предельной прочности на сжатие характеризует консолидирующую способность исследуемого бурового раствора.

В таблице представлены технологические показатели свойств буровых растворов, получаемые обработкой глинистой суспензии консолидирующими составами, где АКК – алюмокалиевые квасцы, ЖАК – железоаммонийные квасцы, СА – сульфат алюминия.

**Таблица** – Трансформация показателей свойств модельного бурового раствора при обработке консолидирующими составами

Составы консолидации	Технологические показатели						Кратность роста $\sigma_{сж}$
	УВ, с	СНС, дПа	Ф, см <sup>3</sup>	УЭС, Ом · м	По, см / ч	$\sigma_{сж}$ , г / см <sup>2</sup>	
Исходный раствор	38	40 / 60	5,5	1,2	6,8	19,0	1,0
0,6 % АКК / MgO	48	24 / 45	5,4	0,4	3,0	22,2	1,2
1,5 % АКК / MgO	41	18 / 27	3,0	0,3	2,0	60,5	3,2
2,0 % АКК / MgO	37	21 / 33	3,0	0,3	2,4	62,2	3,3
0,6 % ЖАК / CaO	40	18 / 30	4,2	0,5	2,7	20,1	1,1
1,5 % ЖАК / CaO	37	12 / 24	3,8	0,4	2,5	54,3	2,8
2,0 % ЖАК / CaO	35	15 / 33	3,5	0,4	2,4	61,3	3,2
0,6 % СА / CaO	56	54 / 99	5,0	0,3	2,6	21,2	1,1
1,5 % СА / CaO	40	57 / 90	3,2	0,3	2,5	62,5	3,3
2,0 % СА / CaO	43	60 / 99	3,0	0,2	2,3	64,2	3,4
0,6 % АКК / CaO	32	27 / 37	3,0	0,4	2,6	22,3	1,2
1,5 % АКК / CaO	42	21 / 45	3,0	0,4	2,0	46,1	2,4
2,0 % АКК / CaO	37	21 / 39	4,5	0,3	2,5	59,6	3,1

Как следует из представленных данных фильтрационные, ингибирующие, электрометрические и структурно-механические показатели не характеризуют количественно способность исследованных буровых растворов повышать прочность сцепления фрагментов горной породы. Для оценки эффективности конкретного консолидирующего реагента в исследуемых буровых растворах рассчитывают относительные коэффициенты консолидации ( $K_{конс}$ ). Данный показатель характеризует кратность роста поверхностных сил сцепления между фрагментами горной породы исключительно за счет консолидирующей эффективности исследуемого реагента в конкретной системе бурового раствора.

Анализ имеющегося промышленного материала показывает, что стабилизация ствола скважины в осыпающихся интервалах обеспечивается консолидирующей способностью промывочной жидкости по показателю предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) на уровне 40–60 г / см<sup>2</sup>.

Таким образом, количественная оценка свойств буровых растворов по показателю предельной прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ , г / см<sup>2</sup>) обеспечивает решение следующих задач:

- Метрологический контроля консолидирующей способности промывочной жидкости в процессе бурения скважины;
- Классификацию используемых систем буровых растворов по консолидирующей способности;
- Научно-методическое обоснование выбора типа бурового раствора при разработке проектной документации.

**Литература:**

1. Филиппов Е.Ф., Мойса Ю.Н., Бугаев К.А. Механизмы управления устойчивостью горных пород при бурении // ГеоИнжиниринг, АНТЖ. – 2013. – № 2. – С. 86–90.

**References:**

1. Filippov E.F., Moisa Y.N., Bugaev K.A. Mechanisms of rock stability control during drilling // GeoEngineering, ANTZh. – 2013. – № 2. – P. 86–90.



УДК 622

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ С БУРЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

### DESIGN OF STEAM-CYCLING TECHNOLOGY WITH DRILLING OF HORIZONTAL WELLS AT HIGH-GRADE OIL RESERVOIRS

**Шакен Мухтар Шакенулы**

магистр нефтепромыслового дела,  
ведущий инженер службы интенсификации добычи нефти и  
повышения нефтеотдачи пластов,  
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»  
shaken.m@lpcmg.kz

**Жиенгалиев Бауржан Ерикович**

магистр экономики и бизнеса,  
руководитель службы интенсификации добычи нефти и  
повышения нефтеотдачи пластов,  
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»  
zhiyengaliyev.b@lpcmg.kz

**Испанбетов Тимур Канатулы**

магистр по проектному менеджменту,  
ведущий инженер службы интенсификации добычи нефти и  
повышения нефтеотдачи пластов,  
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»  
ispanbetov.t@lpcmg.kz

**Асанов Карим Балхашевич**

бакалавр нефтегазового дела,  
эксперт службы интенсификации добычи нефти и  
повышения нефтеотдачи пластов,  
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»  
asanov.k@lpcmg.kz

**Аннотация.** В связи с сокращением запасов легкой нефти нефтяные компании все больше внимания уделяют трудно-извлекаемым запасам, в частности, залежам с высоковязкой нефтью. Неглубоко залегающие нефтяные залежи в основном сосредоточены в меловых горизонтах, в западном регионе страны, вдоль побережья Каспия. Одной из них является залежь с высоковязкой нефтью, состоящая из 3 меловых горизонтов. Текущая выработка запасов составляет 5 % от начальных извлекаемых запасов, а утверждённый проектный коэффициент извлечения нефти предполагает полномасштабное применение термических методов увеличения нефтеотдачи. Целью данной работы является подбор наиболее подходящего метода термического воздействия и оценка перспективы внедрения с расчётом экономической целесообразности. С учетом геологических особенностей залежи пароциклическая обработка скважин была выбрана как оптимальный метод увеличения нефтеотдачи. По результатам расчетов на гидродинамической модели стартовые дебиты с применением технологии пароциклической обработки добывающих скважин в 2–3 раза выше по сравнению с дебитами при «холодной добыче»: разность по накопленной добыче за 5 лет составляет 20–30 %.

**Shaken Mukhtar Shakenuly**

Master of Oilfield Engineering,  
Leading Engineer of the Service of Oil  
Production Intensification and  
Enhanced Oil Recovery,  
Atyrau Branch of Kmg Engineering LLP  
shaken.m@lpcmg.kz

**Zhiengaliyev Baurzhan Yerikovich**

Master of Economics and Business,  
Head of Oil Production Intensification and  
Head of the Service of Oil Production  
Intensification and Oil Recovery Enhancement,  
Atyrau branch of KMG Engineering LLP  
zhiyengaliyev.b@lpcmg.kz

**Ispanbetov Timur Kanatuly**

Master's Degree in Project Management,  
Leading Engineer, Department of  
Oil Production Stimulation and  
Enhanced Oil Recovery,  
Atyrau Branch of KMG Engineering LLP  
ispanbetov.t@lpcmg.kz

**Asanov Karim Balkhashevich**

Bachelor of Oil and Gas,  
Expert of the Service of Oil Production  
Stimulation and Oil Production Intensification  
and Enhanced Oil Recovery,  
Atyrau Branch of KMG Engineering LLP  
asanov.k@lpcmg.kz

**Annotation.** Due to the decline in light oil reserves, oil companies are increasingly focusing on hard-to-recover reserves, particularly high-viscosity oil reservoirs. Shallow oil reservoirs are mainly concentrated in the Cretaceous Horizons, in the western region of the country, along the Caspian coast. One of them is a high-viscosity oil reservoir, consisting of 3 Cretaceous horizons. The current reserve depletion is 5 % of the initial recoverable reserves, and the approved design oil recovery factor suggests full-scale application of thermal methods to increase oil recovery. The purpose of this work is to select the most suitable method of thermal influence and assess the prospects of implementation with the calculation of economic feasibility. Given the geological characteristics of the reservoir, steam-cyclic treatment of wells was selected as the best method to enhance oil recovery. The results of the calculations on the hydrodynamic model show the starting production rates with the technology of steam-cycle treatment of the producing wells are 2–3 times higher in comparison with the rates of «cold production»: the difference in the cumulative production for 5 years is 20–30 %.





**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, разработка нефтяных месторождений, повышение нефтеотдачи пластов, тепловые методы воздействия, закачка пара, пароциклическая обработка скважин, горизонтальная скважина.

**Keywords:** high-viscosity oil, oil field development, enhanced oil recovery, thermal stimulation methods, steam injection, parocyclic well treatment, horizontal well.

Текущая ситуация на мировом нефтяном рынке напоминает слова бывшего министра нефти Саудовской Аравии Ахмеда Заки Ямани: «Каменный век закончился не потому, что закончились камни, и также нефтяной век закончится не потому, что закончится нефть» [1]. Тем не менее для Казахстана, экспортирующего около 80 % произведенной нефти, что составляет 2 / 3 доходов от экспорта и формирует почти 3 / 4 ВВП, нефтяная промышленность остаётся бесменным драйвером национальной экономики [2]. Однако нельзя не согласиться с выражением, ставшим часто употребляемым в последнее десятилетие: «Эпоха легкой нефти подходит к концу». Начинается эпоха тяжелой нефти (как по плотности, так и по степени сложности ее разработки). Это дает дополнительный импульс нефтяным компаниям для внедрения новых техник и технологий извлечения высоковязких нефтей.

Ключевым способом повышения нефтеотдачи пластов в залежах с высоковязкой нефтью являются термические методы. Основными механизмами воздействия при применении тепловых методов являются: снижение вязкости нефти, термическое расширение породы и флюидов, а также паровая дистилляция нефти (испарение нефти в зоне высокой температуры с последующей конденсацией в зоне пониженной температуры).

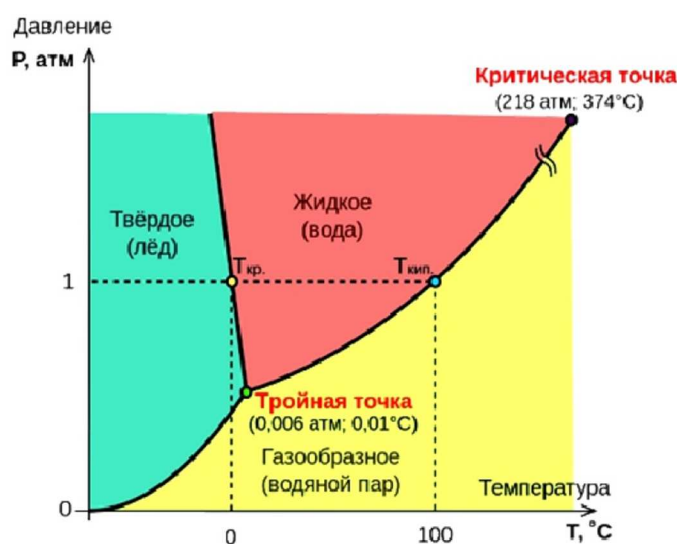


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма воды [3]

Существуют следующие технологии тепловых методов воздействия:

- закачка теплой или горячей воды;
- площадная закачка пара через нагнетательные скважины;
- пароциклическая обработка добывающих скважин (далее – ПЦОС);
- парогравитационное дренирование (далее – ПГД);
- внутрислоевого горение (далее – ВПГ).

На сегодняшний день наилучшими теплоносителями являются вода и пар. При этом теплосодержание пара на единицу массы выше, чем у воды, при одной и той же температуре. С повышением давления температура парообразования увеличивается (рис. 1), что в свою очередь приводит к росту теплотеперь в системе, и это повышает требования к наземному и подземному оборудованию и, соответственно, увеличивает его стоимость. В этой связи технико-экономическая эффективность применения технологии закачки пара снижается с ростом глубины залегания пласта. Необходимо также отметить, что приемистость скважин по пару несколько выше, чем при закачке воды из-за вязкости и трения [4].

Существует и другой метод теплового воздействия, при котором тепло генерируется непосредственно в пласте за счёт экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом в закачиваемом воздухе. Суть технологии ВПГ заключается в создании и продвижении фронта горения внутри пласта посредством постоянной закачки воздуха. Данная технология позволяет обеспечить огромную тепловую энергию, при этом часть нефти в пласте расходуется в качестве топлива [5].

В настоящее время наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на нагнетании пара: ПГД, практическое применение которого распространено в место-



рождениях Атабаска, Колд Лейк Орион (Канада), Ориноко Велт (Венесуэла), Ашальчинское (Россия), и ПЦОС, применяемая в месторождениях Керн Ривер, Сан Андро и Вайг Вольф (США), Альберта (Канада), Усинское (Россия). Технология ПЦОС также успешно применяется при разработке казахстанских месторождений с высоковязкими нефтями (Кенкияк, Кумсай) и природного битума (Мортук) [6].

Технология ПГД предусматривает бурение двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся в выдержанных по толщине нефтенасыщенных пластах вдоль подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина бурится выше на 5 м и используется для непрерывной закачки пара в пласт. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей движется вверх, создавая увеличивающуюся в размере высокотемпературную зону. В условиях контакта горячей зоны пара и холодной нефти непрерывно происходит теплообмен, в результате которого происходит нагрев и испарение нефти. При нагреве нефти происходит снижение вязкости и, как следствие, увеличение подвижности.

Разогретая нефть становится более мобильной и под действием силы тяжести стекает вниз к добывающей скважине. При этом за счет кондуктивного переноса тепла разогревается зона пласта между нагнетательной и добывающей скважиной, тем самым обеспечивая гидродинамическую связь между скважинами [7]. Основным критерием эффективного применения данной технологии является выдержанность продуктивного пласта по вертикали для формирования паровой камеры над нагнетательной скважиной и обеспечения гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. Многолетний зарубежный опыт по применению данной технологии указывает на ее целесообразность при наличии выдержанных толщин продуктивного пласта не менее 10 м.

На рассматриваемом месторождении продуктивные толщи мела представлены 3-мя продуктивными горизонтами. Горизонт М-I состоит из 3 продуктивных пластов (1, 2, 3) со своими самостоятельными флюидальными контактами. Наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты 1 и 2, нижний пласт 3 наибольшей части площади замещен глинистыми и плотными породами. К продуктивному пласту М-I-1 приурочена газонефтяная залежь пластово-сводового типа, где основную долю по вертикали составляет газовая шапка. Продуктивный пласт М-I-2 осложнен газовой шапкой в восточной части месторождения, наиболее выдержанные толщины прослеживаются в II блоке пласта (западное крыло месторождения). К горизонту М-II приурочены нефтяные залежи пластово-сводового типа литологически и тектонически экранированные. Основные выдержанные зоны прослеживаются в I блоке. Стоит также отметить, что на юго-западной части I блока данного горизонта применяется технология полимерного заводнения. Горизонт М-III состоит из нескольких тонких пропластков и прослеживается достаточно хорошо по всей площади.

Учитывая геологические особенности строения залежи, наиболее подходящими для технологии ПГД являются горизонт М-II и продуктивный пласт М-I-2. По продуктивному пласту М-I-2 основные выдержанные зоны прослеживаются во II блоке. Встречаются отдельные зоны с мощностями более 10 м, которые по соседним скважинам не прослеживаются. В горизонте М-II мощные продуктивные пласты разделены выдержанными по разрезу плотными слоями, а в некоторых скважинах глинистым пережимом. Встречаются также отдельные зоны, где толщина пропластков превышает 10 м, однако по соседним скважинам однородность пласта не прослеживается. Таким образом, по результатам тщательного анализа выявлено, что на месторождение не имеются перспективных залежей для применения технологии ПГД, т.к. отсутствуют выдержанные по толщине продуктивные пласты (более 10 м), отвечающие требованиям применимости данной технологии. В связи с чем было решено рассмотреть варианты применения технологии пароциклического воздействия с применением горизонтальных скважин (далее – ГС).

По технологии ПЦОС ствол добывающей скважины используется для поочередной закачки пара и добычи. Процесс технологии заключается в последовательной реализации 3 этапов (операций):

- закачка пара;
- пропитка;
- добыча.

На первом этапе в добывающую скважину в течение определенного периода времени закачивается пар в пласт. Далее скважина останавливается на пропитку. Во время этого этапа происходит завершение миграции пара в кровельную часть пласта с формированием паровой камеры, конденсацией пара в призабойной зоне пласта с передачей тепла пластовым флюидам, в результате которого происходит нагрев нефти и снижение вязкости. Так же, как и при реализации ПГД, происходит «стекание» разогретой нефти в подошвенную зону пласта, где происходит отбор нефти на этапе добычи. Определенное влияние на добычу оказывают капиллярные силы, значимость которых увеличивается при снижении вязкости нефти. После определенного времени скважина запускается, и добыча возобновляется. В процессе эксплуатации по мере остывания прогретой зоны пласта дебит скважины снижается. Весь этот процесс составляет один цикл, и он повторяется до предельного рентабельного дебита [8, 9].

Эффективность от цикла к циклу постепенно снижается по мере выработки запасов в непосредственной близости к стволу скважины и росту площади контакта паровой камеры с перекрывающими



породами (увеличение теплопотерь через кровлю пласта). При снижении эффективности, как правило, происходит корректировка режима работы скважины (изменение длительности циклов) или модификация технологии (добавление различных газов в пар). Немаловажное значение для экономической эффективности проектов ПЦОС является оптимизация работы парогенераторных установок [10].

Основным минусом технологий, связанных с закачкой пара, является необходимость наличия источника пресной воды, поскольку парогенераторы, как газовые, так и дизельные, чувствительны к качеству используемой воды. Использование подтоварной воды, которая применяется в системе поддержания пластового давления, невозможно. Требуется источник пресных вод – обычно используются водозаборные скважины – и следует обеспечить полную подготовку воды до необходимого качества.

Для принятия решения по внедрению данного метода повышения нефтеотдачи на месторождении требуется провести оценку его технико-экономической целесообразности.

Работу по проведению оценки решено провести 3 этапа:

– Этап I. Экспресс-оценка технологической эффективности ПЦОС. Задачей данного этапа является предварительная оценка возможных дебитов по технологии ПЦОС с горизонтальными скважинами на действующей модели ГДМ, оценка качества и наличия данных для моделирования процесса.

– Этап II. Технико-экономическая оценка применения ПЦОС. Задачей II этапа является дополнение ГДМ «термальными» свойствами породы и насыщающих её флюидов, проведение технико-экономической оценки эффективности технологии с учётом интерференции скважин ПЦОС с действующим фондом скважин на базе актуализированной геологической и гидродинамической моделей с учетом ограничений оборудования (парогенераторов).

– Этап III. Задачей данного этапа является оптимизация проекта для принятия окончательного решения, и включает в себя следующие пункты: пересмотр количества скважин и размещение по залежи, оптимизация длины горизонтальных стволов и капитальных, эксплуатационных затрат.

Для решения задач I этапа группой специалистов была инициирована работа по моделированию пароциклической обработки скважин в проектных горизонтальных скважинах на действующей геолого-гидродинамической модели месторождения. Для проведения расчётов по технологии ПЦОС проделана следующая работа:

- экспертиза ключевых моментов (инициализация, модель PVT, качество адаптации) по ГДМ;
- корректировка проблемных моментов;
- адаптация ГДМ (рис. 2–3);
- дополнение ГДМ «термальными» свойствами породы и насыщающих её флюидов;
- предварительная оценка основных параметров добычи для ГС при «холодной добыче» и с применением ПЦОС.

Для построения зависимости вязкости нефти от температуры (рис. 5) использованы данные лабораторных исследований по зависимости вязкости рекомбинированных проб нефти от температуры по объектам I (скв. 2542 и 1100) и II (скв. 1166 и 1233) меловых горизонтов (рис. 4).

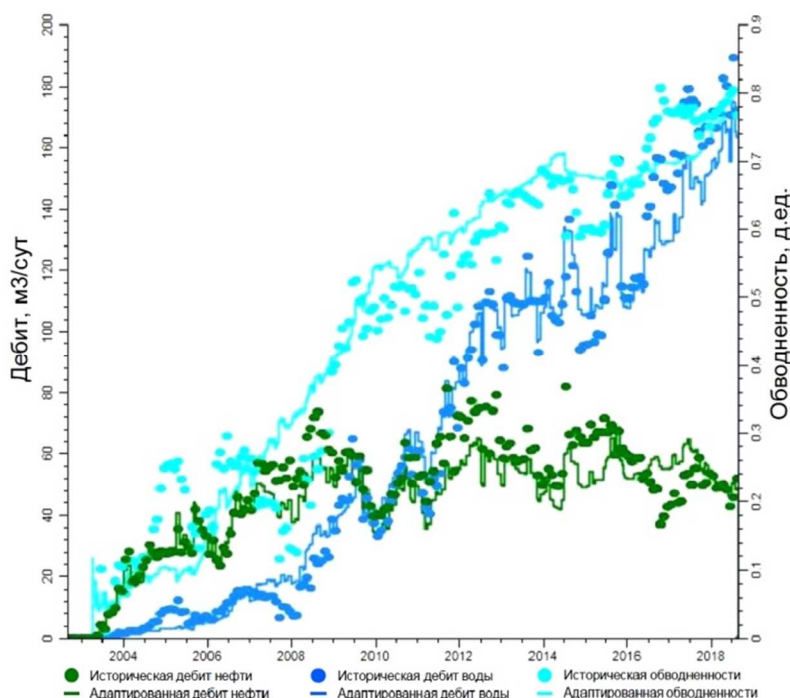


Рисунок 2 – Интегральная адаптация по блоку

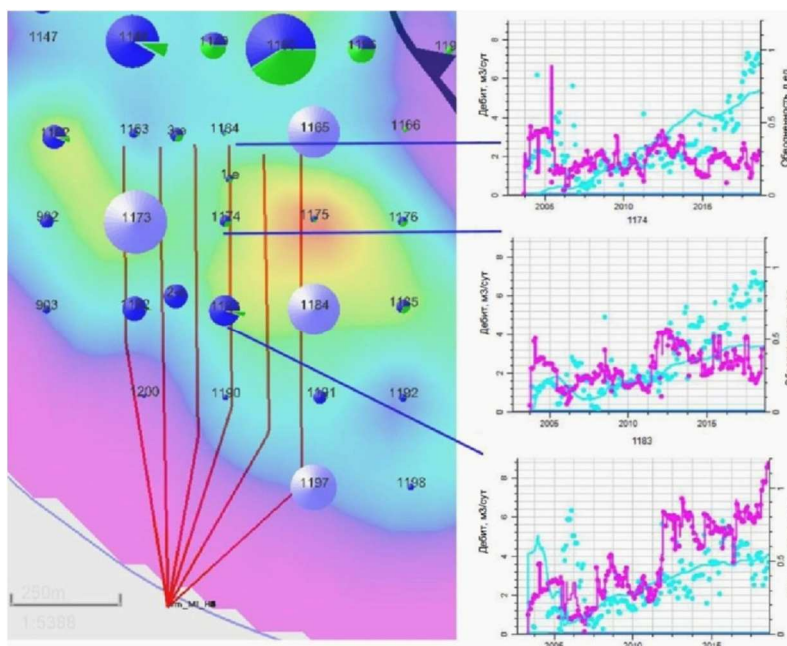


Рисунок 3 – Инициализация краевых скважин

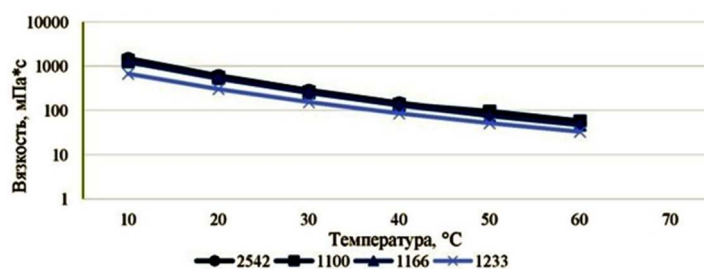


Рисунок 4 – Результаты исследований зависимости вязкости нефти от температуры

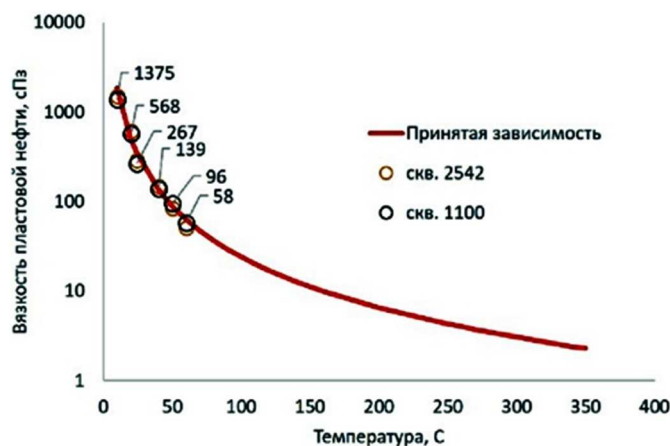


Рисунок 5 – Принятая зависимость вязкости от температуры

Теплопроводность насыщенной породы рассчитана, исходя из свойств стандартных веществ (табл. 1).

Теплоёмкость породы принята равной теплоёмкости кварца ( $1400 \text{ кДж} / \text{м}^3 / \text{К}$ ), без зависимости от температуры. Зависимости теплоёмкостей насыщающих пород флюидов от температуры приняты по справочным данным для сырой нефти, воды и метана.

Теплоёмкость и теплопередача вышележащих и нижележащих пород (для учёта теплотерь через кровлю и подошву) приняты равными свойствам глины с водосодержанием равным 30 %.

Снижение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой при увеличении температуры принято согласно результатам экспериментов по вытеснению (по 3 образцам керна) при повышении температуры (рис. 6.)





Таблица 1 – Расчёт теплопроводности насыщенной породы

Вещество	Доля, объемная	Теплопроводность, кДж / м / день / К	
		Теплопроводность вещества	Теплопроводность компонента породы, средне-взвешенная по объему
кварц	0,7	15,55	10,886
вода	0,15	51,13	7,670
нефть	0,15	12,96	1,944
		20 500 кДж / м / день / К	

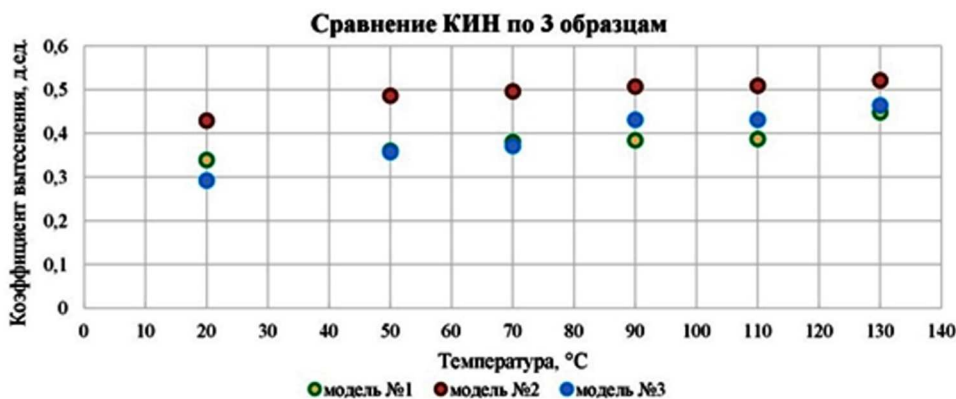


Рисунок 6 – Влияние температуры на коэффициент вытеснения

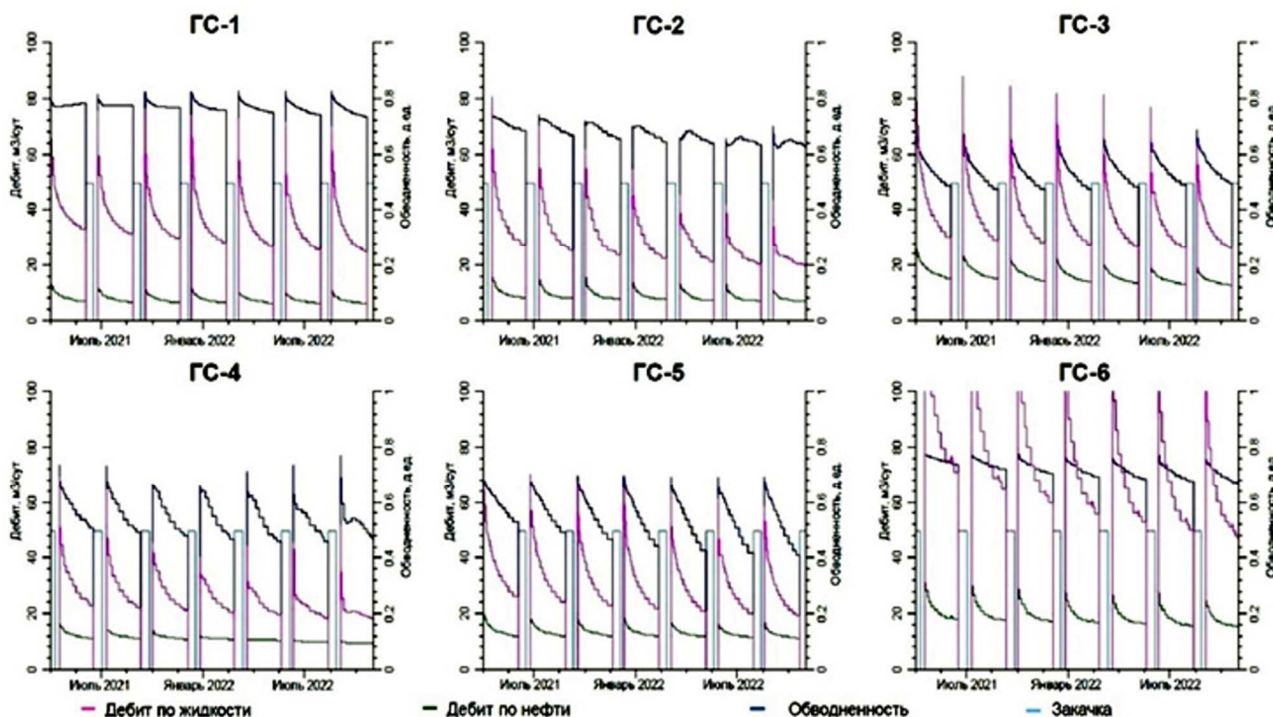


Рисунок 7 – Предварительный прогноз добычи по скважинам с ПЦОС

Для моделирования разработки по технологии ПЦОС в ГДМ размещены 6 ГС вдоль подошвы пласта (рис. 3). Температура закачки пара принята 250 °С, сухость пара – 0,5. Закачка пара по группе скважин с ПЦОС принята по 3 скважинам одновременно в течение 2 недель, далее – простой в течение 1 недели на пропитку с последующим запуском в добычу на ~10 недель (рис. 7). Как только парогенератор заканчивает закачку на первых 3 скважинах, идёт переключение на закачку следующей тройки скважин. На следующем, уточняющем II этапе проекта планируется расчёт оптимального режима работы скважин с ПЦОС с учётом правильного планирования работы парогенераторов.

Согласно проведённой оценке применение горизонтальных скважин позволяет получить дебиты (5–15 т / сут) в несколько раз выше, чем по вертикальным скважинам действующего фонда (<1 т / сут). Применение технологии ПЦОС позволяет дополнительно реализовать потенциал горизонтальных скважин.



Стартовые дебиты по ГС с применением технологии ПЦОС (рис. 8) выше в 1,5–3 раза по сравнению с дебитами при «холодной добыче», разность по накопленной добыче составляет 20–30 % (рис. 9). При последующем учёте интерференции от действующего фонда (II этап) динамика обводнения по варианту «холодной добычи» будет менее оптимистичной.

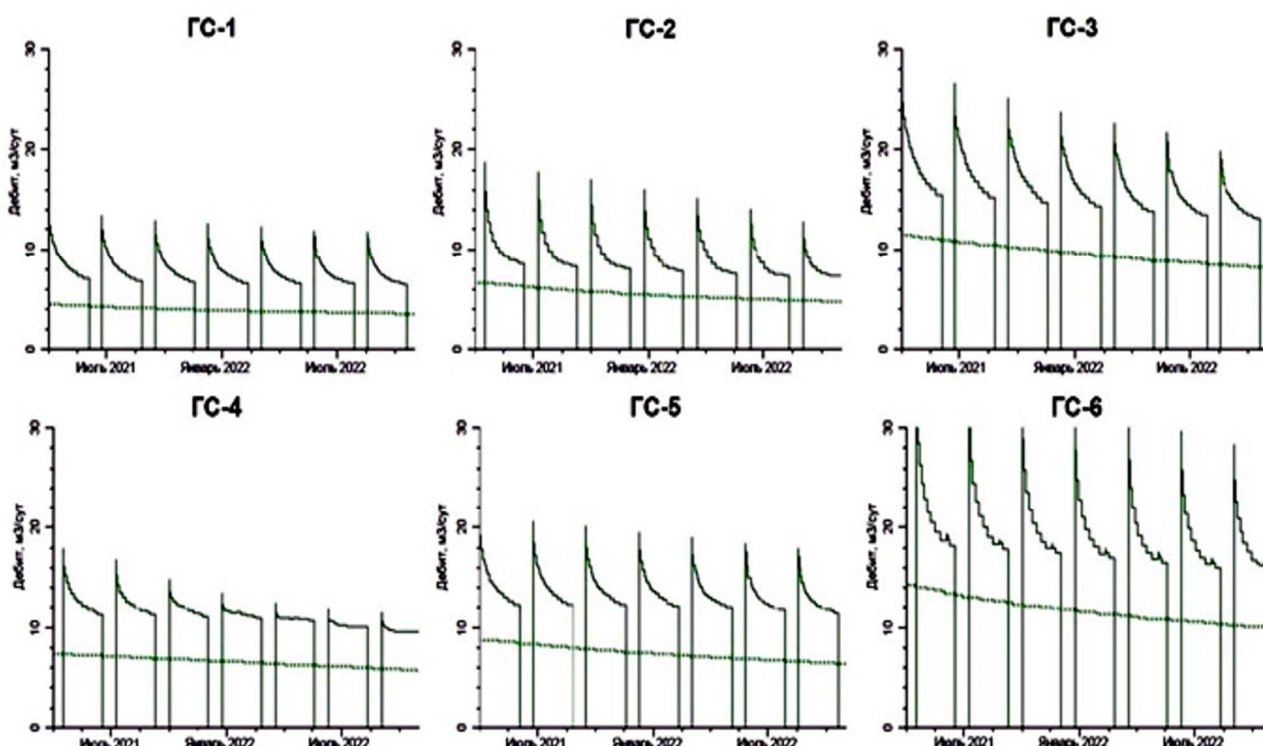


Рисунок 8 – Динамика дебитов по ГС с ПЦОС и при «холодной добыче»

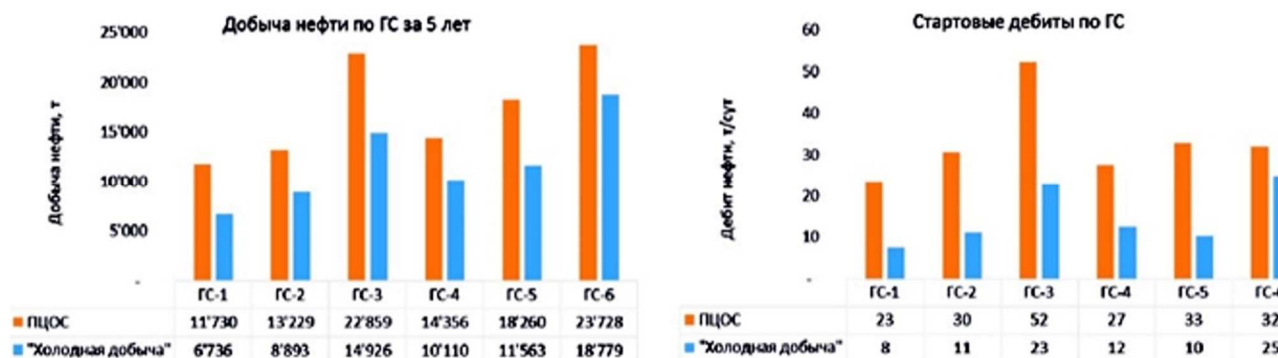


Рисунок 9 – Сравнение потенциала добычи ГС при «холодной добыче» и с ПЦОС

Для расчета экономической эффективности внедрения технологии ПЦОС использованы предполагаемые затраты на реализацию проекта (бурение горизонтальных скважин, закуп парогенераторной установки, обустройство и другие). Индекс доходности проекта за 5 лет (рис. 10) в сравнении с «холодной добычей» (капитальные затраты только на бурение 6 горизонтальных скважин) составляют 0,77 и 0,92 ед. соответственно. Необходимо подчеркнуть, что оценка носит предварительный характер.

Ввиду положительного технологического эффекта проведение II этапа исследований необходимо при уточнении текущей технологической оценки проекта, который экономически целесообразен либо при снижении капитальных затрат на 34 %, либо при улучшении технологической эффективности на 21 %.

На II этапе планируется проведение серии уточняющих расчётов и анализов: корректировка модели по результатам исследований глубинных проб нефти, проведение дополнительных расчётов на композиционной модели для учёта эффекта дистилляции (в данной оценке использовалась опция Black oil Thermal), учёт интерференции от работы действующего фонда, подбор оптимальной схемы работы скважин по технологии ПЦОС с учётом правильного планирования работы парогенераторов и оптимизации экономических показателей.

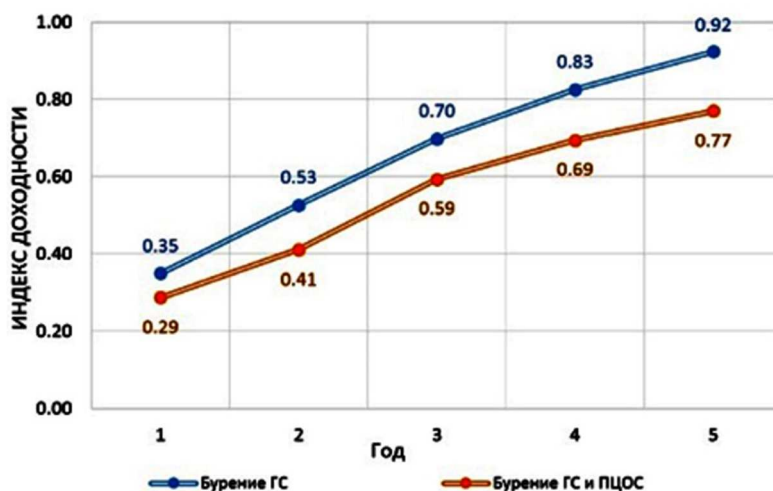


Рисунок 10 – Сравнение экономических показателей

**Литература:**

1. Фаган М. Шейх Ямани предсказывает падение цен, когда наступит эпоха нефти // Материалы сайта. – URL : [www.telegraph.co.uk](http://www.telegraph.co.uk) (25.06.2000 г.)
2. Смирнов С. Куда уходит нефть Казахстана // Материалы сайта «Ритм Евразии». – URL : [www.ritm Eurasia.org](http://www.ritm Eurasia.org) (19.11.2019 г.)
3. Всемирная онлайн энциклопедия «Википедия» // «Тройная точка воды». – URL : [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)
4. Малюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана // Вестник Российского университета дружбы народов. – 2015. – № 3. – С. 102–110.
5. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие // Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2014. – С. 73–75.
6. Эффективность применения тепловых методов: действующие проекты и перспективы / М.Н. Бабашева [и др.] // Нефть и Газ. – 2015. – № 6 (90). – С. 95–108.
7. Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти // Молодой учёный. – 2017. – № 4 (138). – С. 13–15.
8. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 65–68.
9. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта // Материалы сайта. – URL : [www.petros.ru](http://www.petros.ru).
10. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Анализ применения химических композиций совместно с пароциклическими обработками скважин // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – М., 2018, 15–17 October. – С. 1–9 (SPE-191490-18RPTC-RU).

**References:**

1. Fagan M. Sheikh Yamani predicts a fall in prices when the age of oil comes // Web site materials. – URL : [www.telegraph.co.uk](http://www.telegraph.co.uk) (25.06.2000).
2. Smirnov S. Where Kazakhstan's oil goes // Proceedings of the site «Rhythm of Eurasia». – URL : [www.ritm Eurasia.org](http://www.ritm Eurasia.org) (19.11.2019).
3. World online encyclopedia «Wikipedia» // Triple Water Point. – URL : [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)
4. Malyukov V.P., Alibekov M.E. Innovative technologies for intensification of oil production from non-uniform formations in the fields of ultra-viscous oils of Tatarstan // Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. – 2015. – № 3. – P. 102–110.
5. Ruzin L.M., Moroziuk O.A. Methods of enhanced oil recovery. Textbook // Ukhta State Technical University. – Ukhta, 2014. – P. 73–75.
6. Effectiveness of thermal methods application: current projects and prospects / M.N. Babasheva [et al.] // Oil and Gas. – 2015. – № 6 (90). – P. 95–108.
7. Vyatkin A.S. Review of the introduction of the steam-gravity method of oil production // Young Scientist. – 2017. – № 4 (138). – P. 13–15.
8. Sokolyuk L.N., Filimonova L.N. The technology of selecting wells for steam-cycle treatment // Oilfield Business. – 2013. – № 11. – P. 65–68.
9. Review of modern methods of enhanced oil recovery // Materials of the site. – URL : [www.petros.ru](http://www.petros.ru).
10. Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K. Analysis of application of chemical compositions together with steam-cycling well treatments // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – М., 2018, 15–17 October. – P. 1–9 (SPE-191490-18RPTC-RU).





УДК 622.24

## ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЦИРКУЛЯЦИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В МОРСКОМ БУРЕНИИ

### WAYS TO IMPROVE FLUID CIRCULATION IN OFFSHORE DRILLING

#### Шалыгин Роман Константинович

инженер кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина,  
teksertshalygin@yandex.ru

#### Shalygin Roman Konstantinovich

Engineer of Oil and Gas Drilling Department,  
Russian State University of Oil and Gas  
(National Research University)  
names after I.M. Gubkin  
teksertshalygin@yandex.ru

**Аннотация.** На основе анализа инновационных технологий бурения показано, что перспективным направлением совершенствования промывки скважин в морском бурении является применение различных вариантов технологии бурения с двойным градиентом давления.

**Annotation.** Based on the analysis of innovative drilling technologies, it is shown that a promising direction for improving the circulation of drilling fluid in offshore drilling is the use of various options for drilling technology with a double pressure gradient.

**Ключевые слова:** морское бурение, промывка скважин, технология бурения с двойным градиентом давления.

**Keywords:** offshore drilling, well flushing, double pressure gradient drilling technology.

Перспективы развития отечественной нефтегазовой отрасли связаны, прежде всего, с дальнейшим освоением континентального шельфа. Поэтому технологии бурения скважин должны быть адаптированы под новые условия. Одной из проблем, которые предстоит решить, является предупреждение осложнений при бурении начального интервала морских скважин. Суть этой проблемы заключается в том, что в отличие от бурения на суше, в морском бурении стол ротора находится на большой высоте над устьем скважины. Поэтому уже при забурировании скважины на ее стенку действует давление, не менее гидростатического давления столба морской воды при отсутствии водоотделяющей колонны, а при ее наличии – столба промывочной жидкости. С ростом глубины ствола скважины растет гидродинамическая составляющая давления циркуляции, в том числе за счет увеличения плотности восходящего потока промывочной жидкости, содержащей буровой шлам. Верхняя часть разреза морских скважин является, как правило, слабо уплотненной. Практика бурения показывает, что в этой ситуации высока вероятность поглощения промывочной жидкости, как правило, с последующим водогазопроявлением [1–4]. Автором выполнен обзор перспективных вариантов решения этой проблемы с целью последующего их технико-экономического анализа.

Поскольку источником проблемы является нарушение баланса давлений в скважине, то и ее решение лежит в области циркуляции промывочной жидкости, а именно в необходимости убрать избыточное давление. Достигается это путем использования технологии двухградиентного давления (в зарубежной литературе – Dual Gradient Drilling Technology). Суть технологии заключается в том, что первый градиент давления создается промывочной жидкостью, идущей от забоя скважины до морского дна, а второй – жидкостью с плотностью, меньшей либо эквивалентной плотности морской воды, идущей от морского дна до поверхности моря. В этом случае ротор буровой установки находится как бы на уровне дна моря. Тяжелая жидкость (первый градиент давления) применяется для тех же целей, что и в обычном бурении, в то время как более легкая жидкость (второй градиент давления) только для регулирования давления.

Существуют два варианта технологии бурения с двойным градиентом давления – с райзером и без райзера [5]. В первом случае возможны различные модификации технологии, отличающиеся способом создания второго градиента давления:

- снижением плотности промывочной жидкости;
- замещением промывочной жидкости газом;

Безрайзерная технология заключается в направлении восходящего потока промывочной жидкости от устья скважины в циркуляционную систему буровой установки по возвратному трубопроводу малого диаметра.

Рассмотрим кратко суть этих способов.

Технология EC-Drill. В технологии двухградиентного управляемого давления EC-Drill райзер разделен герметичной перемычкой. Верхняя его часть заполнена воздухом или, что безопаснее, инертным газом, например, азотом. Применение вместо облегченной промывочной жидкости газа делает возможным значительное снижение забойного давления.



Граница раздела жидкости контролируется встроенными датчиками давления в стыке райзера, посылая сигналы на наземные приборы. Комплект подводного оборудования включает: трубную секцию райзера с выходным отверстием для подачи жидкости в модуль подводного насоса; модуль подводного насоса, состоящий из нескольких подводных насосов; гибкий трубопровод для выхода промывочной жидкости.

Технология EC-Drill имеет два существенных недостатка. Во-первых, она ограничена по глубине моря, так как заполнение верхней части райзера воздухом делает его неустойчивым к смятию наружным давлением. Во-вторых, технология не адаптирована для применения вращающегося превентора (во всяком случае, ее первая версия), что не соответствует современным требованиям безопасности [6].

Технология LRRS. Система возврата бурового раствора из нижней секции райзера Low Riser Return System – LRRS включает следующее оборудование: выходное соединение райзера с всасывающим шлангом, идущим к подводному насосу; подводный буровой насос; возвратную линию от подводного насоса к буровой установке; линию дросселирования; подводную дроссельную заслонку; систему продувки сжатым азотом.

Главная особенность системы LRRS – линия долива скважины, которая проходит от емкости для промывочной жидкости на буровой установке до выходного соединения райзера. Это позволяет заполнять райзер промывочной жидкостью независимо от циркуляции через бурильную колонну. Такую же возможность дает применение бустерного насоса. Это явное преимущество данной системы по сравнению с EC-Drill.

Система безрайзерного возврата промывочной жидкости. Система безрайзерного возврата промывочной жидкости Riserless Mud Return – RMR позволяет подавать промывочную жидкость из устья скважины на буровую установку без использования райзера. Подводное оборудование, необходимое для безрайзерного удаления шлама, включает: подводный модуль всасывания (SMO) на устье скважины; модуль подводного насоса (SPM); всасывающую линию подводного насоса; нагнетательную линию подводного насоса; электрический кабель, обеспечивающий связь между модулем всасывания и модулем насоса.

В настоящее время применение модуля всасывания имеет ограничение по глубине воды, что не позволяет охватить все потребности морского бурения. Тем не менее, потенциальные возможности RMR-технологии достаточно высокие.

Таким образом, проведенный выше анализ инновационных технологий бурения показал, что перспективным направлением совершенствования циркуляции промывочной жидкости в морском бурении с целью предупреждения осложнений является применение различных вариантов технологии бурения с двойным градиентом давления.

### Литература:

1. Бакиров Ш.Х. Оценка возможности применения двухградиентного метода бурения на глубоководных частях Каспия в условиях отсутствия водоотделяющего райзера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 12–14.
2. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Инновационные технологии бурения нефтегазовых скважин на континентальном шельфе // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 6. – С. 11–16.
3. Строительство скважин на шельфе в условиях геологических осложнений, связанных с верхней придонной частью осадочного чехла / В.Н. Хоштария [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 4. – С. 7–12.
4. Петренко В.Е., Оганов Г.С., Свиридова Т.А. Техничко-технологические аспекты проектирования и строительства морских скважин при наличии в разрезе приповерхностного газа на шельфе Охотского моря // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, 2017. – № 1. – С. 29–35.
5. Myers G. Ultra-Deepwater Riserless Mud Circulation with Dual Gradient Drilling // Scientific Drilling, 2008. – № 6. – P. 48–51.
6. Шалыгин Р.К. Аспекты безопасности при управлении качеством в бурении // Альманах мировой науки. – 2016. – № 1–1 (4). – С. 90–91.

### References:

1. Bakirov Sh.Kh. Assessment of the possibility of applying the two-gradient method of drilling in the deep water parts of the Caspian Sea in the absence of water separating riser // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2010. – № 4. – P. 12–14.
2. Balaba V.I., Zinchenko O.D. Innovative technologies of oil and gas wells drilling on the continental shelf // Equipment and technologies for oil and gas complex. – 2014. – № 6. – P. 11–16.
3. Construction of wells on the shelf in conditions of geological complications associated with the upper near-bottom part of the sedimentary cover / V.N. Khoshtaria [et al.] // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2016. – № 4. – P. 7–12.
4. Petrenko V.E., Oganov G.S., Sviridova T.A. Technical and technological aspects of design and construction of offshore wells in the presence of near-surface gas in the section on the Okhotsk Sea shelf // Bulletin of the Drilling Contractors Association, 2017. – № 1. – P. 29–35.
5. Myers G. Ultra-Deepwater Riserless Mud Circulation with Dual Gradient Drilling // Scientific Drilling, 2008. – № 6. – P. 48–51.
6. Shalygin R.K. Safety aspects of quality management in drilling // Almanac of World Science. – 2016. – № 1-1 (4). – P. 90–91.



УДК 622.245.4

## ОБЗОР НАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ

### OVERVIEW OF SWELLABLE PACKERS

#### Шмончева Елена Евгеньевна

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Нефтегазовая инженерия»,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

#### Новрузова Судаба Гаджи кызы

доктор философии по технике,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности

#### Алиев Мовсум Хафиз оглы

магистр,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности

**Аннотация.** Как известно, разрушение цементной связи в скважине может привести к снижению продуктивности, снижению давления в скважине и преждевременному проникновению воды. Для восстановления цементной связи требуется дорогостоящий капитальный ремонт скважин. Набухающие пакеры используются для предотвращения разрушения связи. Когда в цементном слое кольцевого пространства образуются трещины, эластомер набухающего пакера взаимодействует с пластовыми флюидами и набухает, тем самым предотвращая дальнейшее движение флюида. В этой статье обсуждаются набухающие пакеры и их преимущества.

**Ключевые слова:** набухающий пакер, эластомер, цемент, пластовые жидкости, защитные кольца.

#### Shmoncheva Yelena Yevgenyevna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

#### Novruzova Sudaba Haji

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

#### Aliyev Movsum Hafiz

Master,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Annotation.** As known, the destruction of the cement bond in the well can lead to loss of productivity, lower pressure in the well and premature penetration of water. To restore the cement bond requires expensive overhaul of wells. Swellable packers are used to prevent the destruction of the bond. When cracks form in the cement layer of the annulus, the elastomer of the swellable packer interacts with the formation fluids and swells, thereby preventing further fluid movement. This article discusses swellable packers and their benefits.

**Keywords:** swellable packer, elastomer, cement, formation fluids, protective rings.

The advantage of swellable packers is that there are no moving parts in their design, which makes it possible to avoid special operations. The sealing element of swellable packers has the ability to self-repair sealing properties. Also, the advantage of such packers is that their use provides reliable and irreversible isolation of formations [1].

Swellable packers should be used in wells with damaged casing [2–4].

Unlike packers of other designs, which are preferably installed in areas of stable impermeable rocks, swellable packers can also be used in open hole wells with unstable soft and loose rocks, since the sealing element of this packer is able to protect the borehole walls from disturbing the integrity of the formation. Suitable for use in wells with an uneven cross-section, since when sealing element of swellable packer can take the form of a wellbore.

Several parameters of swellable packer:

- the swelling rate of the elastomer depends on the composition of the elastomer, the physico-chemical composition of the fluid in which it swells, the degree of access of the fluid to the surface of the elastomer, as well as temperature conditions;
- elastomer which swells in water, the swelling process proceeds according to the principle of osmosis – the process of movement of water molecules through a semipermeable membrane. Water penetrates into the elastomer and is retained there due to the difference in the mineralization gradient between the fluid and the elastomer;
- elastomer which swells in oil, absorption, diffusion processes are observed;
- depending on temperature conditions, mineralization of produced water, hydrocarbon composition, degree of fluid access to the elastomer, the swelling process can last from several hours to several days and weeks. A full increase in volume can vary from 100 % to 200 % or more.



However, basically, elastomeric packers that swell under the action of well fluids are consists of a casing with an elastomer swelling from contact with a particular fluid. The casing is provided with threaded connections that meet customer requirements. At both ends of the elastomer there are anti-extrusion rings that resist extrusion. Standard elastomer length: 0,9; 1,5; 3; 4,5 and 6 m. It should be noted that swellable packers with elongated elastomers are able to withstand higher pressure drops.

Protective anti-extrusion rings protect the sealing element (elastomer) and guide the packer during its running into the well [5–7].

After lowering and installing the packer in the required place, the protective rings prevent the elastomer from being squeezed out. In most cases, the extrusion protection of packers is designed in such a way as to ensure swelling of the elastomer in the radial direction. A new type of protective rings (stop ring) is known whose advantage is the ability to shorten the length of the packer, while maintaining the necessary pressure drop. In this case, the length of the swellable sealing element (elastomer) is the main factor for the contact area. For withstanding of swellable packer to the great differential pressure required long elastomer

Systems that regulate the swelling process when swellable packers are lowered into the well there is a risk of premature swelling of the sealing element in contact with the wellbore fluid. Most often this happens in case of unexpected stops during the running of the well with swellable packers. Swelling of the elastomer should occur at the installation site in the interval necessary for isolation. In order to exclude premature packer swelling, various systems are used that can slow down the swelling process. Manufacturers of swellable packers strive to create an elastomeric composition for a particular well.

For this purpose, systems are developed that provide regulation of the swelling process of the sealing element (elastomer) so that the setting time can be set based on the needs of the customer. Control systems for the swelling process include polymers with the inherent properties of slowing down swelling, as well as various delayed diffusion barriers and coatings. Disadvantages of swellable packers despite the many advantages of swellable packers compared to packers of other designs, their use is limited by a number of factors.

One of the relative disadvantages of swellable packers is the time needed to swell the sealing element. Mechanical and hydraulic packers are installed and begin to act immediately after the descent into the well. Therefore, where urgent isolation is required (in case of step cementing, pneumatic drilling, prevention of aeration of cement, etc.), it is advisable to use hydraulic and hydromechanical packers.

The use of swellable packers is also unacceptable in extreme conditions, for example, in gas wells with high pressures and high temperatures, or in Arctic wells.

When using swellable packers in practice, it is necessary to take into account that when the elastomers swell, the intermolecular bonds are weakened, as a result of which their mechanical properties are reduced. As a result, under the influence of forces caused by the pressure drop, the tendency to extrude, force out, or deforms, which leads to the loss of the sealing ability of the elastomer.

Also, at high temperature differences (for example, when pumping a fracturing fluid for making hydraulic fracturing), the swelling elastomer can be reduced so much that its sealing ability will be completely lost. Given these circumstances, it is recommended to use swellable packers with caution in case of significant pressure and temperature differences. In multi-stage processing, where the use of a large number of packers, the use of swollen packers are required wholeheartedly. The work of swollen packers does not require the creation of loads (pressures) with sides and complex operations with pipes. The swollen packer can be used in wells with damaged casing column, as the packer element (elastomer) has self-restoring properties.

Packers of these structures (hydraulic, mechanical, etc.) are recommended to be installed in unrefined wells in places of stable, impenetrable rock. Swelling packers can be installed in wells with soft, loose and unstable species, so the swollen sealing element is able to protect the walls of the wells from violation of the integrity of the formation.

One of the real factors in the work of packers is time. Hydraulic and mechanical packers are installed quickly and are activated immediately after the start of the layout. In this case, the load on the casing column carries a strong and short-lived character that can cause damage to it. Swelling or packers begin to act gradually, in the course of several days, which provides long-term insulation of layers and protects the casing column from damage. Recently, packers with hybrid compaction systems have appeared.

Several companies provide swellable packer such as: TAM, Halliburton, Weatherford and etc. TAM company provides vary types of swellable packer like FREECAP I, FREECAP II, FREECAP III, FREECAP IV, Smart FREECAP, FREECAP Geothermal and TAM's FastSwell® technology. Unlike others packers of TAM company TAM's FastSwell® technology provides a fast swell and controlled swell time in slow swell conditions. FastSwell system has developed to enhance into heavy oil and to improve performance in the high salinity and low temperature environment. Main benefit of TAM's oil or water swellable elastomer can be used in all environments. Features of TAM's FastSwell® technology are:

- Swellable Packer touches to well wall approximately 2,5 days with a 5–3 / 4 in. (146 mm) OD to seal in a 6–1 / 8 in. open hole with well conditions of 140 °F (60 °C) and 9,0 ppg 10 %;
- Variable seal length;
- Anti-extrusion end rings;
- Provides excellent sealing in corroded casing and in irregular shapes.



Another company which provides swellable packers are Weatherford. This swellable packer called GENESIS Anulus Swellable Packer. This packer suitable for open hole and cased-hole well environments. Features, advantages and benefits are:

- Absence of moving parts;
- Can be used with most thread connections and tubular configurations;
- Isolate irregular changing annular geometries and hole shapes.

#### Литература:

1. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разобщение пластов и изоляция межпластовых перетоков при помощи водонабухающих пакеров // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 127–132.
2. Казымов Ш.П., Абдуллаева Э.С., Раджабов Н.М. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2015. – № 3. – С. 43–51.
3. Мамедбеков О.К. Экспериментальное исследование процесса набухания пакера при цементировании // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 17–20.
4. Сугаков И.А. Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков. Нефтенабухающие пакера // В сборнике: Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии Материалы Всероссийской конференции с международным участием с элементами научной школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2015. – С. 656–660.
5. Water Swell Packers with High Salinity Tolerance and Increased Performance Envelope. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 6–9 March / A.K. Sadana [et al.]. – Manama, Kingdom of Bahrain, 2017.
6. Sadana A., Kovalchuk A., Cook C. Delayed Oil Swell Packer for Openhole Zonal Isolation of Long Laterals Wells // International Petroleum Technology Conference, 13–15 January. – Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020.
7. First Worldwide Application of HP/HT Water Swellable Packers Eliminates Deployment Risks and Improves MSF Efficiency in Tight Gas Reservoirs / R.E. Arias [et al.] // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18–21 March. – Manama, Bahrain, 2019.

#### References:

1. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Reservoir separation and isolation of interstitial flows using water swell packers // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 127–132.
2. Kazymov Sh.P., Abdullaeva E.S., Rajabov N.M. Review of swelling packers designs and possibilities of their application in the fields of Azerbaijan // Scientific works of NIPI Neftgaz SOCAR. – 2015. – № 3. – P. 43–51.
3. Mamedbekov O.K. Experimental study of packer swelling during cementation // Azerbaijan Oil Economy. – 2019. – № 11. – P. 17–20.
4. Sugakov I.A. Improvement of technical means for reservoir separation and isolation of inter reservoir flows. Oil swell packers // In a collection: Modern problems of hydrogeology, engineering geology and hydrogeoecology of Eurasia Materials of the All-Russian conference with international participation with elements of scientific school. National Research Tomsk Polytechnic University. – 2015. – P. 656–660.
5. Water Swell Packers with High Salinity Tolerance and Increased Performance Envelope. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 6–9 March / A.K. Sadana [et al.]. – Manama, Kingdom of Bahrain, 2017.
6. Sadana A., Kovalchuk A., Cook C. Delayed Oil Swell Packer for Openhole Zonal Isolation of Long Laterals Wells // International Petroleum Technology Conference, 13–15 January. – Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020.
7. First Worldwide Application of HP/HT Water Swellable Packers Eliminates Deployment Risks and Improves MSF Efficiency in Tight Gas Reservoirs / R.E. Arias [et al.] // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18–21 March. – Manama, Bahrain, 2019.



УДК 622.245.422

## ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРА ИЗМЕНЕНИЯ МАССЫ ТВЕРДОГО ТЕЛА В ФОРМИРУЮЩЕМСЯ ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ

### STUDYING THE CHARACTER OF CHANGE IN THE MASS OF A SOLID BODY IN THE FORMING CEMENT STONE

**Шуть Константин Федорович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
cemlab@yandex.ru

**Храбров Вадим Александрович**

аспирант, ассистент  
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
iprachev@ncfu.ru

**Аннотация.** Статья посвящена исследованию причин изменения массы твердого тела в формирующемся цементном камне с целью прогнозирования и учета дополнительных растягивающих нагрузок, действующих на обсадную колонну в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Дан анализ научно-технической информации, касающейся взаимодействия формирующегося цементного камня с обсадной колонной и приведены результаты лабораторных испытаний влияния различных факторов на величину сцепления различных материалов с формирующимся цементным камнем на этапе ОЗЦ.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, крепление скважин, выталкивающая сила, сцепление, гидростатическое взвешивание.

**Shut Konstantin Fedorovich**

PhD in Technical Sciences,  
Associate Professor of the Department of  
Drilling Oil and Gas Wells,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
cemlab@yandex.ru

**Khrabrov Vadim Alexandrovich**

Postgraduate student, Assistant Professor,  
Department of Oil and Gas Well Drilling,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
iprachev@ncfu.ru

**Annotation.** The article is devoted to the study of the reasons for the change in the mass of a solid in the forming cement stone in order to predict and take into account additional tensile loads acting on the casing during the waiting on cement (woc). The analysis of scientific and technical information concerning the interaction of the forming cement stone with the casing string is given and the results of laboratory tests of the influence of various factors on the value of adhesion of various materials to the forming cement stone at the stage of waiting on cement are given.

**Keywords:** cementing slurry, casing, buoyancy force, adhesion, hydrostatic weighing.

#### Введение

Во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) наблюдается увеличение веса обсадной колонны (ОК), которое фиксируется по величине нагрузки на крюке. Данное явление ряд авторов связывают с температурными колебаниями по глубине скважины [1–3], с оседанием твердой фазы цементного раствора [4, 5], с уменьшением величины выталкивающей силы при гидратации вяжущего материала [6].

В работе [4] по результатам промысловых испытаний показано, что для ОК диаметром 146,1 мм длиной 1000 метров увеличение массы от зависания скелета цементного раствора составило до 27,2 % (от массы колонны в воздухе), от изменения давления при гидратации вяжущего материала до 50,4 % (цементный раствор плотностью  $1820 \text{ кг / м}^3$ , плотность жидкости затворения –  $1000 \text{ кг / м}^3$ ).

В работе [5] авторы исследовали характер изменения веса тонкой пластины в период гидратации вяжущего материала. Установлено, что на характер и интенсивность изменения массы пластины влияют: величина зазора от поверхности пластины до стенки ограничивающего сосуда, ширина пластины. При увеличении зазора и ширины пластины фиксируется увеличение величины прироста массы пластины при твердении формирующегося цементного камня. Изменение массы пластины авторы связывают с трением и сцеплением сползающего цементного скелета, что приводит к возникновению дополнительных напряжений растяжения.

Для определения характера изменения выталкивающей силы в цементном растворе в работе [7] предложено сообщать на стержень вибрацию с амплитудой, превышающей амплитуду собственных колебаний стержня, что позволяет устранить влияния трения твердой фазы суспензии о стержень. В работе [6] авторы приходят к выводу о том, что суммарное увеличение нагрузки на стержень, погруженный в цементную суспензию, связано как с зависанием твердой фазы суспензии, вышедшей из взвешенного состояния, так и со снижением выталкивающей силы при гидратации вяжущего мате-





риала. Также в работе показано, что на величину увеличения нагрузки на погруженный стержень оказывает влияние величина коэффициента аномальности пластового давления. При увеличении пластового давления наблюдается уменьшение прироста массы стержня при твердении формирующегося цементного теста-камня, что объясняется замедлением снижения выталкивающей силы.

В работе [8] авторами предпринята попытка связать изменение массы стержня с силой трения, возникающей при химической усадке (контракции) формирующегося цементного камня. Авторы оценивали изменение массы стального стержня диаметром 0,635 см и длиной от 30 до 90 см. При твердении портландцемента класса ПЦТ-I-N (плотность раствора 1860 кг / м<sup>3</sup>) авторами не было зафиксировано увеличение массы стального стержня. Авторы пришли к выводу о том, что контракция происходит до наступления момента активного роста статического напряжения сдвига (СНС) формирующегося цементного теста.

Понимание природы явления изменения массы твердого тела в формирующемся цементном камне важно с целью прогнозирования и учета дополнительных растягивающих нагрузок, действующих на ОК в период ОЗЦ. Кроме того, изучение данного явления позволит найти решения по повышению сцепления формирующегося цементного теста-камня с поверхностью твердого тела.

### Материалы и методы исследования

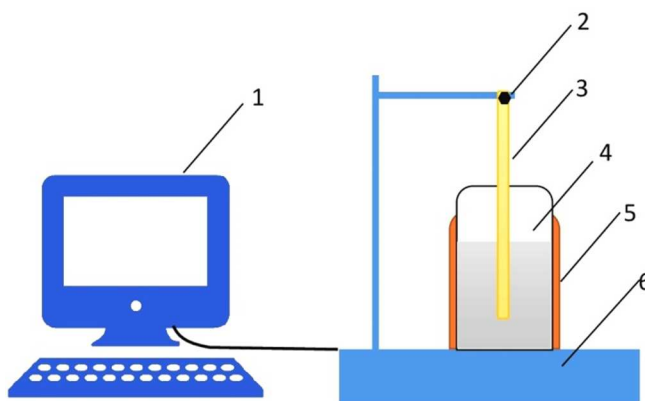
Изучение характера изменения массы стержня в твердеющем цементном растворе осуществлялось с помощью установки, представленной на рисунке 1.

Цементный раствор готовится в соответствии со стандартом ISO 10426-2:2003 (пункт 5). После приготовления цементный раствор заливается в рабочий цилиндр атмосферного консистометра. В течении фиксированного времени цементный раствор кондиционируется при циркуляционной температуре. Перед каждым испытанием поверхности стержня и стакана чистятся в ультразвуковой ванне и обезжириваются. С помощью фиксатора (2) стержень (3) жестко фиксируют на стойке весов, через которую нагрузка со стержня передается на весы (6) и затем на блок сбора данных (1). После кондиционирования цементный раствор переливают в чашу (4) термостакана (5), который предварительно прогревают до заданной статической температуры. Запускают программное обеспечение для автоматического сбора данных. Испытание прекращают после достижения момента времени, при котором наблюдается выполаживание кривой изменения массы стержня (соответствует концу схватывания формирующегося цементного камня).

По результатам лабораторных испытаний строятся кривые изменения массы стержня во времени и изменения скорости роста массы стержня во времени. На графики изменения массы стержня и скорости роста массы стержня также накладывалась кривая роста СНС формирующегося цементного теста, снятая неразрушающим методом с помощью ультразвукового анализатора цемента.

Выбранная методика и схема установки позволяют контролировать следующие факторы:

- температурный режим (циркуляционная и статическая температура проведения испытаний);
- время кондиционирования;
- способ обработки поверхности стержня и емкости с исследуемым цементным раствором.



**Рисунок 1** – Схема весов в сборе для определения изменения веса твердого тела, погруженного в цементную суспензию, методом гидростатического взвешивания: 1 – блок сбора данных, 2 – фиксатор стержня, 3 – стержень, 4 – емкость с исследуемым цементным раствором, 5 – термостакан, 6- лабораторные весы с комплектом для измерения массы подвешенного твердого тела

В качестве исследуемых материалов использовались: портландцемент ПЦТ-I-G СС1 (вяжущий материал), СаСl<sub>2</sub> (ускоритель схватывания). Применялась следующая базовая рецептура цементного раствора плотностью 1900 кг / м<sup>3</sup>: 100 % ПЦТ-I-G СС1+3 %(по весу цемента) СаСl<sub>2</sub>.

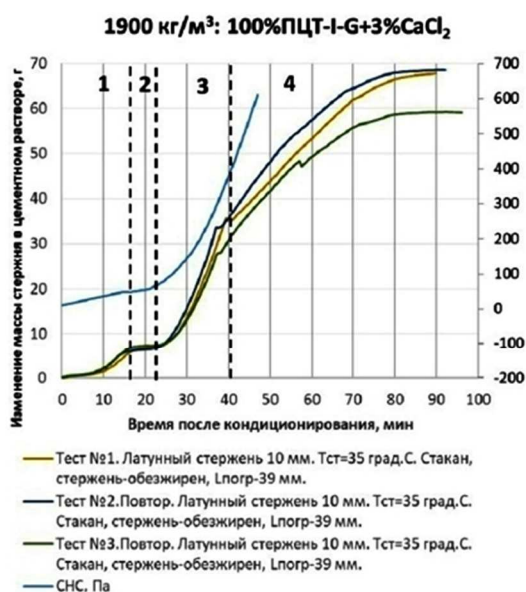


В качестве материала стержня было решено использовать латунь из-за отсутствия влияния на кинетику гидратации вяжущего материала (диаметр стержня  $d = 10$  мм, стандартная глубина погружения  $L_{\text{погр}} = 39$  мм, масса стержня в воздухе  $M_{\text{в}} = 67,4$  г).

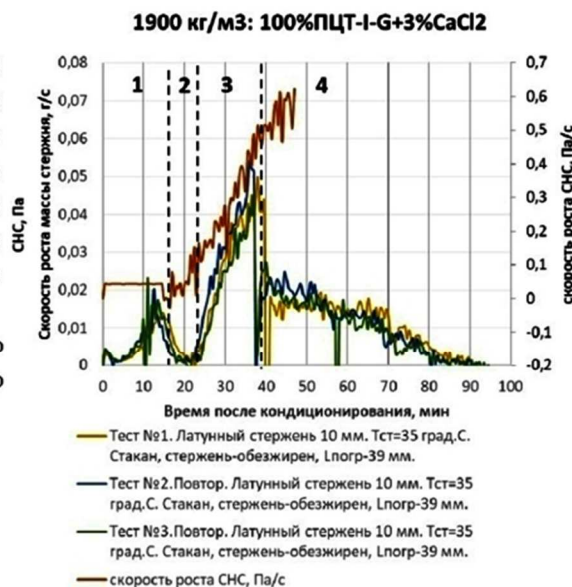
Для обработки поверхности стержня и стакана применялись: гидрофобизирующая жидкость (ГКЖ), смачиватель (ОП-7), кварцевый песок (300 меш).

### Результаты и обсуждение

На рисунках 1–2 представлены кривые изменения массы стержня и скорости роста массы стержня, полученные для цементного раствора базовой рецептуры плотностью  $1900 \text{ кг/м}^3$ : 100 % ПЦТ-I-G+3 %  $\text{CaCl}_2$  (кондиционирование цементного раствора в течении 40 минут при циркуляционной температуре  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , статическая температура  $35 \text{ }^\circ\text{C}$ ).



**Рисунок 2 – Изменение массы стержня в цементной суспензии (тест на повторяемость)**



**Рисунок 3 – Изменение скорости роста массы стержня в цементной суспензии (тест на повторяемость)**

Результаты трех испытаний показали хорошую повторяемость как по характеру изменения массы стержня, так и по скорости роста массы стержня. При изучении влияния факторов на характер и интенсивность изменения массы стержня в цементной суспензии было решено разделить период испытаний на характерные интервалы (1–4 на графиках):

- интервал 1 – начальный рост массы стержня;
- интервал 2 – стабилизация массы стержня;
- интервал 3 – активный рост массы стержня;
- интервал 4 – снижение скорости увеличения массы стержня.

Выполаживание кривой изменения массы стержня.

Была проведена оценка влияния глубины погружения ( $L_{\text{погр}}$ ) латунного стержня (площади контакта боковой поверхности стержня с цементным раствором ( $S_{\text{к}}$ ) на характер и интенсивность изменения массы стержня. На рисунках 3–4 представлены кривые изменения массы стержня и скорости роста массы стержня, полученные для цементного раствора базовой рецептуры (кондиционирование цементного раствора в течении 40 минут при циркуляционной температуре  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , статическая температура  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

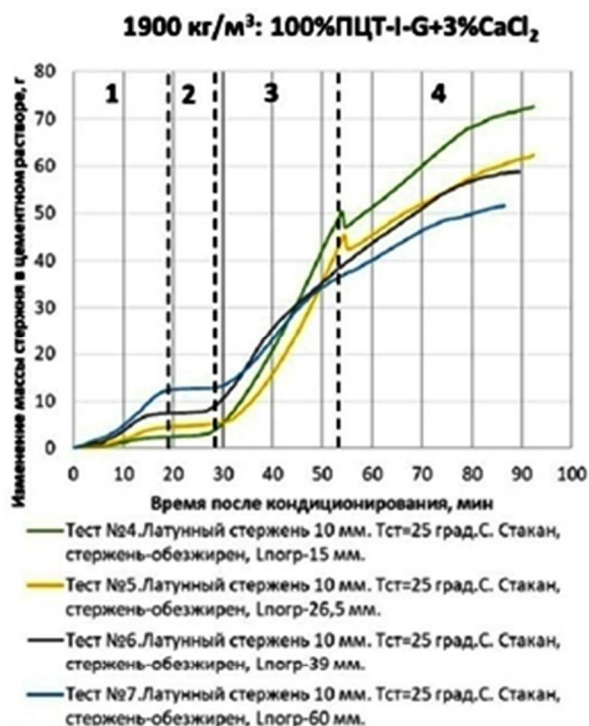
Глубина погружения стержня составляла:

- тест № 4  $L_{\text{погр}} = 15$  мм ( $S_{\text{к}} = 471 \text{ мм}^2$ );
- тест № 5  $L_{\text{погр}} = 26,5$  мм ( $S_{\text{к}} = 832,1 \text{ мм}^2$ );
- тест № 6  $L_{\text{погр}} = 39$  мм ( $S_{\text{к}} = 1224,6 \text{ мм}^2$ );
- тест № 7  $L_{\text{погр}} = 60$  мм ( $S_{\text{к}} = 1884 \text{ мм}^2$ ).

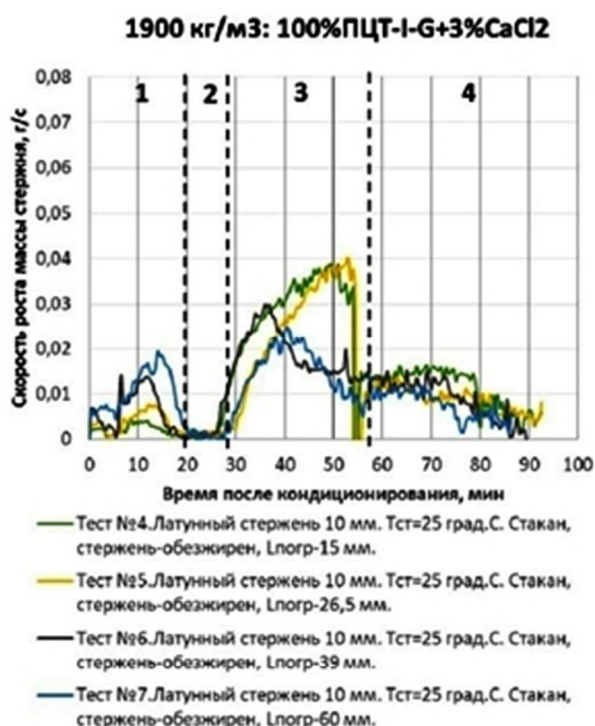
Из представленных графиков видно, что с увеличением площади контакта поверхности стержня с цементным раствором наблюдается увеличение величины прироста и скорости роста массы стержня на первом интервале и снижение скорости роста массы стержня на третьем интервале. Можно отметить, что площадь контакта боковой поверхности стержня с цементным раствором слабо повлияла на характер изменения массы стержня на четвертом интервале. Продолжительность интервалов также не изменилась.



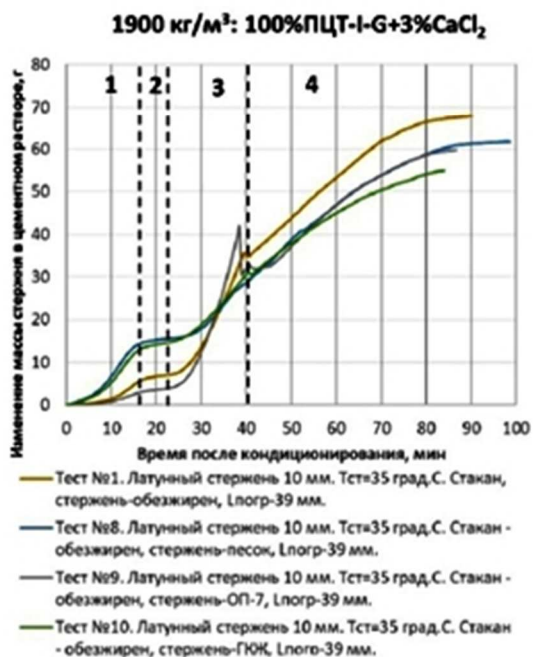
Была проведена оценка влияния обработки поверхности стержня твердыми частицами (тест № 8 – песок 300 меш), смачивателем (тест № 9 – ОП-7), гидрофобизирующей жидкостью (тест № 10 – ГКЖ). Результаты испытаний для цементного раствора базовой рецептуры представлены на рисунках 6–7 (кондиционирование цементного раствора в течении 40 минут при циркуляционной температуре 25 °С, статическая температура 35 °С).



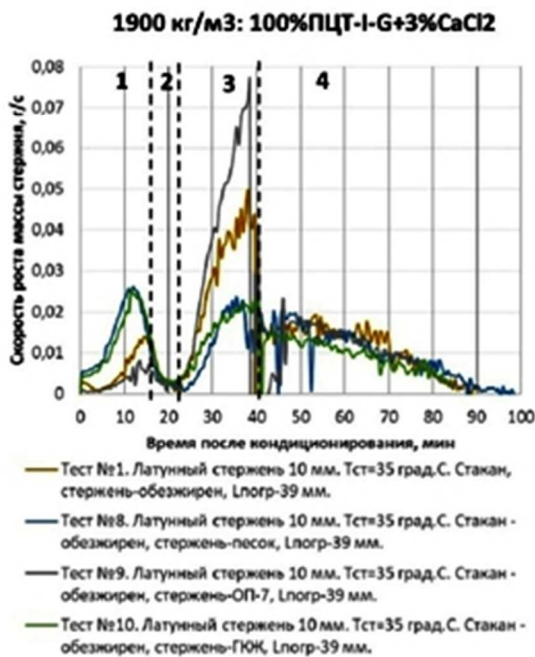
**Рисунок 4 – Влияние площади контакта на изменение массы стержня в цементной суспензии**



**Рисунок 5 – Влияние площади контакта на изменение скорости роста массы стержня в цементной суспензии**



**Рисунок 6 – Влияние обработки поверхности стержня на изменение массы стержня в цементной суспензии**



**Рисунок 7 – Влияние обработки поверхности стержня на изменение скорости роста массы стержня в цементной суспензии**





При нанесении на поверхность стержня песка или пленки ГЮЖ отмечено увеличение величины прироста и скорости роста массы стержня на первом интервале и снижение скорости роста массы стержня на третьем интервале. Обратная ситуация наблюдается при нанесении на поверхность стержня смачивателя ОП-7 (снижение величины прироста и скорости роста массы стержня на первом интервале и увеличение скорости роста массы стержня на третьем интервале). При этом, как и в случае изменения площади контакта стержня с цементной суспензией, обработка поверхности стержня не повлияла на характер изменения массы стержня на четвертом интервале.

Также была проведена оценка влияния обработки поверхности стакана твердыми частицами (тест № 11 – песок 300 меш), гидрофобизирующей жидкостью (тест № 12 – ГЮЖ), смачивателем (тест № 13 – ОП-7). Результаты испытаний для цементного раствора базовой рецептуры представлены на рисунках 8–9 (кондиционирование цементного раствора в течении 40 минут при циркуляционной температуре 25 °С, статическая температура 35 °С).

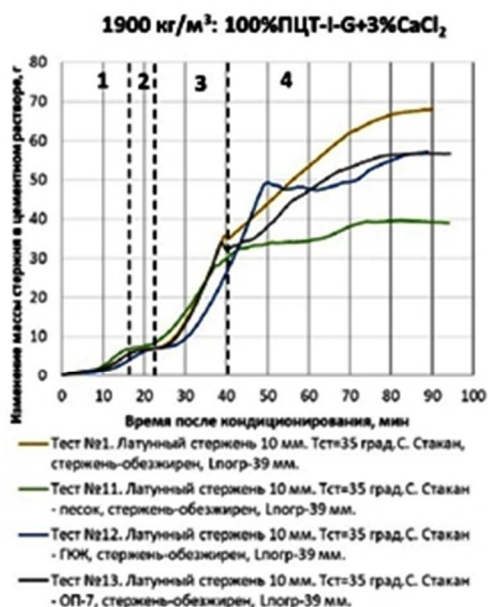


Рисунок 8 – Влияние обработки поверхности стакана на изменение массы стержня в цементной суспензии

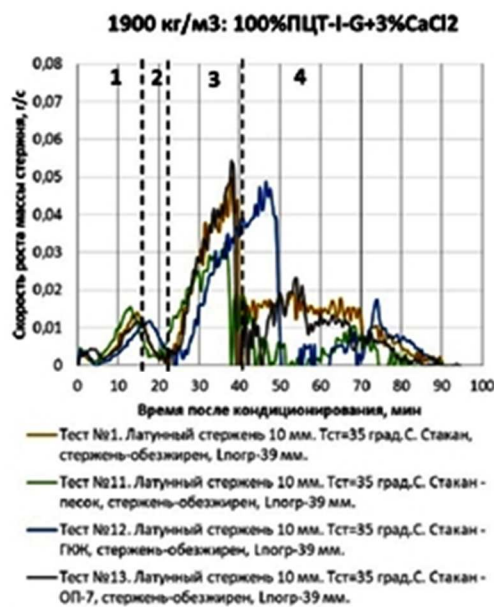


Рисунок 9 – Влияние обработки поверхности стакана на изменение скорости роста массы стержня в цементной суспензии

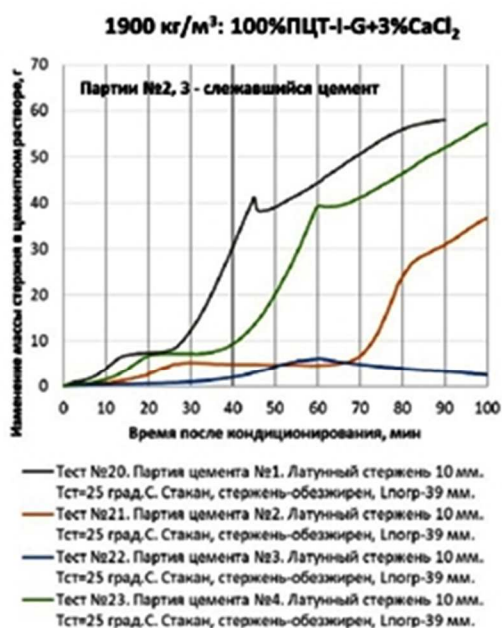


Рисунок 10 – Влияние качества цемента на изменение массы стержня в цементной суспензии

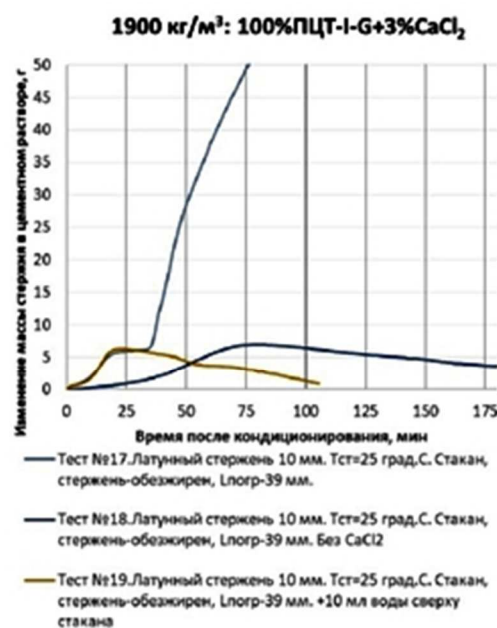


Рисунок 11 – Влияние наличия свободной воды (водоотделения) на изменение массы стержня в цементной суспензии



При нанесении на поверхность стакана песка или пленки ГКЖ отмечено существенное снижение скорости роста массы стержня на четвертом интервале. При этом характер и интенсивность изменения массы стержня и скорости роста массы стержня в интервале периодов 1–3 изменились слабо.

На характер и интенсивность изменения массы стержня также влияет качество сухого цемента. На рисунке 10 представлены кривые изменения массы стержня для четырех партий цемента. Необходимо отметить, что номерами партий 2 (тест № 21) и 3 (тест № 22) отмечен слежавшийся цемент, при применении которого наблюдалось расслоение растворов  $1900 \text{ кг / м}^3$ :  $100\% \text{ ПЦТ-I-G} + 3\% \text{ CaCl}_2$ .

Для подтверждения гипотезы, связанной с тем, что на характер изменения массы стержня может влиять водоотделение цементного раствора, были проведены следующие тесты (рис. 11):

– тест № 17 – цементный раствор плотностью  $1900 \text{ кг / м}^3$ :  $100\% \text{ ПЦТ-I-G} + 3\% \text{ CaCl}_2$  (базовые условия испытания: кондиционирование цементного раствора в течении 40 минут при циркуляционной температуре  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , статическая температура  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , водоотделение  $\text{FW} = 0 \text{ мл}$ );

– тест № 18 – цементный раствор без применения ускорителя  $\text{CaCl}_2$  (базовые условия испытания, водоотделение  $\text{FW} = 6,5 \text{ мл}$ );

– тест № 19 – цементный раствор плотностью  $1900 \text{ кг / м}^3$ :  $100\% \text{ ПЦТ-I-G} + 3\% \text{ CaCl}_2$  (базовые условия испытаний, сверху рабочего стакана добавлено 10 мл воды).

При наличии свободной воды (водоотделения) отмечено отсутствие прироста массы стержня в промежутке интервалов 3 и 4, что может говорить о слабом контакте формирующегося цементного теста-камня с поверхностью стержня или об отсутствии контакта. При этом наличие свободной жидкости сверху стакана не повлияло на характер изменения массы стержня на первом интервале (сравнение тестов 17 и 19). При отсутствии ускорителя в базовой рецептуре цементного раствора отмечено увеличение продолжительности первого интервала (тест № 18). При этом величина прироста массы стержня в конце первого интервала не изменилась.

### Заключение

Проведенные испытания позволяют сделать следующие предположения о природе изменения массы стержня, погруженного в цементную суспензию.

Интервал 1 (начальный рост массы стержня) связан с трением частиц цемента при уменьшении внешнего объема суспензии при гидратации вяжущего материала. Величина прироста массы по результатам проведенных испытаний зависит от площади контакта и от характера обработки поверхности стержня (рис. 4, 6).

Интервал 2 (стабилизация массы стержня) связан с прекращением изменения внешнего объема суспензии в связи с началом периода активного роста СНС формирующегося цементного геля (рис. 2).

Интервал 3 (активный рост массы стержня) связан с контракционным эффектом (с появлением в межзерновых пустотах вакуума), что приводит к втягиванию стержня в случае седиментационно устойчивого цементного раствора и к всасыванию свободной жидкости по поверхности стержня в случае расслоения цементного раствора (рис. 11). Интервал 3 может характеризовать силу сцепления стержня с формирующимся цементным гелем-тестом (при лучшем контакте стержня с цементным гелем скорость роста массы и интенсивность роста массы снижается (рис. 4–7). Величина скорости роста массы стержня по результатам проведенных испытаний зависит от площади контакта и от характера обработки поверхности стержня. Обращает на себя внимание, что при большем приросте массы стержня в период интервала № 1, наблюдается сокращение скорости роста массы стержня в период интервала №3 (рис. 5, 7).

Интервал 4 (снижение скорости увеличения массы стержня, выполаживание кривой роста массы стержня) предположительно связан с продолжающимся контракционным эффектом, а также с отслоением формирующегося цементного теста от внешней ограничивающей поверхности стакана из-за стяжения частиц цемента в зону наибольшего развития вакуума, что может приводить к разгрузке формирующегося цементного камня на стержень. Величина прироста массы и скорость роста массы стержня зависит от характера обработки поверхности стакана (рис. 8, 9). Интервал 4 может характеризовать силу сцепления камня со стенкой вмещающего стакана.

В работе показано, что при проведении испытаний по изучению характера и интенсивности изменения массы твердого тела в формирующемся цементном камне необходимо контролировать и фиксировать следующие факторы: площадь контакта твердого тела с цементной суспензией, водоотделение цементной суспензии, качество сухого цементного порошка, характер обработки поверхности стержня и стакана, температурный режим.

Можно отметить, что при обработке поверхности стержня гидрофобизирующей жидкостью (ГКЖ) величина прироста и скорость изменения массы стержня сопоставимы со случаем нанесения на поверхность стержня кварцевого песка (рис. 6, кривые 8 и 10). Необходимо проведение дополнительных испытаний, направленных на сопоставление характера изменения массы твердого тела с силой сцепления твердого тела с формирующимся цементным камнем.



Авторы выражают благодарность профессору кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Подгорнову Валерию Михайловичу за плодотворное обсуждение методики и результатов экспериментальных исследований.

### Литература:

1. О возможности дополнительных осевых напряжений в колоннах обсадных труб в период цементирования / А.И. Булатов [и др.] // Тр. КФ ВНИИНефть «Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : Недра, 1966. – № 15. – С. 52–55.
2. Козодой А.К. К вопросу определения гидродинамических давлений в скважине // Труды «Бурение глубоких скважин в нижнем Поволжье». – Волгоград : ВНИИНГП, 1969. – № 15. – С. 15–19.
3. Красюк А.Л. О действующих нагрузках на обсадные колонны, возникающие вследствие температурных напряжений и давлений. – М. : Нефтяное хозяйство, 1965. – № 8. – С. 39–42.
4. Грачев В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д. Об увеличении веса обсадной колонны в период ОЗЦ // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭГазпром, 1969. – № 9. – С. 31–34.
5. Грачев В.В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства скважин : дис. ... к.т.н. Спец. 05.15.10. – М., 1981. – 267 с.
6. Геранин М.П. Исследование тампонирующей способности цементных растворов : дис. ... к.т.н. Спец. 05.15.10. – М., 1976. – 264 с.
7. Соловьев Е.М., Геранин М.П. А.с. СССР № 336596. Способ определения величины выталкивающей силы седиментационно неустойчивых концентрированных цементных и иных суспензий. – 1972.
8. Nishikawa S., Wojtanowicz A.K. Transient Pressure Unloading. A Model of Hydrostatic Pressure Loss in Wells after Cement Placement // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002. – P. 1–10. doi:10.2118/77754-ms.

### References:

1. On the possibility of additional axial stresses in casing strings during cementing / A.I. Bulatov [et al] // Proc. KF VNIINeft «Drilling and development of oil and gas fields». – M. : Nedra, 1966. – № 15. – P. 52–55.
2. Kozodoy A.K. To a question of definition of hydrodynamic pressures in a well // Works «Drilling of deep wells in the lower Volga region». – Volgograd : VNIIGP, 1969. – № 15. – P. 15–19.
3. Krasiuk A.L. About the action loads on the casing strings, arising owing to temperature stresses and pressures. – M. : Oil Economy, 1965. – № 8. – P. 39–42.
4. Grachev V.V., Leonov E.G., Malevanskiy V.D. On increase in casing string weight during OZC // Development and Exploitation of Gas and Gas-Condensate Fields. – M. : VNIIEGazprom, 1969. – № 9. – P. 31–34.
5. Grachev V.V.. Research and Development of Methods to Increase Tightness of Boreholes Borehole Containment : doctoral thesis. Sci. 05.15.10. – M., 1981. – 267 p.
6. Geranin M.P. Research of plugging ability of the cement mortars : a Sci. of Technical Science, Speciality 05.15.10. – M., 1976. – 264 p.
7. Solov'ev E.M., Geranin M.P. A.s. USSR № 336596. Method of Determination of Magnitude of Ejection Force of Sedimentary Unstable Concentrated Cementary or Other Suspensions. – 1972.
8. Nishikawa S., Wojtanowicz A.K. Transient Pressure Unloading. A Model of Hydrostatic Pressure Loss in Wells after Cement Placement // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002. – P. 1–10. doi:10.2118/77754-ms.





**НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ**

# **БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ**

**Материалы V Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2021 г.)**

**ISSN 2587-8913**

---

**В 2 ТОМАХ**

**ТОМ 1**

---

**Сборник статей**

Статьи публикуются в авторской редакции

Технический редактор – А.С. Семенов  
Оригинал-макет – М.Н. Гусева  
Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Сдано в набор 01.04.2021  
Подписано в печать 05.04.2021.  
Формат 60 x 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Бумага офсетная. Печать riso.  
Печ. л. 26,5  
Изд. № 1173. Тираж 500 экз. Заказ № 2260

ООО «Издательский Дом – Юг»  
Россия, 350072, г. Краснодар,  
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571  
e-mail: id.yug2016@gmail.com  
Сайт: www.id-yug.com