

# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы VII Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2023 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 VII Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2023 г.)**

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

**ISSN 2587-8913**

---

**В 2 ТОМАХ**

**ТОМ 1:**

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

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

---

**Сборник статей**

**Краснодар  
2023**

# READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of VII International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2023)



*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 VII International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2023)**

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

**ISSN 2587-8913**

---

**IN 2 VOL.**

**VOLUME 1:**

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

**DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS.**

**DRILLING OF OIL AND GAS WELLS**

---

**Conference bulletin**

Krasnodar  
2023

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

**САВЕНОК Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

**SAVENOK Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of Development and Operation of Oil and Gas Fields, St. Petersburg Mining University, Winner of an award of administration of Krasnodar Region in the field of education for 2015.

**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 топливно-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 Lieders» (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 Lieders» (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 УССР, Лауреат Государственной премии в области науки Украины, награждён орденом «За заслуги» 3-ей степени, действительный член Научного общества имени Шевченко, академик Украинской нефтегазовой академии, Иностранный 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

**Горпинченко А.Н.**

Анализ геологического строения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и особенности его нефтегазоносности ..... 19

**Gorpinchenko A.N.**

Analysis of the geological structure of the Urengoykoye oil and gas condensate field and features of its oil and gas potential

**Ройя Ф. Рашиди, Имад М. Гафор, Арзу Джавадова**

Бентические фораминиферы как индикационной инструмент биостратиграфии и палеоэкологии пачки Гури (формация Мишан), Бандар-Аббас, Южный Иран ..... 37

**Roya F. Rashidi, Imad M. Ghafor, Arzu Javadova**

Benthic foraminifera as a tool for indication of biostratigraphy, and paleoecology of the Guri member (Mishan formation), Bandar Abbas, South Iran

**Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Кусова Л.Г.**

Особенности строения пород-коллекторов нетрадиционного типа на примере битуминозных отложений нефтегазоматеринской Баженовской свиты ..... 54

**Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Kusova L.G.**

Structural features of non-traditional type reservoir rocks on the example of bituminous deposits of the Bazhenov oil and gas source formation

**Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.**

Региональные закономерности строения месторождений углеводородов с позиции нелинейной геодинамики ..... 69

**Kazankova E.R., Kornilova N.V.**

Regional patterns of the structure of hydrocarbon deposits from the perspective of nonlinear geodynamics

**Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.**

Закономерности геологического строения Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с позиции нелинейной геодинамики ..... 74

**Kazankova E.R., Kornilova N.V.**

Regularities of the geological structure of the Orenburg oil and gas condensate field from the standpoint of nonlinear geodynamics

**Курочкин А.Г., Калайдина Г.В., Золотухина А.Е.**

Использование технологии «Петросейс» для прогнозирования зон углеводородонасыщения отложений чаркабожской свиты Песчаноозёрского месторождения ..... 78

**Kurochkin A.G., Kalaidina G.V., Zolotukhina A.E.**

The use of the «Petroseis» technology to predict the zones of hydrocarbon saturation of the deposits of the Charkabozhskaya formation of the Peschanoozersky deposit

**Лысенко В.И.**

Прогнозы перспектив поиски месторождений нефти и газа в шельфовой зоне Юго-Западного Крыма ..... 81

**Lysenko V.I.**

Forecasts for oil and gas deposits prospects in the shelf zone of the South-Western Crimea

**Сайганов А.А., Шкирман Н.П.**

Использование данных геофизических исследований для изучения строения оползневых участков ..... 88

**Sayganov A.A., Shkirman N.P.**

Use of geophysical survey data to study the structure of landslide sites

**Сайганов А.А., Старикович В.Н., Шкирман Н.П.**

Опыт использования многоволновой сейсморазведки для прогноза неглубокозалегающих залежей УВ в отложениях неогена ..... 92

**Sayganov A.A., Starikovich V.N., Shkirman N.P.**

Experience in the use of multi-wave seismic exploration for the prediction of shallow hydrocarbon deposits in Neogene sediments

**Соколов Д.В., Шарафутдинов В.Ф., Энсон К.В.**

Палеогеографические критерии перспектив нефтегазонасности караган-чокракских отложений восточной части Терско-Каспийского прогиба ..... 96

**Sokolov D.V., Sharafutdinov V.F., Enson K.V.**

Paleogeographic criteria for the prospects of oil and gas potential of the Karagan-Chokrak deposits of the eastern part of the Tersko-Caspian trough

**Шустер В.Л.**

Геолого-геохимические предпосылки поисков крупных нефтегазовых скоплений, приуроченных к мегарезервуарам ..... 99

**Shuster V.L.**

Geological and geochemical prerequisites for the search for large oil and gas accumulations associated with megareservoirs

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

\*\*\*\*\*

**DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS****Аббасова С.В.**

Определение режимов газлифтных скважин на основе асимптотического подхода ..... 105

**Abbasova S.V.**

Determination of the regimes of gas-lift wells on the basis of the asymptotic approach

**Адельгужин Р.Р., Ивашов А.Ю., Никольская В.В.**

Методы борьбы с сероводородом при добыче нефти ..... 108

**Adelguzhin R.R., Ivashov A.Yu., Nikolskaya V.V.**

Methods of combating hydrogen sulfide in oil production

**Алиева О.А.**

Очистка углеводородного газа от нафталина ..... 112

**Aliyeva O.A.**

Purification of hydrocarbon gas from naphthalene

**Антонов С.М., Лапина А.Д., Киселев К.В., Андреев О.В.**

Взаимодействие кислотных растворов с моделями пласта ЮС<sub>2</sub> в термобарических условиях ..... 115

**Antonov S.M., Lapina A.D., Kiselev K.V., Andreev O.V.**

Interaction of acid solutions with a formation JS<sub>2</sub> models under thermobaric conditions

**Антонов С.М., Касымова Л.Т., Киселев К.В., Андреев О.В.**

Моделирование очистки призабойной зоны пласта засоленного терригенного коллектора ..... 119

**Antonov S.M., Kasymova L.T., Kiselev K.V., Andreev O.V.**

Modeling of the near-wellbore zone cleaning of a saline terrigenous reservoir

**Бовконюк П.А., Савенок О.В.**

Обоснование методологии подбора месторождений-аналогов нефти и газа при проектировании разработки ..... 123

**Bovkonyuk P.A., Savenok O.V.**

Substantiation of the methodology for selection of fields-analogues of oil and gas in the design of development

**Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Зялятдинов А.А., Липаев А.А.**

Исследование тепловых свойств пород-коллекторов залежей сверхвязкой нефти ..... 133

**Burlutsky E.A., Sadreeva R.K., Zalyatdinov A.A., Lipaev A.A.**

Study of thermal properties of reservoir rocks of ultra-viscous oil deposits

**Ваганов Е.В., Плазун А.В., Краснов И.И., Данилов А.П.**

Влияние расположения горизонтальных скважин в пласте на процесс их загазовывания и обводнения ..... 141

**Vaganov E.V., Plazun A.V., Krasnov I.I., Danilov A.P.**

Influence of horizontal wells in formation the process of spraying and watering them



<b>Винклер В.С., Сайченко Л.А.</b> Особенности обустройства нефтегазовых месторождений в условиях акваторий Баренцева и Карского морей .....	147
<b>Winkler V.S., Saichenko L.A.</b> Peculiarities of oil and gas field development in the waters of the Barents and Kara Seas	
<b>Вишневецкий А.Е., Зиновьев А.М., Шемелин С.С.</b> Оценка эффективности бурения боковых стволов .....	152
<b>Vishnevsky A.E., Zinoviev A.M., Shemelin S.S.</b> Evaluation of the efficiency of side-drilling	
<b>Габидуллаева Ш.А.</b> Влияние высокомолекулярных полимерных соединений на свойства нанорастворов .....	154
<b>Gabibullayeva Sh.A.</b> Effect of high molecular polymer compounds on the nano-solutions properties	
<b>Гасанов Х.И. оглы, Халилов Н.Н. оглы</b> Ингибиторы солеотложения на основе фосфатов тетраметилэтилендиамина и наночастицы .....	156
<b>Hasanov Kh.I., Khalilov N.N.</b> Salting inhibitor based on tetramethylethylenediamine phosphates and nanoparticles	
<b>Гасимова Д.Р.</b> Методы улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины .....	163
<b>Gasimova J.R.</b> Methods to improve filtration-volumetric properties of the bottomhole zone	
<b>Гурбанов А.Г. оглы, Рзаева С.Д. кызы</b> Органический кислотный состав для обработки терригенных коллекторов .....	167
<b>Gurbanov A.G., Rzayeva S.J.</b> Organic acid composition for treatment of terrigenous reservoirs	
<b>Дадаш-заде Х.И., Мамедова Г.Г.</b> Влияние призабойной зоны на производительность глубинного насоса .....	176
<b>Dadash-zade H.I., Mammadova G.G.</b> Influence of the borehole zone on the performance of a deep pump	
<b>Добролюбова Р.К., Инякина Е.И.</b> Методы определения конденсатоизвлечения при наличии CO <sub>2</sub> и азота в добываемой газоконденсатной смеси .....	180
<b>Dobrolyubova R.K., Iniakina E.I.</b> Methods for determining condensate recovery in the presence of CO <sub>2</sub> and nitrogen in the produced gas condensate mixture	
<b>Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Кусова Л.Г.</b> Анализ технологий по разработке залежей сланцевых углеводородов Баженовской свиты .....	183
<b>Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Kusova L.G.</b> Analysis of technologies for the development of shale hydrocarbon deposits in the Bazhenov formation	
<b>Инякина Е.И.</b> Результаты термодинамического моделирования газоконденсатной системы при наличии неуглеводородных компонентов .....	199
<b>Iniakina E.I.</b> Results of thermodynamic modeling of a gas condensate system in the presence of non-hydrocarbon components	
<b>Исхаков Р.А., Яркеева Н.Р., Юнусова И.Р.</b> Увеличение КПД работы скважины, работающих с УЭЦН, путем применения тандемной установки УЭЦН + струйный насос .....	203
<b>Iskhakov R.A., Yarkeeva N.R., Yunusova I.R.</b> Increasing the efficiency of the well working with the ESP by using the tandem installation of the ESP + jet pump	
<b>Каграманов А.Г., Савенок О.В.</b> Методы повышения эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин на Тагульском нефтегазоконденсатном месторождении .....	207
<b>Kagramanov A.G., Savenok O.V.</b> Methods to increase efficiency of production well stock on the Tagulskoye oil and gas condensate field	
<b>Кузнецов В.А., Шмончева Е.Е.</b> Анализ методов повышения нефтеотдачи пласта на истощенных месторождениях .....	220
<b>Kuznetsov V.A., Shmoncheva Ye.Ye.</b> Analysis of methods for enhanced oil recovery at depleted fields	



<b>Мамедов Р.М., Султанова А.В.</b> О моделировании водохранилищ в условиях водопроводного режима .....	223
<b>Mammadov R.M., Sultanova A.V.</b> About reservoir modeling under water drive mode conditions	
<b>Мамедов Р.М., Султанова А.В.</b> Двумерная гидродинамическая модель нелетучей нефти .....	226
<b>Mammadov R.M., Sultanova A.V.</b> Two-dimensional hydrodynamic model of non-volatile oil	
<b>Мамедова Е.В.</b> Анализ современных методов интенсификации высоковязких нефтей .....	231
<b>Mammadova Ye.V.</b> Analysis of modern methods of intensification of high-viscosity oils	
<b>Мезенцев Д.Э., Савенок О.В.</b> Оптимизация системы разработки путём трансформации сетки скважин на малобальском нефтяном месторождении .....	234
<b>Mezentsev D.E., Savenok O.V.</b> Optimization of the development system by transformation of the well grid on the malobalykskoye oil field	
<b>Мусаева Ш.Ф.</b> О новом методе микробиологической очистки .....	245
<b>Musayeva Sh.F.</b> About new microbiological treatment method	
<b>Насыбуллин А.В., Орехова Л.Г., Орехов Е.В.</b> Оценка эффективности технологии термозаводнения на объекте с ВВН в условиях терригенных отложений нижнего карбона Ново-Елховского нефтяного месторождения .....	248
<b>Nasybullin A.V., Orekhova L.G., Orekhov E.V.</b> Evaluation of the effectiveness of the thermal flooding technology at the facility with high-pressure water in the conditions of terrigenous deposits of the Lower Carboniferous of the Novo-Elkhovskoye oil field	
<b>Нафиков Т.А.</b> Построение и адаптация модели CRMP на участке Бурейкинского месторождения .....	252
<b>Nafikov T.A.</b> Construction and adaptation of the CRMP model at the Bureikinsky oilfield	
<b>Новрузова С.Г. кызы, Джаббарова Г.В. кызы, Агамалиев Ш.Ф. оглы</b> Комплексное исследование газогидратов в бассейнах .....	255
<b>Novruzova S.H., Jabbarova G.V., Aghamaliyev Sh.F.</b> Comprehensive study of gas hydrates in basins	
<b>Плазун А.В., Инякина Е.И., Фоминых О.В.</b> Оценка эффективности мероприятий по ограничению водопритоков при разработке газоконденсатных залежей .....	258
<b>Plazun A.V., Inyakina E.I., Fominykh O.V.</b> Evaluation of the effectiveness of measures to limit water inflows in the development of gas condensate deposits	
<b>Рагимова М.С., Намазова Г.И., Сулейманов Ш.М., Рзаева Х.Д.</b> Исследование метода вибрационного воздействия на пласт на морских месторождениях .....	261
<b>Rahimova M.S., Namazova G.I., Suleymanov Sh.M., Rzayeva Kh.J.</b> Study of the vibration method impacts on the formation in offshore fields	
<b>Рагимова М.С., Намазова Г.И., Сулейманов Ш.М., Рзаева Х.Д.</b> Установка электроцентробежных погружных насосов при спуско-подъемных работах в нефтяных скважинах .....	264
<b>Rahimova M.S., Namazova G.I., Suleymanov Sh.M., Rzayeva Kh.J.</b> Installation of electrocentrifugal submersible pumps in oil well trip	
<b>Рагимова М.С., Гамидли А.С.</b> Выбор оборудования электроцентробежных погружных насосов с учетом характера работы скважин в осложненных геолого-физических условиях .....	267
<b>Rahimova M.S., Hamidli A.S.</b> Selection of equipment for electrocentrifugal submersible pumps taking into account the nature of well operation in complicated geological and physical conditions	
<b>Рогов Е.А.</b> Технология повышения производительности скважин в осложненных условиях .....	270
<b>Rogov E.A.</b> Technology of increase in productivity of wells in the complicated conditions	



- Сайченко Л.А., Лукьянов С.О., Кузьмина Е.В.**  
Анализ технологий повторного гидроразрыва пласта, решения для его проведения и дизайны жидкостей ..... 272  
**Saychenko L.A., Lukyanov S.O., Kuzmina E.V.**  
Analysis of refracturing technologies, solutions for its implementation and fluid designs
- Сакаева Р.О., Ленченкова Л.Е., Ситдикова Д.Ф., Сергеева Н.А., Сафаров Ф.Э., Подлеснова Е.В., Овчинников К.А., Телин А.Г.**  
Применение предоторочки жертвенных ПАВ на основе лигносульфонатов и неонола АФ<sub>9</sub>-12 с целью увеличения эффективности ПАВ-полимерного заводнения для условий Неокомских отложений Западной Сибири ..... 283  
**Sakaeva R.O., Lenchenkova L.E., Sitdikova D.F., Sergeeva N.A., Safarov F.E., Podlesnova E.V., Ovchinnikov K.A., Telin A.G.**  
Application of sacrificial surfactant based on lignosulfonates and neonol AF<sub>9</sub>-12 to increase the efficiency of the surfactant-polymer flooding for the conditions of the neocomian deposits of Western Siberia
- Сунагатова Э.М., Гилимханов Д.В., Лысенков А.В.**  
Определение кинетических параметров реакции карбонатной породы с соляной кислотой на установке с вращающимся диском ..... 288  
**Sunagatova E.M., Gilimkhanov D.V., Lysenkov A.V.**  
Determination of kinetic parameters of the reaction between carbonate rock and hydrochloric acid on a rotating disk apparatus
- Тюхтина Н.С.**  
Методика оценки восстановления проницаемости пористых образцов ..... 291  
**Tyukhtina N.S.**  
Technique of assessment of restoration of permeability of porous samples
- Хашимов Ф.Ф.**  
Мобильная установка комплексной подготовки газа и конденсата ..... 295  
**Khashimov F.F.**  
Mobile Integrated Gas and Condensate Treatment Unit
- Цымбалов А.А.**  
Экологическая проблема закольматированных водозаборных сооружений ..... 298  
**Tsybalov A.A.**  
Environmental problem of looped water intake facilities
- Шарнов А.И., Курдагия Н.Э.**  
Оценка точности численного расчета аналитических решений задач фильтрации в нефтяных пластах с двойной пористостью ..... 302  
**Sharnov A.I., Kurdagia N.E.**  
Estimation of the accuracy of the numerical calculation of analytical solutions of filtration problems in oil reservoirs with double porosity
- Шептухин А.В., Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Горпинченко А.Н.**  
Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения ..... 307  
**Sheptukhin A.V., Zharikova N.K., Savenok O.V., Gorpichenko A.N.**  
State of study of the problem of carbon dioxide corrosion on the example of the Urengoyskoye field
- Шмончева Е.Е., Курбанов Ш.М., Сабитов Т.Ш.**  
Проблемы при бурении скважин на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли ..... 316  
**Shmoncheva Ye.Ye., Kurbanov Sh.M., Sabitov T.Sh.**  
Well drilling problems at the Azeri-Chirag-Guneshli field

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

\*\*\*\*\*

## DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

- Белей И.И., Речапov Д.А., Родер С.А., Буланов С.Г., Казанцев М.Н.**  
Влияние методики подготовки тяжелого тампонажного раствора на результаты испытаний по оценке термостойкости камня при высоких температурах ..... 321  
**Beley I.I., Rechapov D.A., Roder S.A., Bulanov S.G., Kazantsev M.N.**  
Influence of the heavy cement slurry preparation technique on the results of tests to assess the heat resistance of the stone at high temperatures



- Демидова П.И., Липатов А.В.**  
 Моделирование процесса ограничения водопритока с применением тампонажных растворов ..... 325  
**Demidova P.I., Lipatov A.V.**  
 Modeling of the process of limiting water inflow using grouting solutions
- Джаббарова Г.В. кызы, Абдулмуталибов Т.Э.**  
 Нанотехнология в буровых растворах ..... 328  
**Jabbarova G.V., Abdulmutalibov T.E.**  
 Nanotechnology in drilling fluids
- Дубов И.И., Воронцов Е.С.**  
 Производственный опыт бурения «Кошайских отложений» на Самотлорском месторождении ..... 330  
**Dubov I.I., Vorontsov E.S.**  
 Production experience of drilling «Koshaya sediments» at the Samotlor field
- Зель Д.Р., Четвертнева И.А., Тивас Н.С., Калинин Д.А., Логинова М.Е.**  
 Повышение эффективности бурения глинистых отложений и качества вскрытия продуктивных пластов применением полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора ..... 332  
**Zel D.R., Chetvertneva I.A., Tivas N.S., Kalinin D.A., Loginova M.E.**  
 Improving the efficiency of drilling clay deposits and the quality of opening productive layers using polysaccharide hydrophobizing drilling mud
- Ибрагимов Р.С. оглы, Бахшалиева Ш.О. кызы, Ефендиева Л.З. кызы, Ибрагимов З.Р. оглы**  
 Предотвращения открытых фонтанов из затрубного пространства после цементирования скважин ... 336  
**Ibrahimov R.S., Bahshaliyeva S.O., Efendiyeva L.Z., Ibrahimov Z.R.**  
 Prevention of blow out from the annulus after well cementing
- Каменских С.В.**  
 Комплекс буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции ..... 340  
**Kamenskikh S.V.**  
 A complex of drilling process fluids for the construction of wells under conditions of hydrogen sulfide aggression in the fields of the Timan-Pechora oil and gas province
- Логинова М.Е., Четвертнев С.С.**  
 Колебания буровой колонны ..... 343  
**Loginova M.E., Chetvertnev S.S.**  
 Oscillation of the drill string
- Майкоби А.А., Исмаков Р.А., Аль-Сухили М. Хамуд-Абду**  
 Разработка химических добавок для использования в буровых растворах на биодизельной основе ..... 347  
**Maikobi A.A., Ismakov R.A., Al-Sukhili M. Hamud-Abdu**  
 Development of chemical additives for use in biodiesel-based drilling fluids
- Мальков С.Н., Бастриков С.Н.**  
 Унификация требований к креплению скважин в зонах распространения мерзлых горных пород .... 351  
**Malkov S.N., Batrikov S.N.**  
 Unification of the requirements for fixing wells in the zones of distribution of frozen rocks
- Мамаева О.Г., Халиков А.Р.**  
 Профилактика осложнений при бурении в неустойчивых горных породах путем использования сульфированного битума в составе бурового раствора ..... 354  
**Mamaeva O.G., Khalikov A.R.**  
 Prevention of complications during drilling of unstable rocks by using sulfonated bitumen as part of the drilling fluid
- Меджидова А.Н. кызы**  
 Угол ориентации отклоняющего инструмента в скважине ..... 359  
**Medzhidova A.N.**  
 The angle of orientation deflecting tool in the well
- Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю., Марусов М.А., Усов С.В., Яремко А.В.**  
 Асфальтены при строительстве нефтегазовых скважин ..... 362  
**Moissa Y.N., Ivanov D.Yu., Marusov M.A., Usov S.V., Yaremko A.V.**  
 Asphaltenes in the construction of oil and gas wells



<b>Рахматуллин Д.В., Шипицын А.С.</b> Перспективы развития отечественных решений в области ликвидации осложнений с применением технологии колтюбинга .....	367
<b>Rakhmatullin D.V., Shipitsyn A.S.</b> Prospects for the development of domestic solutions in the field of liquidation of complications using coiled tubing technology	
<b>Самохвалов В.Е.</b> Буферная жидкость для цементирования обсадных колонн .....	370
<b>Samohvalov V.E.</b> Buffer liquid for cementation of upsetting columns	
<b>Симонянц С.Л., Мартиросян Г.А.</b> Опыт применения колтюбинга при ремонте нефтяных скважин .....	373
<b>Simonyants S.L., Martirosyan G.A.</b> Experience in the use of coiled tubing in the repair of oil wells	
<b>Сулейманов Э.М., Кузнецов В.А.</b> Применение гелевых пробок при цементировании многоразмерных обсадных колонн .....	376
<b>Suleimanov E.M., Kuznetsov V.A.</b> Application of silicone plugs for cementing of multi-size casing	
<b>Третьяк А.А., Черкасов С.С., Савенко Н.С.</b> Основы резания горных пород резцами PDC .....	378
<b>Tretyak A.A., Cherkasov S.S., Savenko N.S.</b> Fundamentals of rock cutting with PDC cutters	
<b>Третьяк А.Я., Кривошеев К.В., Донченко Д.С.</b> Разработка инновационных долот, армированных резцами PDC .....	382
<b>Tretiak A.Ya., Krivosheev K.V., Donchenko D.S.</b> Development of innovative bits reinforced with PDC cutters	





**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 553.984

## АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

### ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE URENGOYSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD AND FEATURES OF ITS OIL AND GAS POTENTIAL

**Горпинченко Алексей Николаевич**

заместитель генерального директора по общим вопросам,  
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»  
swengorr@yandex.ru

**Gorpinchenko Alexey Nikolaevich**

Deputy Chief Executive Officer  
for General Affairs,  
LLC «Gazprom personnel»  
project «Achim Development»  
swengorr@yandex.ru

**Аннотация.** Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, как и большинство уникальных месторождений на севере Западной Сибири, вошло в стадию падающей добычи. Эта проблема решается не только введением в эксплуатацию новых площадей, но и освоением более глубоких, чем традиционные сеноманские и валанжинские, ачимовских пластов, которые становятся своего рода «третьим дыханием» месторождений. Продуктивность данных отложений была подтверждена на обширной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в них сосредоточены колоссальные запасы газа. Ряд факторов (глубина более 3,5 км, аномально высокие пластовое давление и температура, сложное геологическое строение, многофазное состояние залежей) определяют трудности освоения ачимовских залежей. К примеру, большое количество примесей в газе требует уделять особое внимание его очистке. В то же время этот геологический горизонт является ценным источником газового конденсата, содержание которого здесь превышает 300 г/м<sup>3</sup>.

**Annotation.** The Urengoykoye oil and gas condensate field, like most of the unique fields in the north of Western Siberia, has entered the stage of declining production. This problem is solved not only by the introduction of new areas into operation, but also by the development of deeper than the traditional Cenomanian and Valanginian, Achimov formations, which become a kind of «third wind» of deposits. The productivity of these deposits has been confirmed in the vast territory of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, they contain colossal gas reserves. A number of factors (depth of more than 3.5 km, abnormally high formation pressure and temperature, complex geological structure, multi-phase state of deposits) predetermine the difficulties in developing Achimov deposits. For example, a large amount of impurities in the gas requires special attention to its purification. At the same time, this geological horizon is a valuable source of gas condensate, the content of which here exceeds 300 g/m<sup>3</sup>.

**Ключевые слова:** геологическое строение месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений; тектоника Уренгойского месторождения; нефтегазоносность Уренгойского месторождения; характеристика залежей ачимовских отложений; характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов.

**Keywords:** geological structure of the deposit; lithological and stratigraphic characteristics of exposed deposits; tectonics of the Urengoy field; oil and gas potential of the Urengoy field; characteristics of deposits of Achimov deposits; reservoir properties characteristics.

#### **Л**итолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Геологический разрез Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского (частично палеозойского) платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Схематичная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению приведена на рисунке 1.

#### **Палеозойский фундамент**

Рассматриваемая территория по палеозойскому фундаменту принадлежит к Бахилловской структурно-формационной зоне с преобладанием эвгеосинклинальных формаций субмеридионального простирания.

Породы палеозоя представлены кластоклавами и покровами трахибазальтового состава с единичными горизонтами трахиандезитового состава. Породы имеют незначительное зеленокаменное изменение. Глубина залегания фундамента увеличивается в восточном направлении, в сторону наиболее погруженного Уренгойского желоба.

На Уренгойской площади палеозойский фундамент герцинской консолидации вскрыт скважиной 414 на глубине 5288 м. Керном охарактеризованы породы в интервале от 5385 до 5500 м и представлены миндалекаменными базальтами серого и темно-серого цвета иногда с зеленоватым оттенком. Миндалины выполнены хлоритом, реже опалом, халцедоном, кальцитом. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения. Отложения отнесены по возрасту к верхнему палеозою.

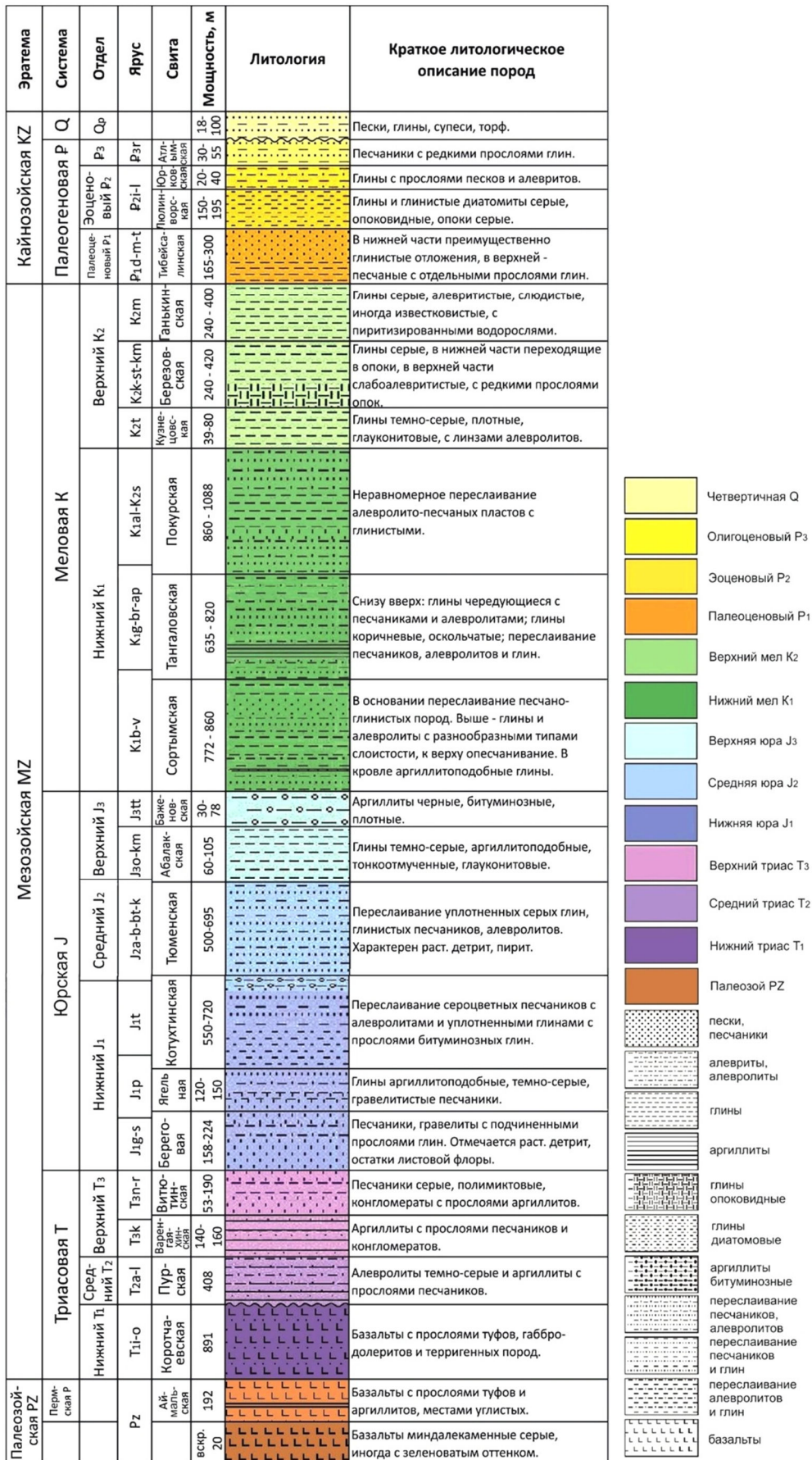


Рисунок 1 – Схематичная литолого-стратиграфическая колонка Уренгойского месторождения. Мезозойская эратема. Триасовая система



## Осадочный чехол

### Палеозойские отложения

Отложения палеозойского чехла слабодислоцированные, локализуются в интервале отражающих горизонтов Ів-А.

В настоящее время данные отложения вскрыты в Тюменской сверхглубокой скважине СГ-6 и выделены в объёме *аймальской свиты* ( $P_2ai$ ) пермского возраста, залегающей на глубине от 7 310 до 7 502 м.

Отложения представлены базальтами с прослоями туфов, аргиллитов и углистых аргиллитов. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения, базальты несут следы выветривания. В Тюменской сверхглубокой скважине вскрытая мощность отложений аймальской свиты 192 м.

Аймальская свита совместно с коротчаевской свитой триасового возраста объединяются в красноселькупскую серию.

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения *красноселькупской серии*, в основании которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, а верхняя часть представлена переслаиванием песчано-алеврито-глинистых пород.

Средний и верхний отделы триасовой системы объединены в *тампейскую серию* и состоят (снизу – вверх) из пурской, варенгаяхинской и витютинской свит, которые представлены песчано-глинистыми отложениями с прослоями конгломератов.

*Коротчаевская свита* ( $T_1kl$ ) в скважине СГ-6 выделяется в составе красноселькупской вулканогенно-осадочной серии и представлена базальтами с прослоями туфов, габбро-долеритов и терригенных пород в интервале глубин от 6 419 до 7 310 м. Отмечаются внутриформационные перерывы. Мощность свиты 891 м.

Отложения *пурской свиты* ( $T_2pu$ ) по данным отбора керна вскрыты скважиной 356 Ево-Яхинской на глубине 5 772 м. Породы пурской свиты в скважине СГ-6 вскрыты в интервале глубин от 6 011 до 6 419 м и представлены тёмно-серыми, местами зеленоватыми алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников. С подошвой свиты совпадает отражающий сейсмический горизонт 1в. Мощность свиты в скважине № СГ-6 составляет 408 м, в скважине № 356 Ево-Яхинской вскрытая мощность свиты – 8,0 м. Пурская свита с несогласием залегаёт на отложениях коротчаевской свиты.

*Варенгаяхинская свита* ( $T_3vrn$ ) вскрыта в ряде скважин (преобладает на юге, юго-востоке рассматриваемой площади): СГ-6, 356 Ево-Яхинской, 410, 411, 414 и 673 уренгойских скважинах. Керн в скважинах №№ 356 Ево-Яхинской (в интервале глубин от 5 560 до 5 772 м) и 673 Уренгойской (интервал от 5399 до 5469 м) представлен тёмно-серыми до чёрных аргиллитами с прослоями песчаников, конгломератов пестроцветных. В средней части породы слагают зеленовато-серые пропластки углистых аргиллитов. Мощность свиты – от 140 до 160 м, нижняя её часть приурочена к отражающему горизонту Іб.

*Витютинская свита* ( $T_3vt$ ) вскрыта теми же скважинами, перечисленными выше, и представлена песчаниками серыми полимиктовыми, конгломератами с прослоями тёмно-серых аргиллитов. Мощность свиты – от 53 до 190 м. К кровле приурочен сейсмический горизонт Іа.

### Юрская система

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отдел объединены в заводоуковский надгоризонт, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

*Береговая свита* ( $J_1br$ ) состоит из песчаников грубозернистых, гравелитов, конгломератов с подчинёнными прослоями глин уплотнённых, серых. Отмечается растительный детрит, остатки листовой флоры. В составе свиты выделяются пласты ЮГ<sub>20</sub> – ЮГ<sub>23</sub>. Мощность свиты может достигать 224 м.

*Ягельная свита* ( $J_1yg$ ) представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, гравелитистыми песчаниками, иногда карбонатными. Мощность свиты достигает 150 м.

*Котухтинская свита* ( $J_1kt$ ) характеризуется переслаиванием сероцветных песчаников с алевролитами и уплотнёнными глинами с прослоями битуминозных глин. В составе свиты выделяются пласты ЮГ<sub>10</sub> – ЮГ<sub>16-17</sub>. Мощность свиты от 550 до 720 м.

*Тюменская свита* ( $J_2tu$ ) представляет собой мощную толщу прибрежно-континентальных отложений. Литологически свита сложена крайне неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Для отложений свиты характерно наличие субвертикальной трещиноватости (трещины иногда выполнены кальцитом), а также присутствие обугленного растительного детрита, реже корней растений и обломков углефицированной древесины, стяжений пирита и чешуек слюды. На площади месторождения в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пластам ЮГ<sub>2</sub>, ЮГ<sub>3</sub> и ЮГ<sub>4</sub>. С кровлей тюменской свиты отождествляется сейсмический горизонт Т1. Мощность свиты достигает 695 м.

Верхнеюрские отложения выделяются в объёме абалакской и баженовской свит.

*Абалакская свита* ( $J_3ab$ ) сложена преимущественно глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в северной части в верхах свиты отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей, подобные прослои встречаются в зоне перехода к васюганским образованиям. По всему разрезу отмечаются разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции. Толщина свиты от 60 до 105 м.



Баженовская свита ( $J_3bg$ ) представлена аргиллитами битуминозными, тёмно-серыми до чёрных, с коричневатым оттенком, разной степени плитчатые, плотные, с прослоями рыхлых листоватых разностей с включениями рыбного детрита и макрофауны, встречаются пиритизированные водоросли. Баженовская свита залегает на глубинах от 3 538 до 4 024 м. Свита хорошо выделяется на диаграммах РК повышенной радиоактивностью и на диаграммах электрокаротажа высокими значениями кажущегося сопротивления. К кровле рассматриваемых отложений приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Мощность свиты от 30 до 78 м.

Отложения юрской и триасовой систем, а также палеозойского фундамента имеют АВПД с коэффициентом аномальности от 1,6 до 1,8. Здесь возможны нефтегазопроявления и поглощения глинистого раствора.

**Меловая система**

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает в себя породы сортымской, тангаловской и нижней части покурской свит. Верхний отдел состоит из пород верхней части покурской свиты, кузнецовской, березовской, ганькинской свит.

Сортымская свита ( $K_1st$ ) залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. В основании её выделяется мощная ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

Строение ачимовской толщи крайне неоднородное, в её составе выделяются несколько песчано-алевритовых пластов, имеющих линзовидно-прерывистое распространение, образованных в условиях лавинной седиментации (рис. 2) и представляющих собой фондоформные части валанжинских клиноформных комплексов  $Aч_6 - BU_{20}$ ,  $Aч_6^0 - BU_{19}$ ,  $Aч_5 - BU_{18}$ ,  $Aч_{3-4} - BU_{17}$ ,  $Aч_{1-2} - BU_{16}$  (рис. 3).

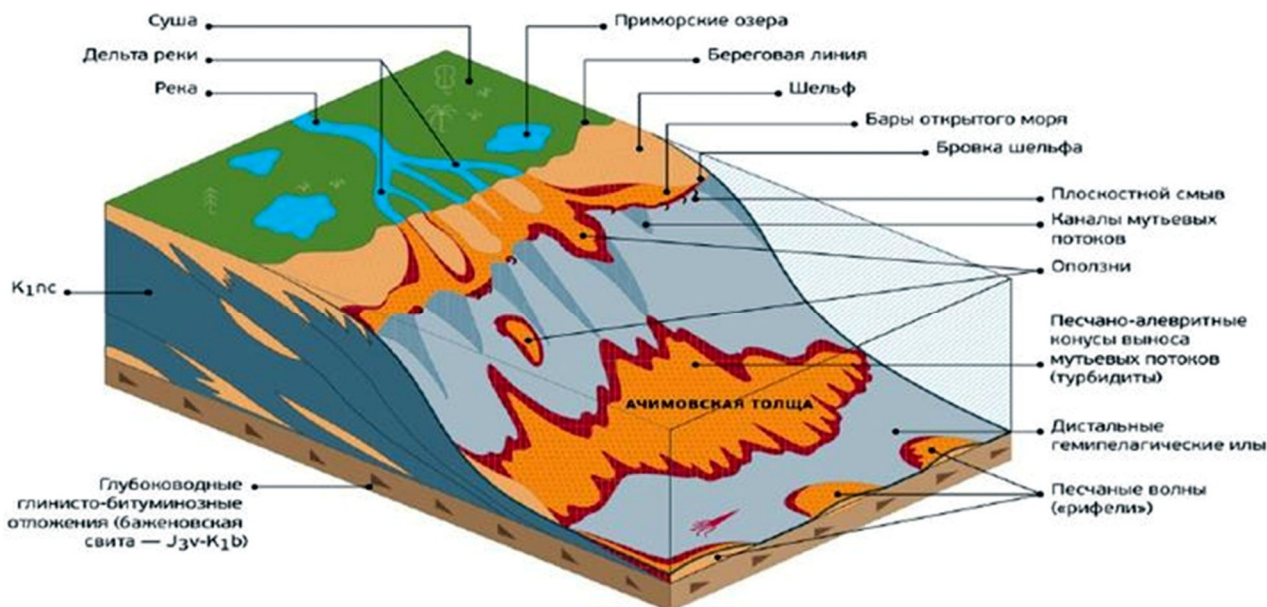


Рисунок 2 – Схема формирования неокомских отложений



Рисунок 3 – Модель строения клиноформных неокомских отложений



Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, аркозового состава, средне- и крепкосцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые, однородные и слоистые. Слоистость образована за счет глинистого материала и глинистых примесей (углистого детрита). Аргиллиты тёмно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонкогоризонтальнослоистые за счет прослоек алевролитового материала.

Мощность ачимовских отложений варьирует от 80 до 418 м.

Перекрываются ачимовские отложения мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной глинами и алевролитами с разнообразными типами слоистости.

Верхняя часть сортымской свиты постепенно опесчанчивается, причем доля песчано-алевритовых пород увеличивается вверх по разрезу. В её составе выделяются продуктивные пласты (снизу – вверх) от БУ<sub>18</sub> до БУ<sub>10</sub>. Нижние продуктивные пласты БУ<sub>16-18</sub> имеют клиноформенный характер залегания, а верхние пласты от БУ<sub>14</sub> до БУ<sub>10</sub> выдержаны практически на всей рассматриваемой территории. С верхними пластами БУ<sub>10</sub> и БУ<sub>11</sub> на Уренгойском месторождении связаны крупные скопления углеводородов.

Кровля пласта БУ<sub>10</sub> проводится по подошве глинистой чеускинской пачки, которая служит хорошо выдержанным репером при корреляции разрезов скважин.

Чеускинская глинистая пачка завершает разрез сортымской свиты. Литологически она представлена глинами тёмно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с включениями многочисленных раковин пеллеципод и углефицированных остатков водорослей. Мощность сортымской свиты – от 772 до 860 м.

*Тангаловская свита (K<sub>1</sub>tn)* представлена, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обильный углистый детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К этой подсвите на собственно Уренгойском месторождении приурочены продуктивные пласты БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>9</sub>. Мощность подсвиты от 130 до 215 м.

Перекрывается нижнетангаловская подсвита хорошо выдержанной по всей территории района и месторождения пачкой «шоколадных» глин, являющихся хорошим репером при корреляции разрезов скважин. Это пачка однородных коричневых тонкоплитчатых аргиллитов, хрупких, жирных на ощупь. Мощность пачки составляет от 8 до 15 м.

Среднетангаловская подсвита представлена песчаниками серыми, с прослоями глин, иногда слабокомковатых. К данной подсвите приурочены пласты БУ<sub>1-2</sub> – БУ<sub>7</sub>. В кровле подсвиты выделяется пимская пачка сероцветных аргиллитоподобных глин с небольшими прослоями песчаников. Она также является репером, хорошо выделяется на диаграммах стандартного каротажа.

Верхнетангаловская подсвита представлена песчаниками и алевролитами, чередующимися в сложном сочетании с глинами серыми и зеленовато-серыми, иногда комковатыми, с единичными зернами скольжения. Характерен обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяется группа песчаных пластов АУ<sub>10</sub> – АУ<sub>6-7</sub>.

Мощность тангаловской свиты – от 635 до 820 м. Продуктивными являются пласты АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>3</sub>, БУ<sub>5</sub>, БУ<sub>80</sub>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>.

*Покурская свита (K<sub>1-2</sub>pk)* представлена переслаиванием алевролито-песчаных отложений и глин. Глинистые пачки и пласты различной толщины плохо выдержаны по площади.

В нижней части разреза покурской свиты выделяется евояхинская пачка, которая сложена песчаниками, иногда известковистыми, с редкими единичными прослоями серых алевролитовых глин, присутствует растительный детрит. Мощность пачки до 100 м.

Верхняя часть разреза покурской свиты представлена сеноманским ярусом, к которому приурочена уникальная по размерам и запасам газовая залежь.

Пески и песчаники сеномана мелко- и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые (вверх по разрезу степень сцементированности снижается), в различной степени глинистые, слюдистые, прослоями известковистые. Окраска от светло-серой до тёмно-серой с желтоватым или голубоватым оттенком. Глины тёмно-серые, иногда зеленоватые, плотные, алевролитистые, слюдистые, местами опокovidные. В толще глин иногда встречаются редкие прослои очень крепкого глинисто-кремнистого известняка. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г». Мощность покурской свиты от 860 до 1090 м.

*Кузнецовская свита (K<sub>2</sub>kz)* начинает цикл морских осадков верхнего мела, литологически представлена глинами тёмно-серыми до чёрных, слабобитуминозными, алевролитистыми, мощностью от 39 до 80 м.

*Березовская свита (K<sub>2</sub>br)* литологически подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя представлена глинами серыми и тёмно-серыми, монтмориллонитового состава, опокovidными, переходящими в опоки серые и голубовато-серые. В кровле подсвиты обособляется регионально-прослеживающийся пласт тёмно-серых, почти чёрных кремнистых пород толщиной до 20 м (сейсмический горизонт «С»). Верхняя подсвита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опокovidных глин и опок, с редкими зёрнами глауконита, конкрециями пирита. Мощность свиты от 240 до 420 м.



*Ганькинская свита* ( $K_2gn$ ) завершает разрез меловых отложений, представлена морскими глинами тёмно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, иногда известковистыми. Встречаются прослои сидерита и тонкорассеянный пирит. Мощность свиты от 240 до 400 м.

#### **Палеогеновая система**

В разрезе палеогена Уренгойского месторождения выделяются следующие свиты: тибейсалинская, люлинворская, юрковская (эоцен) и атлымская.

*Тибейсалинская свита* ( $Pg_1tbs$ ) состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, верхняя – преимущественно песчаная с отдельными прослоями глин. Мощность свиты от 165 до 300 м.

*Люлинворская свита* ( $Pg_2ll$ ) состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита сложена опоками и опоквидными глинами серого и тёмно-серого цвета, средняя подсвита представлена глинами светло-серыми, опоквидными. Верхняя подсвита сложена глинами диатомовыми, плитчатыми. Мощность свиты от 150 до 195 м.

Верхний эоцен – нижнеолигоценые отложения объединяются в *юрковскую свиту*, представленную песками светло-серыми, разнородными с прослоями и линзами глин и гравия. Мощность свиты до 35 м и более.

*Атлымская свита* ( $Pg_3af$ ) объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены кварцевыми песчаниками с редкими прослоями глин. Мощность свиты достигает 40 м.

#### **Четвертичные отложения**

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое распространены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений колеблется от 18 до 100 м.

Породы верхней части разреза, на глубине до 350 м, находятся в зоне вечной мерзлоты. При растеплении мерзлых пород наблюдаются оползневые явления.

#### **Тектоника**

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы рассматриваемый район приурочен к Надым-Тазовской синеклизе, осложнённой структурами I–IV порядка. Наиболее крупные из них указаны на рисунке 4.

Стержневой структурой является Уренгойский мегавал. Он ограничен крупными рифтогенными зонами, наиболее известной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт. Согласно накопленной статистике по Западно-Сибирскому региону, вокруг крупных рифтовых систем сосредоточена основная доля запасов УВ.

Уренгойский мегавал замыкается изогипсой – 3 680 м. При этом длина вала по изогнутой под тупым углом оси составляет 100 км. Ширина вала изменяется от 15 км до 27 км. Вал сужается в районе северного купола и в пределах центральной приподнятой зоны (ЦПЗ), наиболее широкий участок расположен между ЦПЗ и южным куполом. Максимальная амплитуда структуры относительно замыкающей изогипсы достигает 220 м (южный купол), в пределах ЦПЗ и на северном куполе амплитуда достигает 160 м. В поперечном сечении вал не симметричен – западный склон круче восточного.

Второй по величине структурой на рассматриваемой территории является Еньяхинское куполовидное поднятие. Оно оконтуривается изогипсой – 3760 м. По более глубокому гипсометрическому уровню поднятие может быть отнесено к брахиантиклинали с осью широтного простирания. Размеры Еньяхинской структуры составляют 22–17 км, амплитуда достигает 90 м.

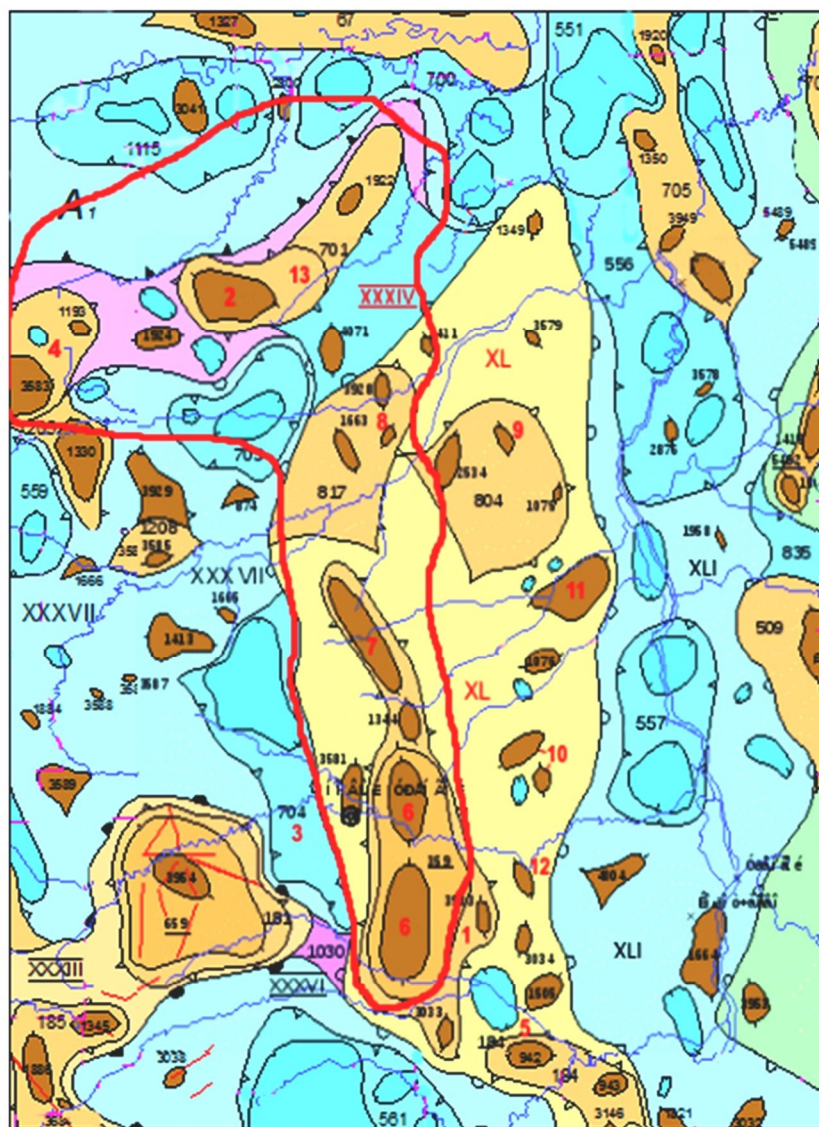
Восточно-Уренгойское поднятие является третьей по размерам структурой района. В сводовой части структура не изучена глубоким бурением и прогнозируется по данным сейсморазведки. Свод структуры предполагается в 8 км к северу от скважины № 351 Евояхинской площади. Поднятие замыкается изогипсой – 3680 м, при этом его размеры составляют 13–5 км, ожидаемая амплитуда поднятия – порядка 60 м.

#### **Нефтегазоносность Уренгойского месторождения**

Нефтегазоносность в пределах Уренгойского района установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно (рис. 5). Самая нижняя залежь установлена на Уренгойском месторождении в пласте ЮГ<sub>10</sub> в скважине № 259.

В пределах Уренгойского месторождения выделяют от 4 до 5 продуктивных комплексов: среднеюрский, неокомский, апт-альбский и сеноманский или ниже-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский (в верхнеюрском комплексе установлены только признаки нефтегазоносности). В данной работе выделено 4 нефтегазоносных комплекса: юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский.

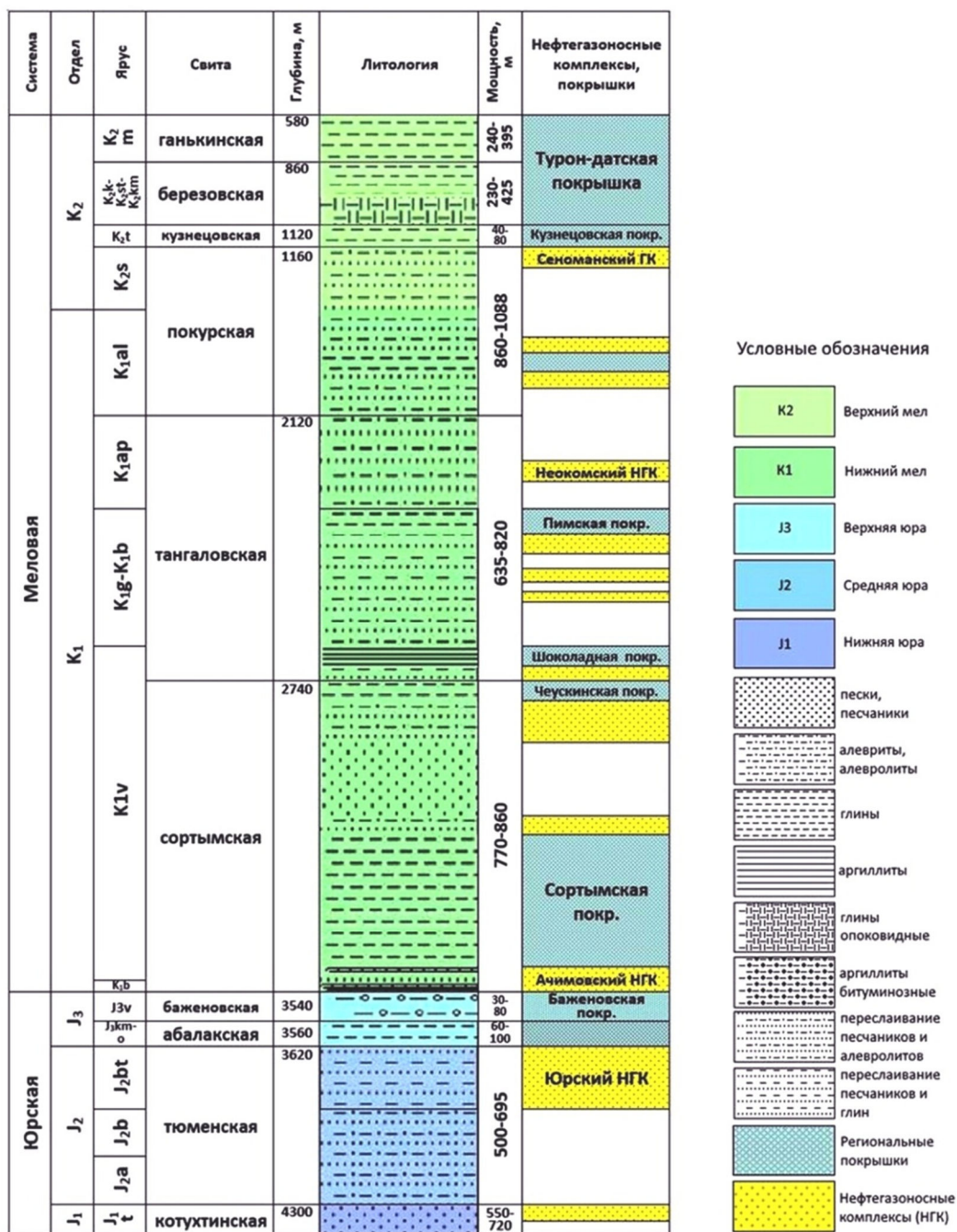




УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Контурные структур :		однокрылые средние и малые (моноклинали)
B <sub>1</sub>	-надпорядковых структур (синеклиа, моноклиз)	отрицательные средние и малые (впадины, мегапрогибы)
B <sub>1A</sub>	-I порядка крупных (поясов мегавалов, поясов мегапрогибов, моноклиналией)	положительные средние и малые (своды, мегавалы, выступы)
XL	-I порядка средних и малых (мегавалов, впадин, моноклиналией)	Структуры II порядка :
XXXIII	-II порядка крупных	положительные крупные (валы)
817	-II порядка средних и малых	отрицательные крупные (прогибы, малые впадины)
8492	-III порядка крупных	положительные средние и малые (малые валы, куполовидные поднятия)
1343	-III порядка средних и мелких и IV порядка	отрицательные средние и малые (малые прогибы)
	Структуры I порядка :	средние и малые (седловины)
	положительные крупные (пояса мегавалов)	Структуры III и IV порядка :
		положительные крупные (крупные брахиантиклинали, крупные купола)
		отрицательные мелкие и средние (локальные депрессии)
		положительные мелкие и средние (локальные поднятия, структурные носы)

**Рисунок 4** – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Красным контуром обведено Уренгойское месторождение. Список структур (красные номера): I порядка – Уренгойский мегавал (XL); II порядка – Песцовая мезоседловина (XXXIV); Центрально-Уренгойский вал (1), Еньяхинское поднятие (2), Западно-Уренгойский прогиб (3), Песцовое куполовидное поднятие (4); III–IV порядка: Южно-Уренгойское (5), Центрально-Уренгойское (6), Северо-Уренгойское (7) локальные поднятия, Табьяхинское (8), Самбургское (9), Восточно-Уренгойское (10) поднятия, Северо-Есетинская (11), Евояхинская (12) приподнятые зоны, Еньяхинское куполовидное поднятие (13)



**Рисунок 5** – Схема литолого-стратиграфической колонки Уренгойского месторождения с выделенными нефтегазоносными комплексами

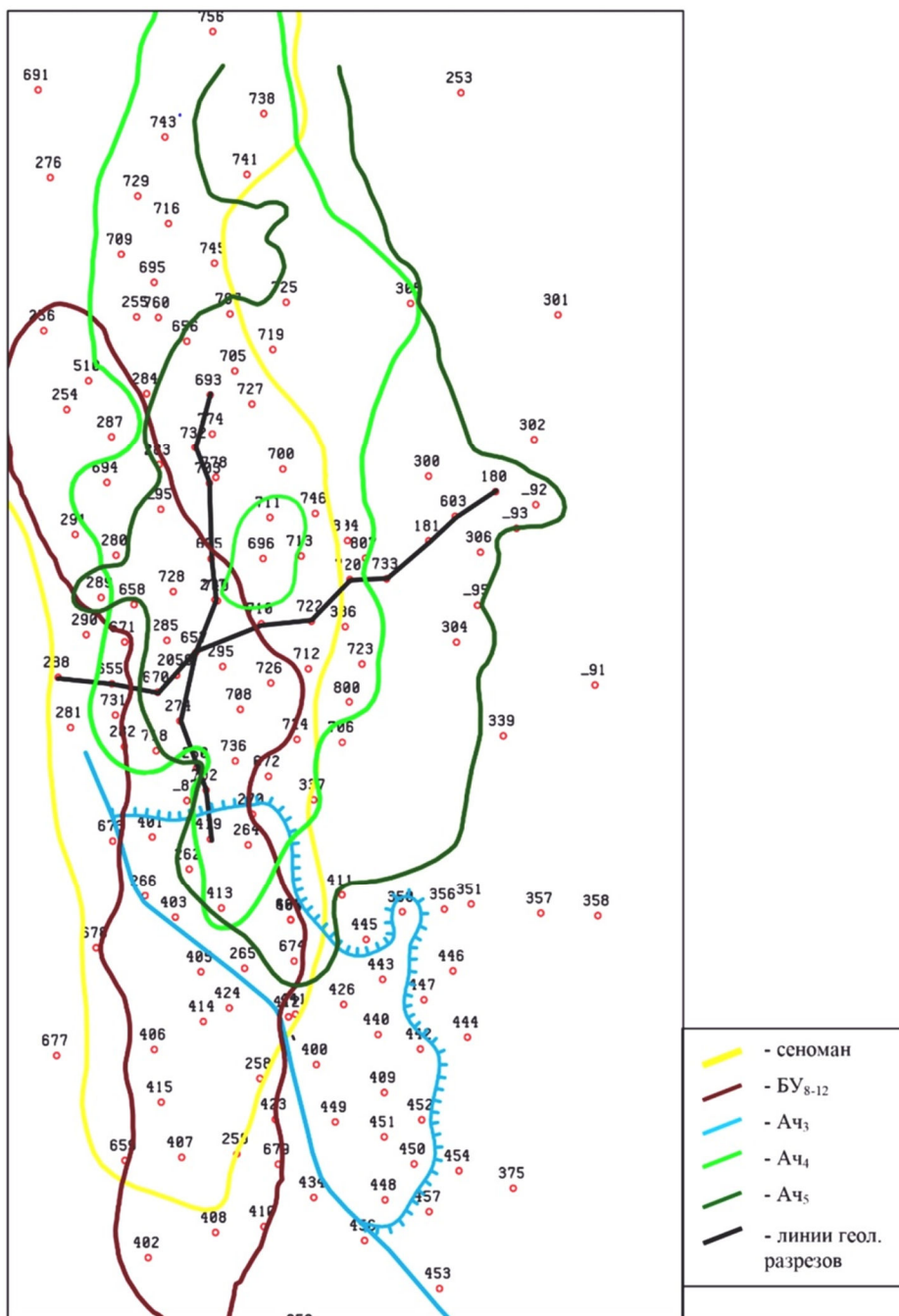
К кровле покурской свиты верхнего мела приурочена уникальная сеноманская газовая залежь высотой до 250 м, залегающая в интервале глубин 930-1250 м. Неокомская часть разреза нижнего мела обладает также значительным этажом нефтегазоносности в диапазоне глубин 2 550–3 100 м. Относительно небольшие газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам ПК<sub>18</sub> – ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>9-10</sub> и БУ<sub>1-5</sub> (глубины 1 750–2 550 м) локализируются в пределах осложняющих месторождение структурных зон Северного и Южного куполов.

Основные продуктивные пласты неокома (БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>14</sub>) залегают в интервале глубин 2 600–3 100 м и к ним приурочены газоконденсатные залежи большой высоты, основные из которых имеют нефтяные оторочки кольцевого и полукольцевого типа или смещенные на восточное крыло структуры.

Сеноманская газовая залежь и основные продуктивные пласты неокома находятся в разработке.

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах рассматриваемой территории является ачимовская толща нижнего мела.

В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ<sub>10-11</sub> и сеноманской газовой залежи показано на рисунке 6.



**Рисунок 6** – Соотношение в плане контуров нефтегазоносности продуктивных комплексов Уренгойского месторождения

Поле газоносности ачимовского пласта Ач<sub>5</sub> по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

Поле газоносности пласта Ач<sub>4</sub> совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ<sub>10-11</sub> в пределах западной части ЦПЗ, однако основной объём резервуара пласта Ач<sub>4</sub> располагается севернее и северо-восточнее ЦПЗ.

Нефтегазоносный резервуар Ач<sub>6</sub> развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, на восточном склоне Уренгойского вала, Ач<sub>6</sub><sup>0</sup> – восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Северо-Есетинской, Непонятной и Самбургской площадях, Ач<sub>5</sub> – на восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач<sub>3-4</sub> преимущественно в сводовой части Уренгойского вала, на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач<sub>1-2</sub> – на западном склоне Уренгойского вала, на Табъяхинской и Хадуттейской площадях.



Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40 и более м) при общей мощности от 90 до 100 м, ориентированных с юга на север.

**Характеристика залежей ачимовских отложений**

Характеристики залежей пластов ачимовской толщи, имеющих распространение на Уренгойском месторождении, представлены в таблице 1.

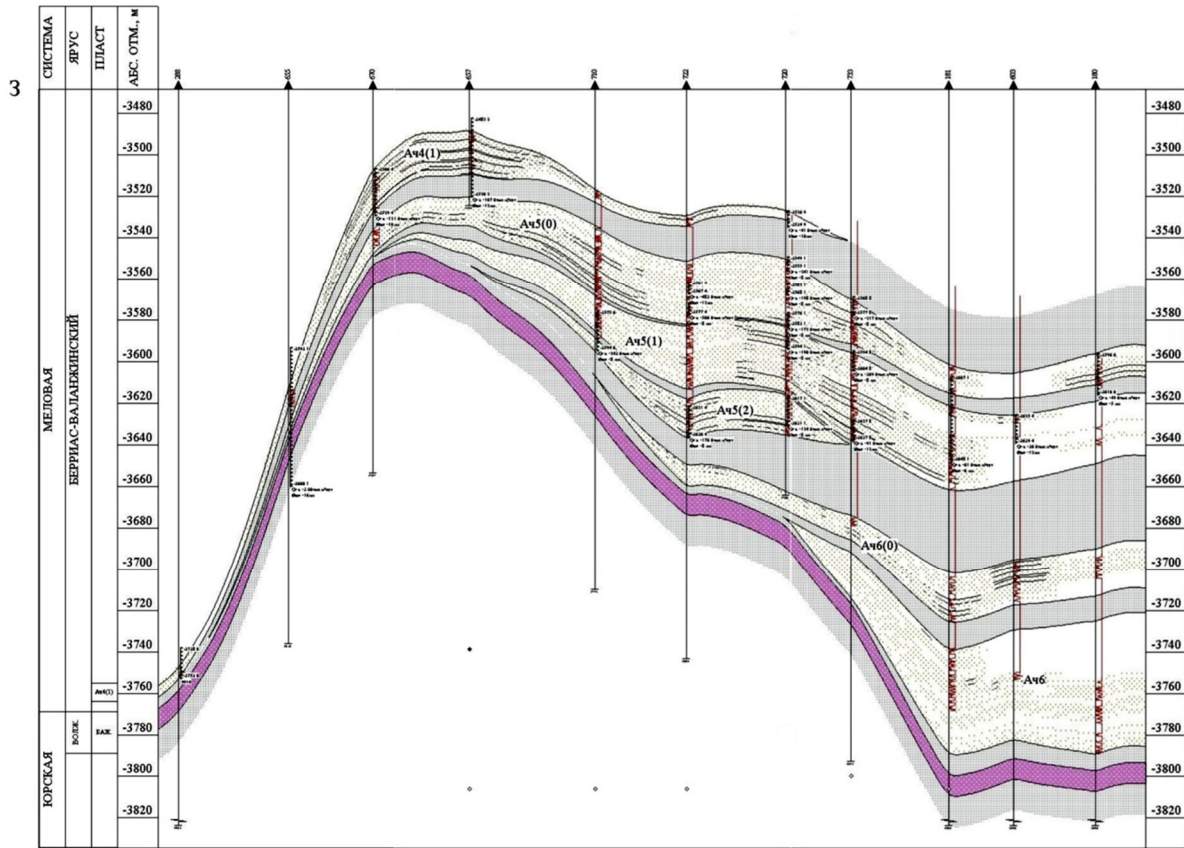
**Таблица 1** – Краткая характеристика залежей ачимовских отложений Уренгойского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Губина залегания пласта в своде, м (а.о.)	Высотное положение, а. о., м			Размеры залежи			Пределы изменения эффективных толщин, м			Тип залежи по УВ составу
				ГВК	ГНК	ВНК	длина, км	ширина, км	высота, м	общих	газо-насыщ.	нефте-насыщ.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ач <sub>6</sub> <sup>2</sup>	Р-н скв.406	ПСЛЭ	-3840	-	-	-3865	9,0	4,5	24,5	2,4-23,0	-	4,4	Н
Ач <sub>6</sub> <sup>1</sup>		ПСТЛЭ	-3640	-	-3780	-3797	30,0	10,0-14,0	156,5	0,8-36,6	0,8-27,2	1,4-8,0	НГК
	р-н скв 339,357	ПСТЛЭ	-3660	-	-3780	-3897	46,0	18,0-27,0	237,0	2,7-35,5	2,7-28,2	13,8-32,9	НГК
	Р-н скв.801	ЛЭ	-3697,5	-	-	-	3,5	2,4	6,2	3,8	3,8	-	ГК
Ач <sub>6</sub> <sup>0.2</sup>	Основная	ПЛЭ	-3640	-3818	-	-	31,0	28,5	178,0	3,0-22,2	3,0-22,2	-	ГК
	Р-н скв.452	ПТЛЭ	-3660	-	-	-	5,0	3,0	-	14,4	14,4	-	ГК
	Р-н скв.444	ПТЛЭ	-3660	-3663	-	-	6,0	2,2	10,0	1,8	1,8	-	ГК
	Р-н скв.724	ПЛЭ	-3620	-	-	-	5,1	4,0	40,0	4,8	4,8	-	ГК
	Р-н скв.360	ПЛЭ	-3740	-3829	-	-	6,0	4,8	88,5	5,2	5,2	-	ГК
Ач <sub>6</sub> <sup>0.1</sup>	Р-н скв.703	ПЛЭ	-3800	-	-	-3854	23,5	12,0	54,0	4,6	-	-	Н
	Основная	ПЛЭ	-3760	-	-	-	76,0	17,0-24,0	320,0	2,8-44,8	-	2,8-44,8	Н
Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	Основная	ПСТЛЭ	-3462	-	-3749	-	83,0	21,0-40,0	346,3	-	1,6-58,8	3,2-12,4	ГКН
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3739,5	-	-	-3755	14,0	6,5	15,5	14,8-25,0	-	1,6-13,4	Н
	Р-н скв.180	ПСТЛЭ	-3740	-	-	-4058	61,5	5,7-24,0	318,0	3,2-31,0	-	3,2-31,0	Н
Ач <sub>5</sub> <sup>1</sup>	Р-н скв.737	ПТЛЭ	-3700	-	-	-	28,5	5,0-15,0	94,5	1,8-14,4	1,8-14,4	-	ГК
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3640	-	-	-	22,0	8,5	120,0	1,8-8,8	-	1,8-8,8	Н
	Р-н скв.180	ПТЛЭ	-3713	-	-	-3980	64,0	31,5	267,0	2,8-21,4	-	2,8-19,4	Н
Ач <sub>3.4</sub> <sup>2</sup>	-	ПЛЭ	-3640	-	-	-3653	9,0	3,0	13,0	2,6	-	2,6	Н
Ач <sub>3.4</sub> <sup>1</sup>	-	ПЛЭ	-3660	-	-	-3693	11,5	5,0	33,0	2,4	-	2,4	Н
Ач <sub>4</sub>	Сев.(р-н скв.101)	ПТЛЭ	-3840	-	-	-3926	21,0	4,0-16,0	86,0	3,4	-	3,4	Н
	Цен.(р-н скв.180)	ПТЛЭ	-3640	-	-	-3736	16,0	15,0	96,0	1,4-4,6	-	1,4-4,6	Н
	Цен.(р-н скв.753)	ПТЛЭ	-3660	-	-	-	6,0	4,5	45,0	3,2-4,2	-	3,2-4,2	Н
	Цен.(р-н скв.757)	ПСТЛЭ	-3500	-3746	-	-	40,0	19,0 – 29,0	246,0	1,2-32,0	1,2-32,0	-	ГК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ач <sub>3</sub>	Юж.(р-н скв.290)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3555	-	63,0	8,0 – 30,0	320,0	1,0-30,8	1,0-30,8	2,5-16,3	ГКН
	Сев. (р-н скв.250)	ПСТЛЭ	-3620	-	-	-3914	60,0	20,0-28,0	294,0	1,0-15,6	-	1,0-15,6	Н
	Цен.(р-н скв.737)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3552	-	61,0	15,0 – 31,0	300,0	2,0-50,2	2,0-50,2	1,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.754)	ПСТЭ	-3660	-	-	-3704	7,3	4,5	44,0	15,5-19,4	-	15,5-19,4	Н
	Цен.(р-н скв.794,753)	ПСТЛЭ	-3640	-	-3679	-3697	10,0	5,5	57,0	5,6-39,6	19,6-24,6	2,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.751)	ПСТЛЭ	-3640	-	-	-3669	3,1	1,0-2,0	29,0	4,2	-	1,6	Н
	Цен.(р-н скв.695)	ПСТЭ	-3540	-3587	-	-	5,5	1,0-2,5	47,0	35,2	10,4	-	ГК
	Цен.(р-н скв.709,255)	ПСТЭ	-3500	-3546	-	-	6,0	2,0-3,0	46,0	16,0-25,6	4,4-22,8	-	ГК
	Цен.(р-н скв.125)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3498	6,5	3,5	18,0	13,2	-	13,2	Н
	Цен.(скв.284,287,510)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3516	9,5	5,5	36,0	13,0-23,0	5,8-14,4	-	ГК
Ач <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Юж.(скв.262,413,440)	ПСТЛЭ	-3440	-	-	-	39,0	3,0-14,7	140,0	0,8-36,4	0,8-36,4	-	ГК
	Юж.(р-н 677, 678)	ПСТЛЭ	-3520	-	-	-	16,5	5,0-8,0	200,0	8,9-14,4	8,9-14,4	-	Н
Ач <sub>2</sub> <sup>1</sup>	-	ПСТЛЭ	-3560	-3623	-	-	11,5	5,0	63,0	2,6-4,2	2,6-4,2	-	ГК
	1-й блок(скв.757,743)	ПСТЛЭ	-3500	-	-3564	-3626	13,0	11,0	64,0	4,2-23,4	13,8-23,4	13,8-23,4	НГК
	2-й блок(скв.753)	ПСТЛЭ	-3560	-	-3610	-3615	8,0	6,0	50,0	20,2-27,2	15,4-20,2	4,2	НГК
	1-й блок(р-н скв.256)	ПСТЛЭ	-3420	-	-3454	-3467	14,0	5,0	34,0	4,4-21,4	2,6-4,4	12,6	НГК
	2-й блок(р-н скв.255)	ПСТЛЭ	-3440	-3443	-	-	2,5	1,5	3,0	1,2	1,2	-	ГК
Ач <sub>1</sub> <sup>5</sup>	3-й блок(р-н скв.257)	ПСТЛЭ	-3400	-3433	-	-	10,0	3,0-6,0	33,0	12,0	4,0	-	ГКВ
	Район скв.224	ПСТЛЭ	-3537,9	-	-	-3606	8,5	8,0	68,1	6,0-27,4	-	6-27,4	Н
Ач <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Район скв.753, 794	ПСТЛЭ	-3520	-	-3569	-3584	8,0	6,0	49,0	11,0-15,4	15,4	10,2	НГК
	-	ПСТЛЭ	-3660	-	-	-3724	11,0	8,0	74,0	20,7	-	20,7	Н
Ач <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Район скв.676	ПСТЛЭ	-3560	-	-	-3830	16,0	15,0	270,0	14,4	-	14,4	Н
	Район скв.739	ПСТЛЭ	-3400	-3440	-	-	12,0	7,5	40,0	11,6-15,8	11,6-15,8	-	ГК

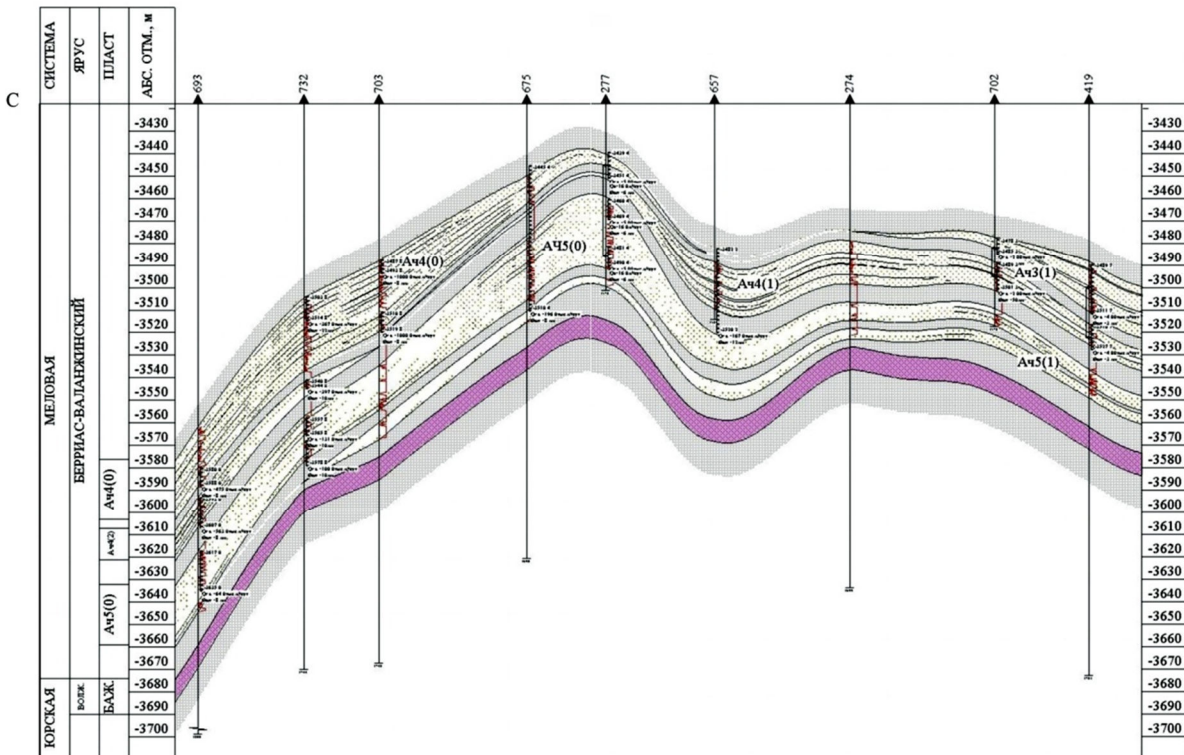
Примечание. Тип залежей: М – массивная, ПС – пластово-сводовая, МЛЭ – массивная, литологически экранированная, МТЭ – массивная, тектонически экранированная, ПЛЭ – пластовая, литологически экранированная, ПСТЭ – пластово-сводовая, тектонически экранированная, ПСЛЭ – пластово-сводовая, литологически экранированная, ПСТЛЭ – пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная. Тип залежей по углеводородному составу: Г – газовая, ГК – газоконденсатная, НГК – нефтегазоконденсатная, Н – нефтяная.



На рисунках 7 и 8 представлены геологические разрезы ачимовских резервуаров в широтном и меридиональном направлениях по чёрным линиям, представленным на рисунке 6.



**Рисунок 7** – Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скважин №№ 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180



**Рисунок 8** – Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скважин №№ 693-732-703-675-277-657-274-702-419



Следует отметить наличие в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазонасного района аномально высоких давлений и температур.

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщ повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланджинских глин большой мощности, на западе до 300 м, а в восточной части от 150 до 200 м.

Из таблицы видно, что наибольшими размерами (в скобках указаны максимальные объёмы) обладают залежи пластов Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup> (до 862 км<sup>3</sup>), Ач<sub>6</sub><sup>0-1</sup> (до 486 км<sup>3</sup>), Ач<sub>3</sub> (до 423 км<sup>3</sup>), Ач<sub>4</sub> (до 383 км<sup>3</sup>), Ач<sub>6</sub><sup>1</sup> (до 234 км<sup>3</sup>). Максимальные эффективные толщины (не по средним значениям) достигаются в пластах Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>6</sub><sup>0-1</sup>, а также порядка 30 м Н<sub>эфф</sub> достигается в пластах Ач<sub>6</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>6</sub><sup>5</sup>.

**Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов**

Несмотря на относительно высокие значения пористости – в среднем от 16 до 20 %, проницаемость ачимовских коллекторов низкая – от 1 до 10 мД поэтому, в целом, их фильтрационно-емкостные свойства ФЕС – низкие. Цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания скважин присутствует и трещинный тип коллекторов, и смешанный порово-трещинный. Данные средневзвешенные значения ФЕС получены без учёта непроницаемых пропластков.

Таблица 2 – Характеристики фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Ач<sub>1</sub><sup>2</sup> – Ач<sub>6</sub><sup>1</sup>

Наименование	Вид исследований						
	По ГИС				Лабораторные (керна)		
	Пористость, %	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Газонасыщенность, %	Нефтенасыщенность, %	Пористость по керсину/по воде, %	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Остаточная водонасыщенность, %
<b>Ач<sub>1</sub><sup>2</sup></b>							
Количество скважин	3	3	-	1	3	3	1
Количество определений	31	31	-	3	48	48	1
Среднее значение	14,7	0,5	-	46,9	14,3 /-	0,2	60,9
Интервал изменения	от	12,2	0,1	-	34	11,5 /-	0,01
	до	19,6	36,1	-	60,3	19,4 /-	1,5
<b>Ач<sub>1</sub><sup>3</sup></b>							
Количество скважин	10	10	3	1	3 / 1	4	1
Количество определений	75	75	17	4	30 / 60	90	14
Среднее значение	16,2	1,3	55	63,1	20,1 / 20,6	2,66	52,3
Интервал изменения	от	11,5	0,1	39,4	56,7	13,6 / 17,6	0,05
	до	21,6	103,1	85,3	66,7	23,0 / 23,5	21
<b>Ач<sub>1</sub><sup>4</sup></b>							
Количество скважин	1	1	-	1	-	-	-
Количество определений	12	12	-	2	-	-	-
Среднее значение	14,7	0,5	-	44,4	-	-	-
Интервал изменения	от	13	0,1	-	44,4	-	-
	до	17	4,3	-	44,4	-	-
<b>Ач<sub>1</sub><sup>5</sup></b>							
Количество скважин	11	11	1	4	2 / 2	4	2
Количество определений	119	119	8	17	10 / 293	304	19
Среднее значение	16,1	1	39,6	52,1	13,6 / 16,0	0,5	58,6
Интервал изменения	от	13,2	0,1	31,6	32,6	11,3 / 11,6	0,03
	до	21,1	69,5	58	66,5	16,1 / 20,8	46,8
<b>Ач<sub>2</sub></b>							
Количество скважин	27	27	8	4	6 / 4	8	5
Количество определений	228	228	49	24	104 / 197	257	88
Среднее значение	16,8	2	50,4	50,6	13,6 / 16,6	1,22	60,2
Интервал изменения	от	11,8	0,1	26,6	38,3	12,3 / 11,3	0,01
	до	23,2	213,4	74,4	62,4	23,1 / 20,8	22,8
<b>Ач<sub>2</sub><sup>2</sup></b>							
Количество скважин	2	2	2	-	- / 1	1	1
Количество определений	5	5	3	-	- / 8	6	8
Среднее значение	13,7	0,2	66,6	-	- / 13,5	0,96	70,8
<b>Интервал изменения</b>							
Интервал изменения	от	12,3	0,1	64,3	-	- / 12,1	0,24
	до	15,7	1,4	69,9	-	- / 14,9	5,24
<b>Ач<sub>3</sub></b>							
Количество скважин	198	198	143	20	59 / 40	78	41
Количество определений	2260	2260	1314	95	1115 / 2347	2799	1080
Среднее значение	16,8	1,6	56,4	60	17,0 / 17,0	0,56	63,2
Интервал изменения	от	11,2	0,1	23	26,3	11,1 / 11,1	0,01
	до	23,4	297,8	81,6	66,9	23,5 / 27,8	132
<b>Ач<sub>4</sub></b>							
Количество скважин	204	204	168	13	49 / 39	67	34
Количество определений	1940	1940	1461	37	849 / 1432	1822	373
Среднее значение	16,5	1,3	57,5	54,2	17,1 / 17,5	0,81	60
Интервал изменения	от	11,1	0,1	23	30,4	11,1 / 11,1	0,01
	до	23,1	151,1	83,1	75,6	27,4 / 27,4	142,85
<b>Ач<sub>5</sub><sup>1</sup></b>							
Количество скважин	21	21	2	19	13 / 2	15	3
Количество определений	148	148	11	92	151 / 338	486	41
Среднее значение	16,1	2,2	55,8	63,1	15,3 / 15,7	0,4	71,6
Интервал изменения	от	11,2	0,1	38,8	36,1	11,0 / 11,1	0,01
	до	21	95,9	80,8	81	20,9 / 18,4	16
<b>Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup></b>							
Количество скважин	202	201	174	25	55 / 32	68	31
Количество определений	4004	4020	2997	122	1745 / 2639	3621	807
Среднее значение	15,5	0,7	65,2	60,6	15,6 / 15,6	0,2	66,6
Интервал изменения	от	11	0,1	20,8	27	11,0 / 11,0	0,01
	до	22,9	130,7	83	82	22,2 / 21,5	77,6
<b>Ач<sub>6</sub><sup>01</sup></b>							
Количество скважин	15	15	-	15	12 / 2	12	1
Количество определений	181	181	-	108	234 / 20	220	17
Среднее значение	14	0,6	-	52,7	12,8 / 12,3	0,1	83,6
Интервал изменения	от	10	0,1	-	27,7	11,1 / 11,2	0,01
	до	19,5	29,6	-	81	17,0 / 13,3	2,2
<b>Ач<sub>6</sub><sup>02</sup></b>							
Количество скважин	33	33	26	1	13 / 4	14	5
Количество определений	216	215	120	2	197 / 152	290	120
Среднее значение	14,2	0,6	59,5	66,6	13,6 / 13,4	0,11	85
Интервал изменения	от	10	0,1	23	65,2	11,0 / 11,2	0,01
	до	19,5	25	78	66,6	16,4 / 15,7	1,4
<b>Ач<sub>6</sub><sup>1</sup></b>							
Количество скважин	40	40	20	8	14 / 5	17	3
Количество определений	455	455	102	37	323 / 118	306	17
Среднее значение	13,8	0,3	41,6	56,4	13,2 / 13,1	0,1	84,4
Интервал изменения	от	11	0,1	23	37,8	11,0 / 11,0	0,01
	до	20,1	29,6	69,4	66,8	29,3 / 17,5	2,9



Средние значения ФЕС ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений по результатам обобщения с учётом всего массива определений, включавшего непроницаемые толщины, равны: открытая пористость группы пластов  $A_{ч1,2}$  – 15,1 %,  $A_{ч3,4}$  – 16,2 %,  $A_{ч5,6}$  – 13,9 %, по всем пластам – 15,1 %; газопроницаемость по  $A_{ч1,2}$  – 1,9 мД,  $A_{ч3,4}$  – 2,1 мД,  $A_{ч5,6}$  – 0,5 мД, по всем пластам – 1,5 мД.

Характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов по данным ГИС и по лабораторным исследованиям представлены в таблице 2. Здесь показатели проницаемости по всем пластам варьируют от 0,01 мД до 297 мД, открытой пористости – от 10 до 29 %. При совокупном рассмотрении значений из таблицы следует, что относительно хорошими ФЕС обладают пласты  $A_{ч1}^3$ ,  $A_{ч2}$ ,  $A_{ч3}$ ,  $A_{ч4}$  и средними  $A_{ч1}^5$ ,  $A_{ч5}^1$  и  $A_{ч5}^{2-3}$ .

Исходя из рассмотрения коллекторских свойств пластов (ФЕС и объёмы залежей), можно сделать вывод, что наиболее благоприятными объектами для разработки являются пласты  $A_{ч3}$ ,  $A_{ч4}$ ,  $A_{ч5}^{2-3}$ ,  $A_{ч2}$ ,  $A_{ч1}^3$ .

### Пласты $A_{ч3}$ , $A_{ч4}$ и $A_{ч5}$

Ниже приводится общая характеристика нефтегазонасыщенности горизонтов  $A_{ч3}$ ,  $A_{ч4}$  и  $A_{ч5}$ , включающих основные запасы УВ ачимовской толщи на месторождении.

Резервуар  $A_{ч3,4}$  в подсчёте запасов 2003 года рассматривался единым пластом. При пересмотре всей имеющейся геолого-геофизической информации и учёте новых данных геологоразведки принято решение о разделении резервуара  $A_{ч3,4}$  на пласты  $A_{ч3}$  и  $A_{ч4}$ . Такое деление позволило детализировать геологическую модель горизонта  $A_{ч3,4}$ , который рассматривается как единый объект разработки. Поэтому далее в работе будут фигурировать термины  $A_{ч3}$  и  $A_{ч4}$  как геологические объекты (пласты),  $A_{ч3,4}$  как объект разработки.

Пласт  $A_{ч3}$  прослежен узкой полосой меридионального простирания длиной более 170 км, шириной от 25 до 37 км. С запада и востока пласт ограничен линией выклинивания ачимовских отложений. В пласте  $A_{ч3}$  аналогично с пластом  $A_{ч4}$  выделяются 3 основные продуктивные части: северная, центральная и южная. Северная часть контролирует нефтяную залежь, она отделена от центральной газоконденсатной части экранирующим разломом, центральная часть отделена от южной газоконденсатной залежи зоной глинизации. Общая протяжённость продуктивной части пласта  $A_{ч3}$  с юга на север составляет 162,5 км, с запада на восток – от 25 до 37 км.

В центральной части пласта  $A_{ч3}$  выделено 8 разных по насыщению залежей. В северо-западной части расположены 3 залежи: в районе скважин №№ 754 и 751 – нефтяные блоки, в районе скважин №№ 794 и 75Э – газоконденсатнонефтяная залежь; 4 западных блока: район скважины № 125 – нефтяной блок, остальные в районе скважин №№ 695, 709 и 284 – газоконденсатные блоки.

Основная залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой на юго-западе расположена в центральной части пласта, вскрыта 36 скважинами в газоконденсатной зоне и 8 скважинами в нефтенасыщенной зоне. Залежь на западе и востоке ограничена линиями выклинивания пласта, на севере – зоной глинизации, которая прослежена в скважинах №№ 671, 277, 711 и 696 и др. На севере экранирующий разлом отделяет данную газоконденсатную залежь от северной нефтяной залежи.

Все скважины, вскрывшие залежь, продуктивны до подошвы, водоносных коллекторов не выделено. ГНК определён на а.о. – 3 552 м, ВНК не определён, размеры блока составляют 61×15–31 км, высота залежи – 280 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная, тектонически экранированная.

Дебиты газоконденсатной смеси при испытании скважин изменяются от 5,75 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 10 мм (скважина № 419) до 441,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме 12,3 мм (скважина № 707).

Дебиты нефти при испытании изменяются от 5,35 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 10 мм (скважина № 290) до 72,4 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 9 мм (скважина № 293). Во всех фонтанирующих скважинах, кроме скважины № 291, установлен большой газовый фактор.

Газонасыщенные толщины изменяются от 2 м (скважина № 713) до 43,3 м (скважина № 716). Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,4 м (скважина № 289) до 15 м (скважина № 694).

В скважине № 718 Уренгойской вскрыта южная газоконденсатная залежь пласта  $A_{ч3}$ , эффективная газонасыщенная толщина составила 1,6 м.

В структурном отношении нефтегазонасыщенность горизонта  $A_{ч4}$  сосредоточена в целом в центральной части Центрально-Уренгойского вала, восточному и северо-восточному, а также частично западному погружению последнего (Есетинская, Восточно-Уренгойская площади). Общая выявленная площадь нефтегазонасыщенности составляет более 1000 км<sup>2</sup>.

Песчаное тело горизонта  $A_{ч4}$  по данным сейсморазведочных работ распространяется в северном направлении до наиболее северной в пределах восточного склона Уренгоя скважины 756 и оконтуривание его еще не закончено (рис. 9).

Контакт «углеводороды – вода» не вскрыт при подошве продуктивных по каротажу коллекторов в скважине № 756 на абсолютной отметке – 3749 м.

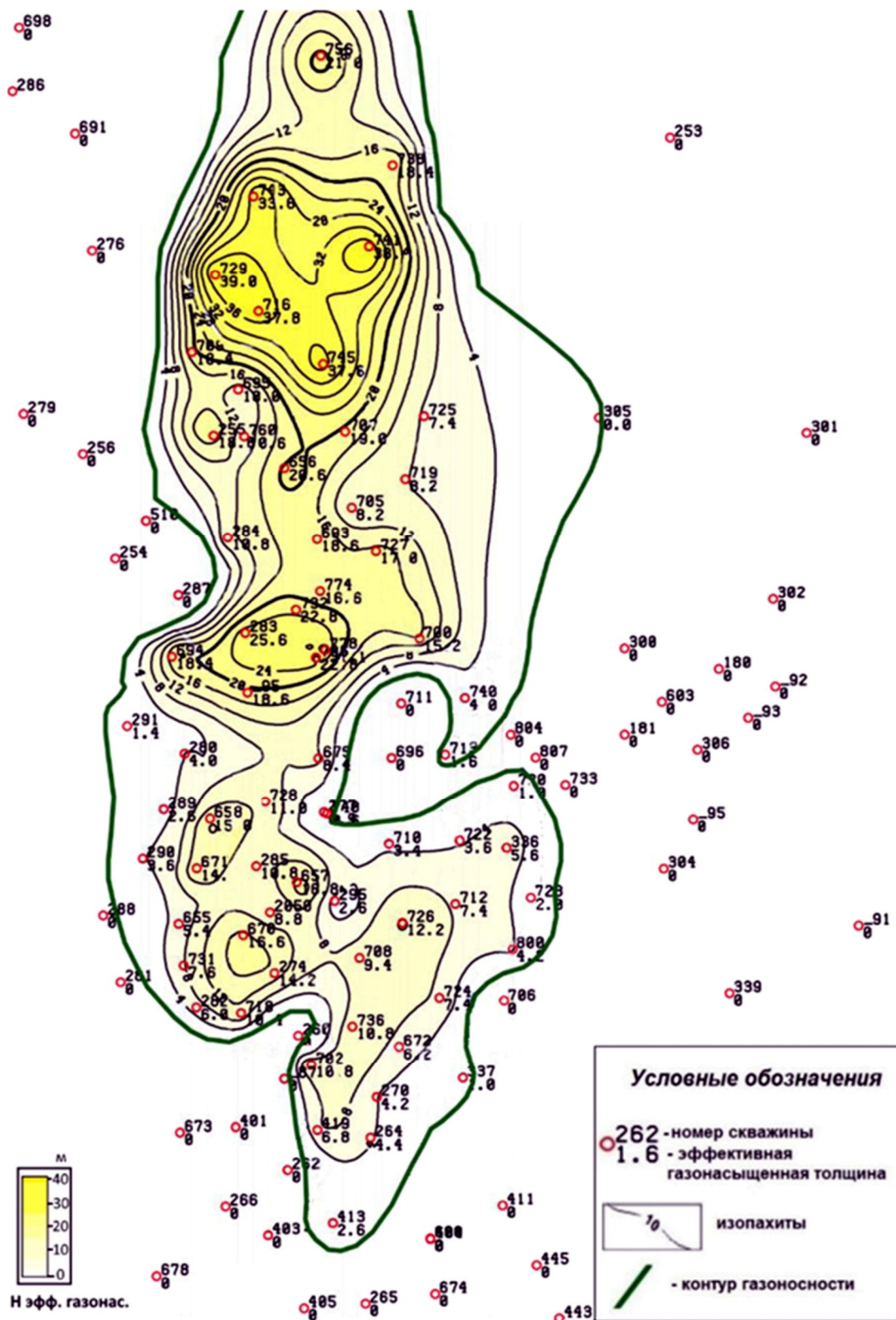


Рисунок 9 – Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта А4

В западной части залежи на погружении западного крыла несколькими разведочными скважинами при испытании зафиксированы признаки нефти.

Дебит нефти скважины № 280 составил 72 м<sup>3</sup>/сут. на 8-мм штуцере.

Размеры газоконденсатной залежи в пределах изученной глубиной бурением территории в целом составляет 112×30 км, высота до 290 м. Размеры предполагаемой нефтяной оторочки 14×4 км, высота более 84 м. Залежи УВ являются литологически экранированными с АВПД. Коэффициент аномальности составляет 1,7–1,8.





Горизонт Ач<sub>5</sub> также относится к числу основных эксплуатационных объектов второго опытного участка. Поле газоносности его несколько смещено к востоку по сравнению с Ач<sub>4</sub> и в структурном отношении приурочено к центральной части, восточному и северо-восточному погружениям Центрально-Уренгойского вала, а также захватывает на востоке Восточно-Уренгойское, Есетинское и Северо-Есетинское л.п. Общая площадь газоносности пласта составляет более 1280 км<sup>2</sup>.

Наиболее низкая отметка подошвы продуктивного коллектора горизонта Ач<sub>5</sub> отмечена в скважине № 725 на уровне – 3777 м.

Максимальные эффективные газонасыщенные толщины достигают 52,4 м (скважина № 804), карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач<sub>5</sub> приведена на рисунке 10.

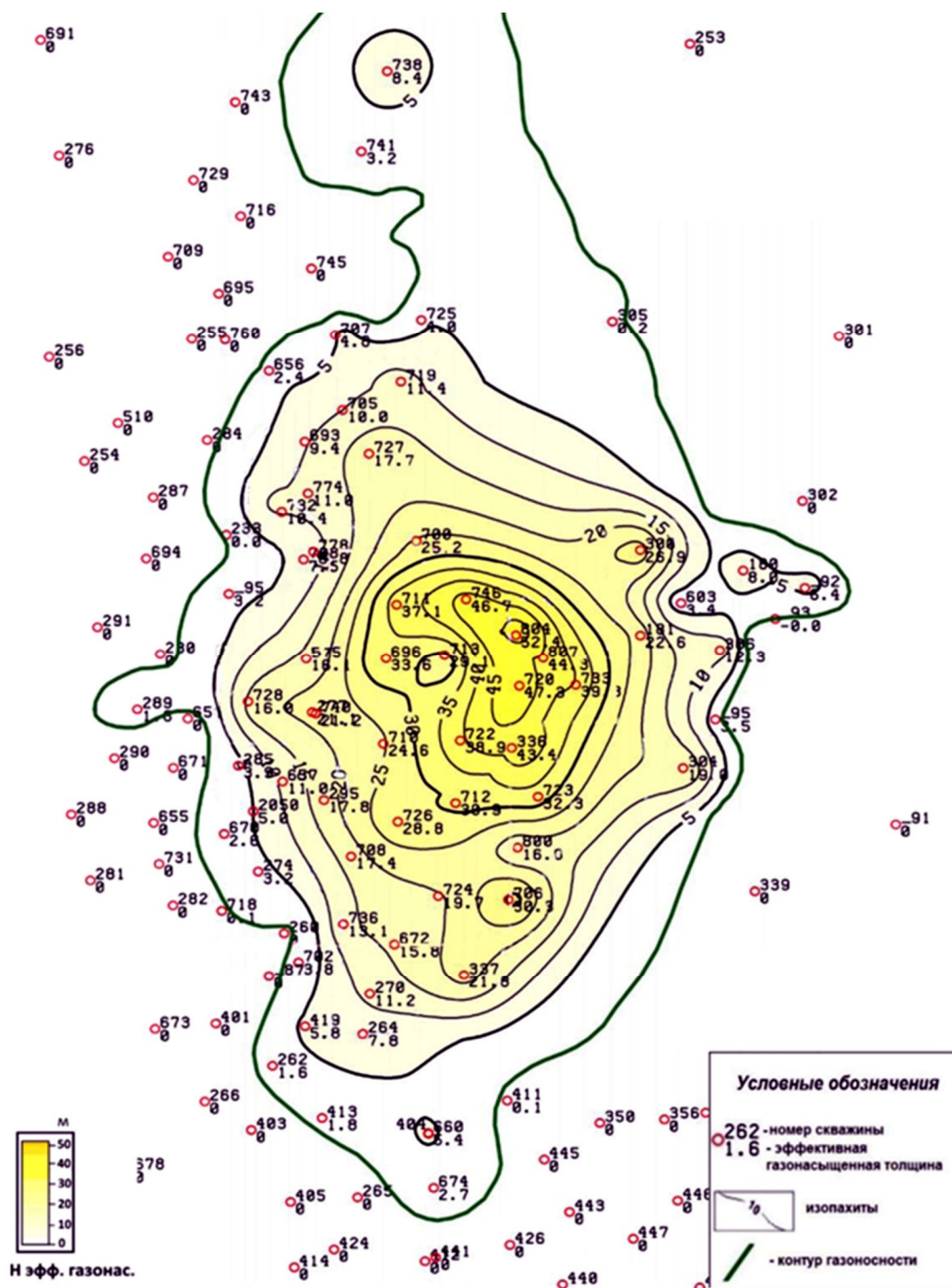


Рисунок 10 – Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач<sub>5</sub>

Пластовое давление по замерам изменяется в пределах 49,2-63,0 МПа, пластовая температура – 101–114 °С, что несколько выше, чем по горизонту Ач<sub>4</sub>. Размеры залежи в целом для горизонта составляют 80×(12–36) км, высота около 300 м. Тип залежи – литологически экранированный.



### Выводы

Геологический разрез Уренгойского месторождения состоит из палеозойско-мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, который залегает на палеозойском складчатом фундаменте. Ачимовская толща представляет собой неоднородные песчано-алевролитовые пласты, представляющие собой фондоформные части валанжинских клиноформ. Её мощность варьирует от 80 до 418 м.

Нефтегазоносность в пределах месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений. Выделено 4 нефтегазоносных комплекса: сеноманский, неомский, ачимовский и юрский, из которых в разработке находятся 2 первых. Ачимовский НГК, несмотря на то, что является одним из наиболее сложно-построенных объектов разреза, активно вводится в разработку.

Ачимовские коллекторы относятся к трещинному и смешанному порово-трещинному типам. Несмотря на относительно высокие значения пористости (в среднем от 16 до 20 %), в целом ФЕС ачимовских коллекторов низкие: проницаемость от 0,01 до 10 мД. В данных отложениях Уренгойского нефтегазоносного района отмечается наличие аномально высоких давлений и температур.

Газ в ачимовских залежах кроме метана (74,0–89,7 % мольных) содержит этан, пропан, бутан. В пластовом газе наблюдается высокое содержание конденсата.

Наибольшими размерами залежей и повышенными коллекторскими свойствами характеризуются горизонты Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub> и Ач<sub>5</sub>. Относительно хорошими ФЕС также обладают горизонты Ач<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ач<sub>2</sub>.

### Список литературы:

1. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
4. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
5. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. – 2014. – № 8. – С. 12–16.
6. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 312–317.
7. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений Западной Сибири и основные направления поисковых работ // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 317–321.
8. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения // Технические и технологические системы: материалы тринадцатой Международной научной конференции «ТТС-22» (23–25 ноября 2022 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2022. – С. 291–298.
9. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ разработки ачимовских отложений на месторождениях Западной Сибири // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития : сборник трудов III Международной научно-практической конференции (08–09 декабря 2022 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2022. – С. 26–33.
10. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15–26.
11. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
12. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
13. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-



Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.

14. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104–121.

15. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н., Масалова А.А. Анализ геолого-промысловой характеристики Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения с целью поиска месторождений-аналогов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 98–111.

16. Мылов Л.Ю., Безнощук Т.А., Азимов И.Д. Подсчёт запасов газа, газоконденсата и оценка рентабельности разработки месторождений Ачимовского пласта // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 5. – С. 977–981.

17. Николаев К.А. Возвращение на ачимовку. Сравнительные характеристики ачимовских и неокомских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. – 2015. – № 42. – С. 16–22.

18. Геология газовых и газоконденсатных месторождений. К вопросу сохранения фильтрационных характеристик продуктивных пластов ачимовских отложений / В.В. Паникаровский [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – № 3. – С. 3–9.

19. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 25–30.

20. Раянов Р.Р., Казаков К.В., Бравичев К.А. Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 2. – С. 23–29.

21. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.

22. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.

23. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.

24. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А.А. Севастьянов [и др.] // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 12. – С. 112–115.

25. Тихонова А.А. Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор / Санкт-Петербургский государственный университет, кафедра геологии месторождений полезных ископаемых; науч. рук. Ю.Э. Петрова. – Санкт-Петербург, 2017.

26. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / В.П. Тюрин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7 (53). – С. 40–45.

27. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Ярояхинского лицензионного участка / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9 (633). – С. 5–17.

#### List of references:

1. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

2. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development: a training manual. – M. : publishing house «Infra-engineering», 2020. – 244 p.

3. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: a training manual. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 p.

4. Savenok O.V. Design of oil field development: in 2 parts: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.

5. Borisov A.G., Frolova E.V. Lithological and petrophysical classification model of Achimovsky reservoirs of Urengoyское field // Gas Industry. – 2014. – № 8. – P. 12–16.

6. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of geological zonal regularities of the structure of Achim complexes // The latest technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems : materials of XIII International scientific-practical conference (12–13 October 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 312–317.

7. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Prospects of oil and gas bearing capacity of Achimov deposits in Western Siberia and the main directions of prospecting // The latest technologies of hydrocarbon deposits development and safety of the Caspian shelf ecosystems : materials of XIII International



Scientific Conference (12–13 October 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 317–321.

8. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of geological and field characteristics of the Achimov deposits with ultra-low FES in the conditions of AVPD by the example of Priobskoye oil-gas-condensate field // Technical and technological systems: Proceedings of the thirteenth International Scientific Conference «TTS-22» (23–25 November 2022) / FSBEU VPO «KubGTU», A.K. Serov CVBAUL. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2022. – P. 291–298.

9. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of Achimov deposits development in the fields of Western Siberia // Innovative technologies in oil and gas industry. Pro-problems of sustainable development: Proceedings of the III International Scientific Conference (08–09 December 2022, Stavropol). – Stavropol : North Caucasus Federal University, 2022. – P. 26–33.

10. To a question on the mechanism of formation of zones of anomalous cuts of Achimov deposits of West Siberian region / A.N. Gorpichenko [et al.] // Engineer-neftyanik. – 2022. – № 2. – P. 15–26.

11. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improvement of Cementing Efficiency of Casing Columns of Gas Wells in Pestsovaya Area of Urengoy Field (Part I) // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.

12. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing the effectiveness of cementing of casing strings of gas wells Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.

13. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N. Analysis of nature and mechanism of anomalous high reservoir pressures and distribution patterns of strata with AVPD on the example of the West Siberian oil and gas province // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 87–103.

14. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N. Features of the geological structure of the Achimov deposits by the example of the Priobskoye oil field // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 104–121.

15. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N., Masalova A.A. Analysis of the geological and production characteristics of the Urengoy oil-gas-condensate field in order to find analogous fields // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 3. – P. 98–111.

16. Mylov L.Y., Beznoshchuk T.A., Azimov I.D. Calculation of gas and gas condensate reserves and evaluation of the profitability of the Achimov reservoir development // Economics and Entrepreneurship. – 2016. – № 5. – P. 977–981.

17. Nikolaev K.A. Return to Achimovka. Comparative characteristics of Achimovsky and Neocomian reservoirs in the Noyabrsk region // ROGTEC Russian Oil and Gas Technologies. – 2015. – № 42. – P. 16–22.

18. Geology of gas and gas condensate fields. On the issue of conservation of filtration characteristics of productive formations of Achimovsky deposits / V.V. Panikarovskiy [et al.] // Science and Technique in Gas Industry. – 2005. – № 3. – P. 3–9.

19. Parshukov A.V., Shay T.A. Generalization of filtration-capacitative properties of Achimov deposits of the Urengoy group of fields // Oil and Gas. – 2013. – № 3. – P. 25–30.

20. Rayanov R.R., Kazakov K.V., Bravichev K.A. Search for optimal variant of development of low-permeability and heterogeneous Achimov reservoir of West Siberia field // Oil, Gas and Business. – 2016. – № 2. – P. 23–29.

21. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Analysis of the effect of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields // Nauka. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 141–154.

22. Savenok O.V., Kusova L.G. Extraction of hydrocarbon raw materials in the context of diversification of world energy systems // Innovative technologies in building materials and structures: Proceedings of the International Symposium (27–28 November 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Architecture and Construction Institute. – P. 306–316.

23. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the current state of development and depletion of reserves of gas and oil field Severnoye // Science. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 3. – P. 161–174.

24. Prospects for the development of Achimov deposits on the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra / A.A. Sevastyanov [et al.] // International Scientific Research Journal. – 2016. – № 12. – P. 112–115.

25. Tikhonova A.A. Features of geological and production characteristics of the Achimov deposits of the Urengoy OGC field and their impact on the selection / St. Petersburg State University, Department of Geology of Mineral Deposits; supervisor. Yu.E. Petrova. – St. Petersburg, 2017.

26. Peculiarities of exploitation of gas-condensate wells with shallow termination in conditions of AWPD and low FES (on the example of Achimovsky deposits of the Urengoy OGCF) / V.P. Tyurin [et al.] // Exposition Oil Gas. – 2016. – № 7 (53). – P. 40–45.

27. Analysis of gas and condensate reserves development of the Zapadno-Yaroyakhinskiy license area / S.I. Shiyan [et al.] // Neftepromyshlennoye delo. – 2021. – № 9 (633). – P. 5–17.



УДК 55

## БЕНТИЧЕСКИЕ ФОРАМИНИФЕРЫ КАК ИНДИКАЦИОННОЙ ИНСТРУМЕНТ БИОСТРАТИГРАФИИ И ПАЛЕОЭКОЛОГИИ ПАЧКИ ГУРИ (ФОРМАЦИЯ МИШАН), БАНДАР-АББАС, ЮЖНЫЙ ИРАН

### BENTHIC FORAMINIFERA AS A TOOL FOR INDICATION OF BIOSTRATIGRAPHY, AND PALEOECOLOGY OF THE GURI MEMBER (MISHAN FORMATION), BANDAR ABBAS, SOUTH IRAN

#### Роя Ф. Рашиди

кафедра геологии, факультет фундаментальных наук,  
Университет Паям-и-Нур,  
Иран  
roya\_fanati@yahoo.com

#### Имад М. Гафор

факультет геологии, Колледж естественных наук,  
Университет Сулеймани,  
Курдистан, Ирак  
imad.gafor@univsul.edu.iq

#### Арзу Джавадова

Micro Pro GmbH,  
Германия  
javadova@micropro.de

**Аннотация.** Это исследование сосредоточено на биостратиграфии и палеоэкологии фораминифер пачки Гури (формация Мишан) к северо-западу от Бендер-Аббаса, к югу от Ирана и в бассейне Загрос (восточная провинция Тетиса). Пачка Гури в основном состоит из средне- и толстослоистых известняков, среднеслоистых мергелистых известняков и зеленого мергеля с прослоями средних коричневых известняков. В этом исследовании было установлено пять биозон бентосных фораминифер, включающих 21 вид бентосных фораминифер из 17 родов. Сравнение выявленных бентосных фораминиферовых биозон пачки Гури с таковыми в других частях мира обнаруживает близкое сходство с областью Тетис. Фораминиферы подтверждают ранний-средний миоцен пачки Гури. Семь морских высокоизвестковых видов остракод встречались только в мергелевых отложениях, но не в известняках. Биотические ассоциации, выявленные в этом исследовании, позволяют предположить, что карбонатная седиментация мишанской свиты от нижней части к верхней части процветала в условиях от субтропических до тропических, отражала мезотрофные и олиготрофные палео условия, где отлагала мягкие до твердых отложений на глубине воды от 20 до 80 м и откладывались в условиях нормальной солености воды, которая колеблется от 34 до 50 ‰.

**Ключевые слова:** биостратиграфия; палеоэкология; миоцен; Бассейн Загрос; мишанская свита; группа Гури; Фораминифера, Остракода, Бандар Аббас.

#### Roya F. Rashidi

Department of Geology,  
Faculty of Basic Sciences,  
Payam-e-Noor University  
Iran  
roya\_fanati@yahoo.com

#### Imad M. Ghafor

Department of Geology,  
College of Science,  
University of Sulaimani,  
Kurdistan Region, Iraq  
imad.gafor@univsul.edu.iq

#### Arzu Javadova

Micro Pro GmbH,  
Germany  
javadova@micropro.de

**Annotation.** This study is focused on the foraminiferal biostratigraphy and paleoecology of the Guri Member (Mishan Formation) northwest of Bandar Abbas, south of Iran, and in the Zagros Basin (eastern Tethyan province). The Guri Member mainly consists of medium- to thick-bedded limestone, medium-bedded marly limestone, and green marl with intercalated medium, brown limestones. In this study, five benthic foraminiferal biozones were established, including 21 benthic foraminiferal species from 17 genera. A comparison of the identified benthic foraminiferal biozones of the Guri Member with those in other parts of the world reveals close similarity to the Tethyan realm. Foraminifera confirms the Early to middle Miocene for the Guri Member. Seven marine high calcareous rare Ostracoda species were found in marl sediments only, not in Limestone layers. The biotic associations identified in this study suggest that the carbonate sedimentation of the Mishan Formation from the lower part to the upper part thrived in subtropical to tropical environments, reflected mesotrophic to oligotrophic conditions, deposited soft to hard sediments at water depths that ranged from 20–80 m, and deposited in a normal water salinity environment that ranges from 34 to 50 ‰.

**Keywords:** biostratigraphy; Geology; Paleoecology; Miocene; Zagros Basin; Foraminifera, Ostracoda, Mishan Formation; Guri Member; Bandar Abbas, Iran.

## 1 INTRODUCTION

The Mishan Formation has previously been called the Middle Fars, its usage is also extended into Fars province, thus replacing the names argillaceous group and Anguru Marl. The type of section was measured at the southwestern Gachsaran Oil Field at approximately 710 m thickness of marl and limestone. (James and Wynd, 1956), the sharp basal contact with gypsum of the Gachsaran Formation is accompanied



by a minor amount of ferruginous staining. The thickness of the formation is being reduced gradually from east to west so that in Hormozgan province it is more than 3 000 m in thickness, which is reduced gradually to 100 m in Khuzestan province, and then disappears northward in Lorestan province. The Mishan Formation is the middle unit of the Fars Group that begins with Gachsaran Formation sediments or its clastic equivalents (i.e., Razak Formation) and continues with Mishan Formation sediments, finally forming Aghajari with red clastic sediments (Motiei, 1993). The type of section of the Guri member was measured in the northwestern Lar area (Fars Province), where it consists of 112.5 m thickness, hard, massive, cream, and fossiliferous limestone with interbedded thin layers of marl (Aghanabati, 2004). To trace the geological responses in detail of the Iranian geological record, a Baghestan outcrop section is selected at Zagros basin from the Baz anticline, northwest of the Bandar Abbas Hinterland, south Iran. (Fig. 1)

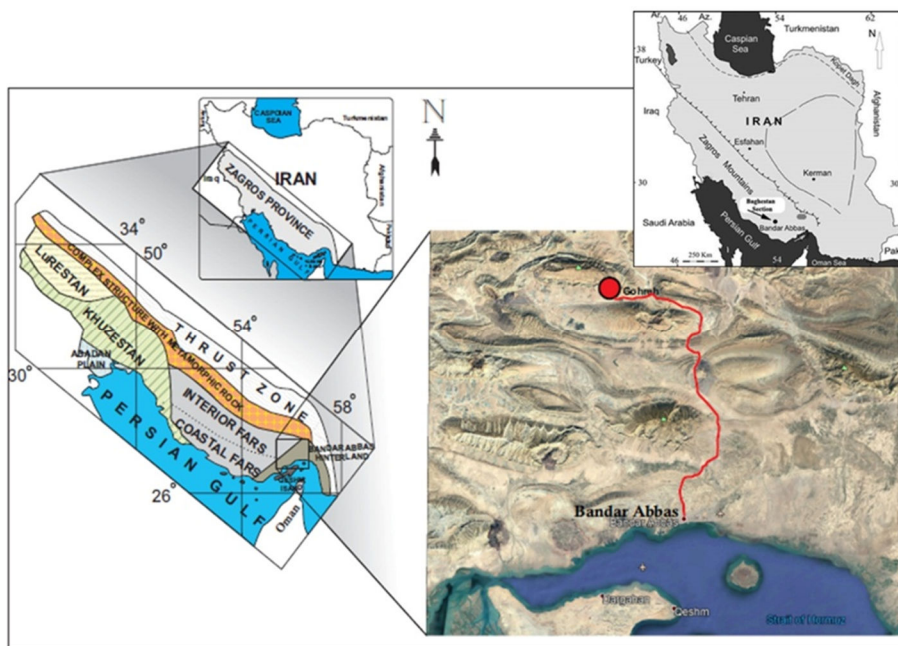
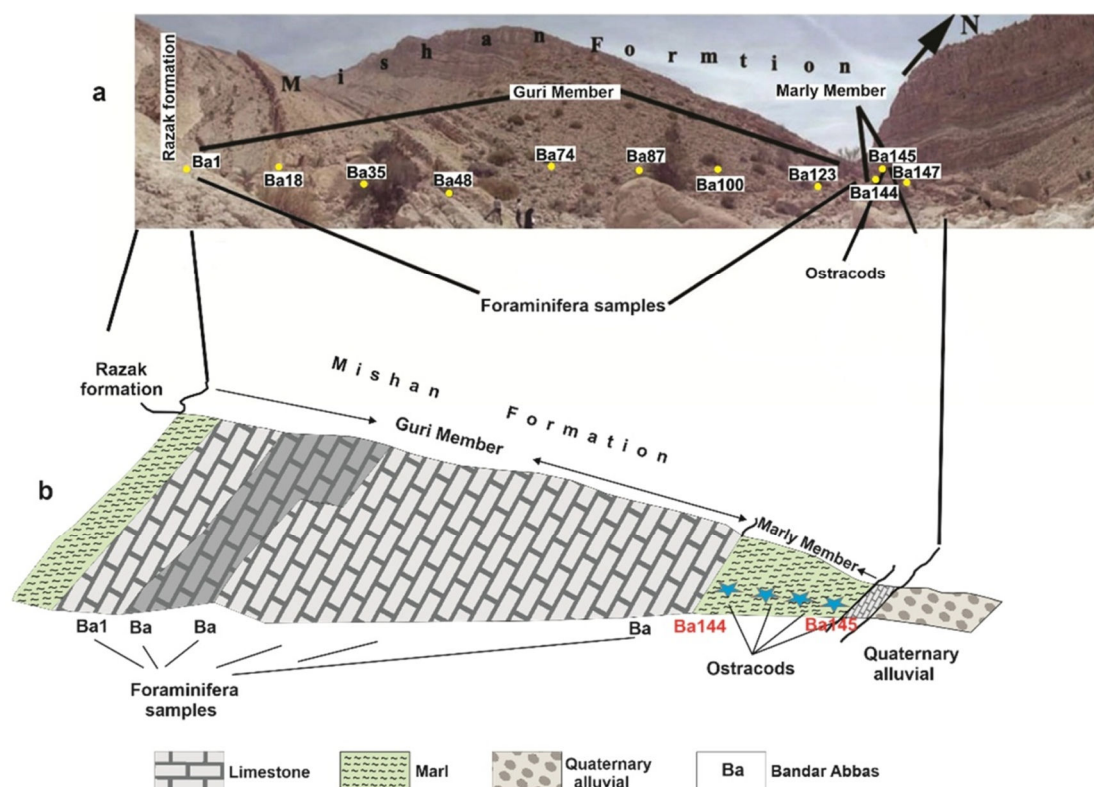


Fig. 1. Location map of the studied area

The studied area consists of 420 m of the Guri Member and 76 m of the Marly Member. The upper boundary of the Mishan Formation, covered by recent alluvial deposits in the region and underlain by the Razak Formation (Fig. 2 and 3 ) and its fossil content, is as follows: *Miogyssina* sp., *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Ammonia stachi*, *Elphidium* sp. 14, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lessoni*, *Discocyclina* sp., *Nephrolepidina* sp., *Borelis melocurdica*, *Borelis haueri*, *Peneroplis* cf. *evolutus*, *Meandropsina iranica*, *Archaias hensoni*, *Dendritina rangi*, *Archaias kirkuknesis*, *Operculina complanata*, *Amphistegina lesson*, *Lithothamnium* sp., *Lithophyllum* sp., *Tubucellaria* sp., *Onychocella* sp., *Subterraniophyllum thomasi*, and *Memberanipora* sp. Several researchers studied the stratigraphy, biostratigraphy, and paleoecology of the Mishan Formation (James and Wynd, 1965; Adams et al., 1983; Stöcklin and Setudehnia, 1991;



Fig. 2. Image showing: (a) the gradual boundary between Mishan and Razak formations at the Baghestan section, showing that the weathering creates the heteromorph destruction. b) the upper boundary of the Mishan Formation and alluvial cover in the region



**Fig. 3.** Baghestan section, northwest of the Bandar Abbas Hinterland, south Iran is sampled the letter Ba1-Ba147 are the locations of the samples: a – field sampling; b – cross-section

Motiei, 1993; Goof et al., 1994; Homaiun-Zadeh, 2002; Alsouki et al., 2008). The Mishan Formation is equivalent to the Jerebi and Fatha formations in Iraq (Ghafor, 2004, 2010, 2011, 2014, 2015, 2022a; Ghafor and Ahmad, 2019, 2021; Ghafor and Muhammad, 2005, 2007, 2011; Ghafor and Najaflo, 2022; Ghafor et al. 2014; Ghafor et al. 2023; Muhammad and Ghafor, 2008). The main goal of the present study is to examine the biostratigraphy and paleoecology of the Mishan Formation in the studied section and correlate bio-events in the Tethyan realms.

## 2 GEOLOGICAL SETTING

According to Bahroudi, A., and Koyi Hemin, (2004), the Zagros Basin is defined by a 7–14 km thick succession of deposits over a region along the north–northeastern edge of the Arabian plate. This basin was part of the stable Gondwana supercontinent in the Paleozoic Era, a passive margin in the Mesozoic, and became a site of convergent orogeny in the Cenozoic. Sadeghi et al., (2009) clarified that the Zagros Fold-and-Thrust Belt of Iran is the result of Alpine orogenic events, which occurred in the Alp–Himalayan Mountain range. It extends in an NW–SE direction from eastern Turkey to the Strait of Hormoz in southern Iran. The tectonic activity of this area was entirely due to the convergence of the Arabian and Eurasian continents. Amirshahkarami et al. (2006), clarified that the Arabian and Iranian plates were part of the Eurasian plate and collided during the Mesozoic and Cenozoic periods, creating the Zagros folding belt. The Zagros Basin is a part of the middle section of the Tethyan realm and covers an area of nearly 500 km, with an NW-SE length of about 2300 km and a NE-SW width of 100–300 km. It mainly includes SW Iran, NE Iraq, NE Syria, and SE Turkey. This basin extends from SE Turkey to SW Iran and contains the provinces of Lorestan, Khuzestan, and Fars of the Zagros Basin (Motiei, 1995; Aghanabati, 2006). The Mishan Formation is exposed and present in most parts of the Zagros basin (Motiei 1993), but it's well developed in Hormozgan Province and the Bandar Abbas Hinterland. Bandar-Abbas Hinterland is in the southeastern part of the Zagros Mountains, and it has a different orientation than other parts of the sedimentary basin (Haynes and McQuilan, 1974). This hinterland is bounded by the Minab Fault on the east, the Zagros fold belt, which crosses the Persian Gulf on the south, and the Razak Fault on the north (Barzgar, 1981). Most of the structures are anticlines exposing Fars Group successions, which are thicker than the Fars Zone in the study area, and the eastern border is limited to the Minab fault in the southern border of the rest of Zagros simple fold zone (Aghanabati, 2004). Stöcklin, 1968, subdivided the Iranian Plateau into eight continental parts. (i.e., Zagros, Sanandaj Syrjan, Urmiah-Dokhtar, Central Iran, Alborz, Kopeh-Dagh, Lut, and Makran), based on the sedimentary sequence, structural setting, intensity of deformation, magmatism, and metamorphism, but (Aghanabati, 2004) subdivide the Zagros Zone into two subzones (i.e., Thrust Subzone and Folded Zagros)



based on geology characteristics. Folded Zagros Subzone has been subdivided into seven parts, including Lurestan, Khuzestan, Abadan Plain, Fars (external and interior), Bandar Abbas Hinterland, and a complex structure with metamorphic rock (Fig. 4). based on lateral facies variations, the Iranian Zagros fold-thrust belt is divided into different tectonostratigraphic domains that, from SE to NW, are the Fars Province (Eastern Zagros), the Khuzestan Province (Central Zagros), and the Lurestan Province (Western Zagros), respectively (Motiei, 1993). Hormozgan Province is in southern Iran and is part of the Zagros Folded Belt. This region is accompanied by NW-SE, W-E, and N-S trending simple anticlines and synclines with the very great thickness of Fars Group deposits (Gachsaran, Mishan, Aghajari, and Bakhtiari formations) and the presence of 118 salt plugs. So, for these specific features, Motiei, (1993) called this area the «Bandar Abbas Hinterland.»

The Zagros Fold-and-Thrust Belt of Iran is a result of the Alpine orogenic events in the Alpine–Himalayan Mountain range (Sadeghi et al., 2009). This basin was part of the stable Gondwana supercontinent in the Paleozoic Era, a passive margin in the Mesozoic Era, and a site of convergent orogeny in the Cenozoic Era (Bahroudi and Koyi, 2004). It extends in an NW–SE direction from eastern Turkey to the Strait of Hormoz in southern Iran. The tectonic activity of this area was entirely due to the convergence of the Arabian and Eurasian continents. (Aghanabati, 2004).

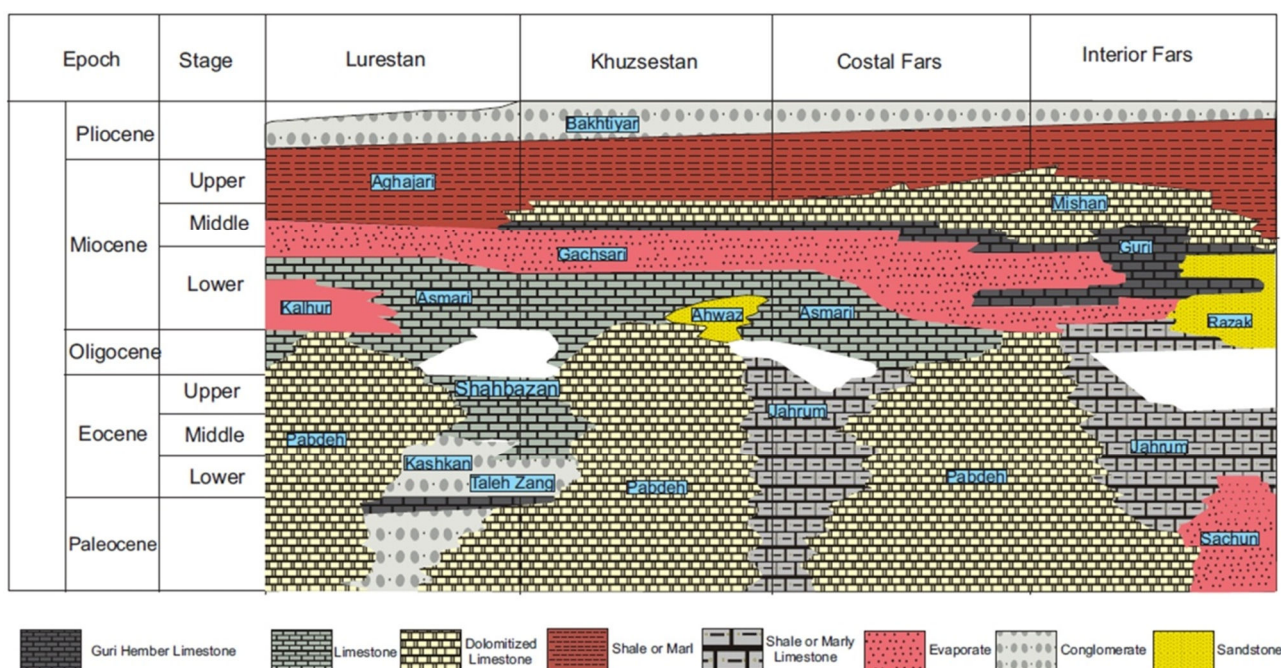


Fig. 4. Lithostratigraphic units of the Cenozoic of Zagros Fold-Thrust (modified from Gulf Petrolink, 1998)

### 3 MATERIALS AND METHODS

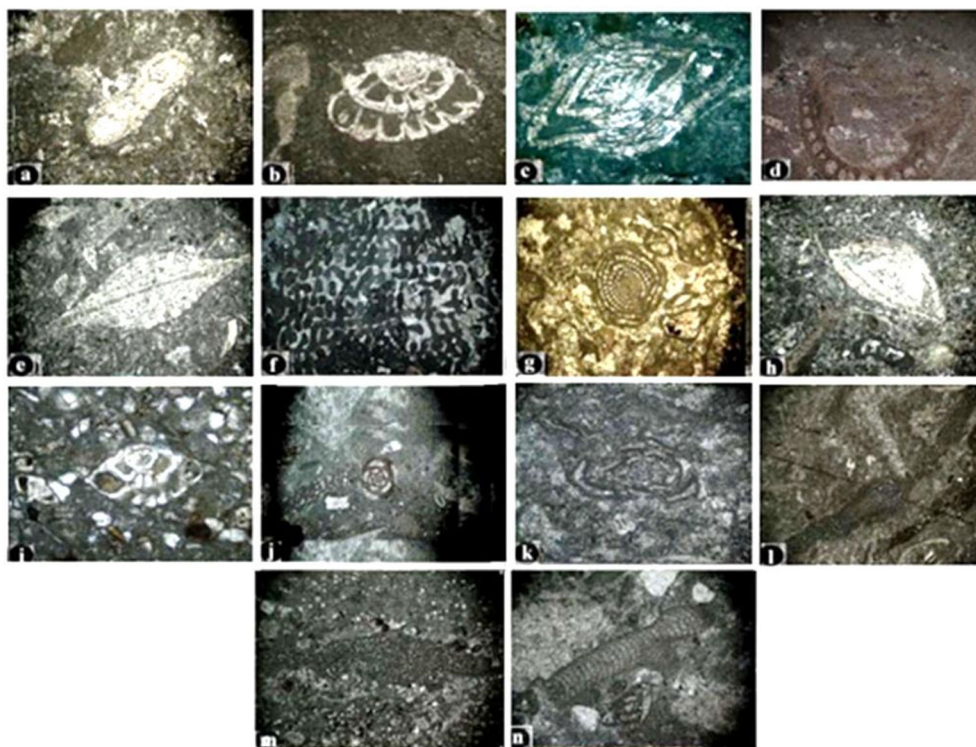
147 samples were collected at 0.5–3 m intervals from the Baghestan section of the Mishan Formation (496 m thick). 200 thin sections were prepared in the laboratory, and the thin sections were examined by using a polarized microscope. Foraminiferal identification and biostratigraphy were done by the foraminiferal classifications (Bakhtiar and Taheri 2010; Sirel et al., 2013; Serra-Kiel et al., 2016; Boudagher-Fadel 2018; Joudaki and Baghbani 2018; Moghaddam et al., 2019), and the studies of (Burchette and Wright, 1992; BouDagher-Fade,l 2008) are applied for palaeoecological interpretation. Seven marine high calcareous Ostracoda species found in marl sediments of Bandar-Abbas were prepared for SEM photography.

### 4 RESULTS AND DISCUSSION

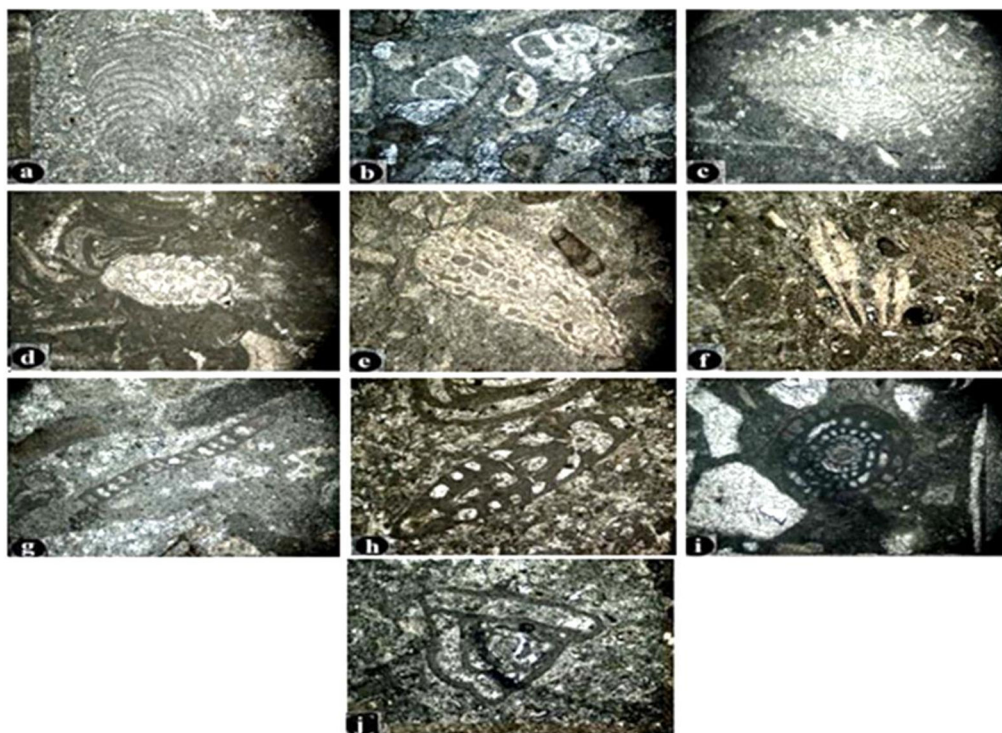
#### 4.1 Biostratigraphy

The biostratigraphy framework of the Mishan Formation was reported by Wynd, (1965) and developed by Adams et al., (1967). The studied section is characterized by shallow-benthic zones (SBZ) of the Early-Middle Miocene foraminifera related to these families: *Sortidae*, *Peneroplidae*, *Miliolidae*, *Rotalidae*, *Amphestedae*, *Hauerinidae*, *Alveolinidae*, *Meandrospinidae*, *Elephinidae*, *Miogypsinidae*, *Miogypsinidae*, and A total of 21 species from 17 genera of LBF and 7 species of non- Foraminifera were identified, including algae (*Subterraniophyllum thomasi*, *Lithophyllum* sp., *Lithothamnium* sp.), bryozoans (*Tubucellaria* sp., *Onyococella* sp., *Memberanipora* sp.), molluscan macrofossils (bivalves and gastro From base to top, five biozones were recognized (Plates 1–3, Fig. 5 and 6). The presence of limited marine Miocene Ostracoda species confirms the biostratigraphy of foraminifera fauna collected from field outcrop samples. (Plate 4)

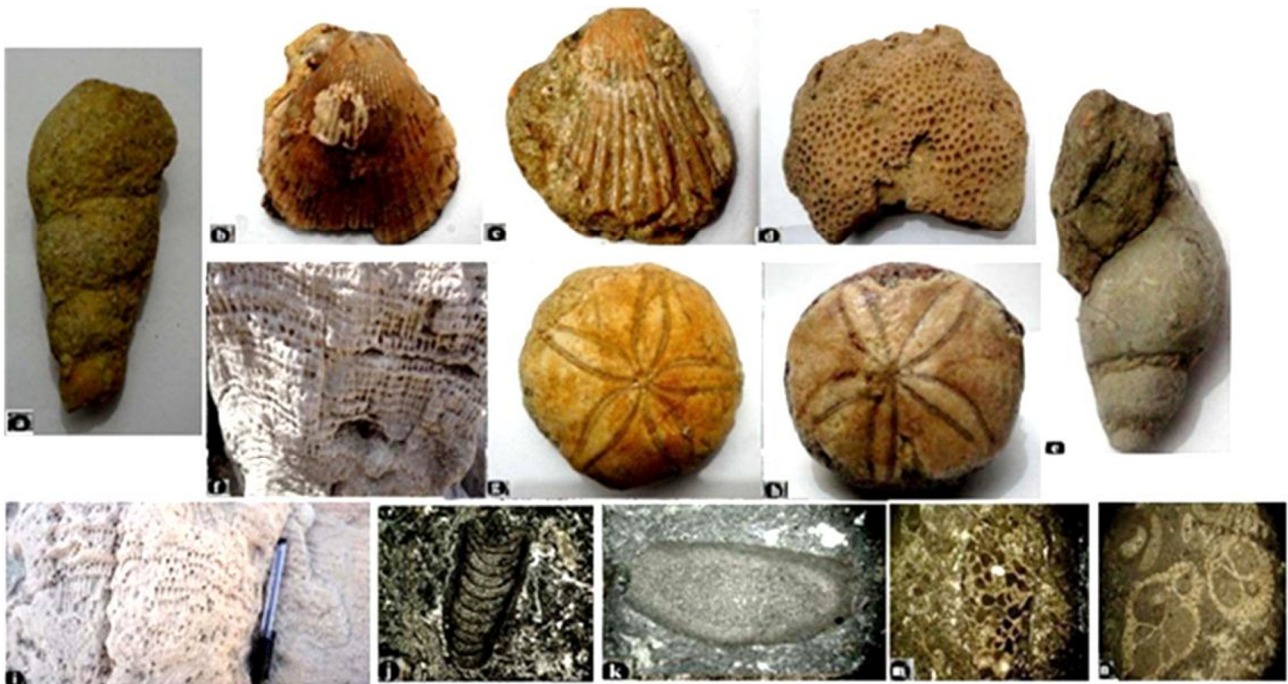




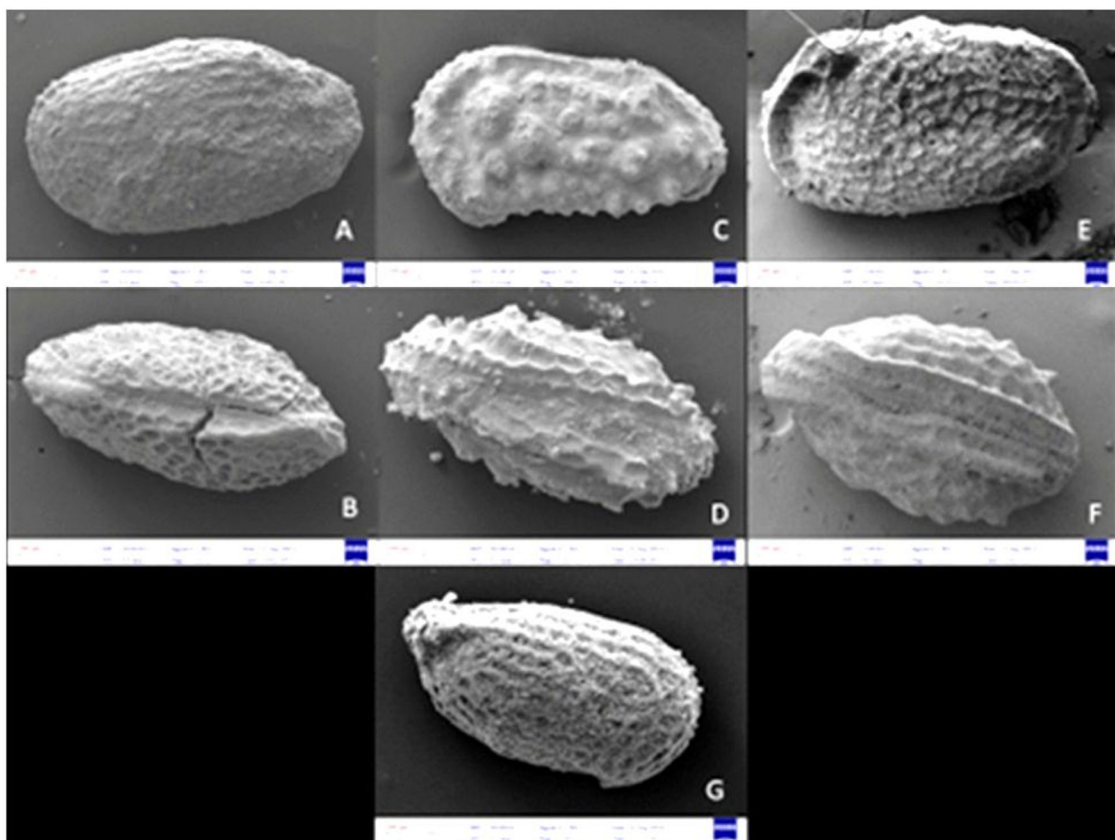
**Plate-1.** a. *Discorbis* sp. (10 X) sample no. 8; b. *Ammonia beccari* (Line, 1758), (10 X) sample no. 33; c. *Amphistegina lessoni* d'Orbigny in Guérin-Méneville, 1832, (10 X) sample no. 12.; d. *Memberanipora* sp. (4X) Sample no: 80; e. *Discocyclus* sp. (4X) sample no. 7; f. coral, ), sample no. p.; g. *Borelis haueri* Azmi, 2010 (4X) sample no: 85; h. *Amphistegina radiat* (Fichtel & Moll, 1798) (10X) sample no. 132; i. *Ammonia stachi* d' Orbigny, 1826 (10X) sample no. 2; *Quinquoloculina* sp. (4X) sample no. 101. k. *Schlumbergerina* sp. (10 X) sample no: 10; l. *Archias hensoni* Smout and Eames, 1958 (4X) Sample no. 36; m. *Archias kirkukensis* Henson, 1950 (4X) sample no. 17; n. *Subterraniophyllum thomasi* Elliott (4X) Sample no.10



**Plate-2.** a. *Peneroplis evalutus* (4X) sample no. 9; b. *Neorotalia viennotti* (Greig, 1935), (10X) sample no. 138; c. *Nephrolepidina* sp. (4 X) sample no. 8; d. *Elphidium* sp 14 (10 X) sample no. 34; e. *Miogypsina* sp. (4 X) sample no. 9; f. *Operculina complanate* (Defrance in de Blainville, 1822) (4X) sample no. 65; g. *Meandropsina iranica* Henson, 1950 (4X) sample no. 10; h. *Dendretina rangi* d'Orbigny emend. Fornasini, 1904 (4 X) sample no. 39; i. *Borelis melo curdica* (Reichel) (4X) sample no. 7; j. *Triloculina trigonula* Lamarck, 1804 (10X) sample no: 30



**Plate-3.** a. (Gastropods) *Ficus papayratium* sample No. 123 b. (Pelecypods). *Leptopecten*cf. *L.ecnomius* Woodring, 1982; c. (Pelecypods) *Pectinidae*, sp.; d. Coral, sample no137 e. Gastropods, sample 121. f. Coral, sample No. 146; g. (Echinoemata) *Trachypatagus tuberculatus* Langhian-Serravallian, sample 143; h. (Echinoemata). *Echinolampas* cfr. *vilanovae* COTTEAU. Burdigalian, *Echinolampas (Macrolampas) discus* Desor. Aquitanian, sample No. 143; i. Coral, sample no146 j. *Lithothamnium* sp. (4X) sample no: 110, (4X); k. *Lithophyllum* sp. (4X) sample no: 75; l. *Onychocella* sp. (4X) sample no: 18. m. *Tubucellaria* sp. (10 X) sample no: 108



**Plate 4.** SEM microphotographs of selected ostracods from the Bandar-Abbas outcrop. A – *Cytheretta* sp external view; B – *Cytheretta* sp lateral view; C – *Actinocythereis rosefieldensis* (Howe & Law, 1936) left lateral view; D – *Actinocythereis rosefieldensis* (Howe & Law, 1936) lateral view; E – *Hemicythere* sp external view; F – *Hemicythere* sp lateral view; G – *Cytherura* sp external view

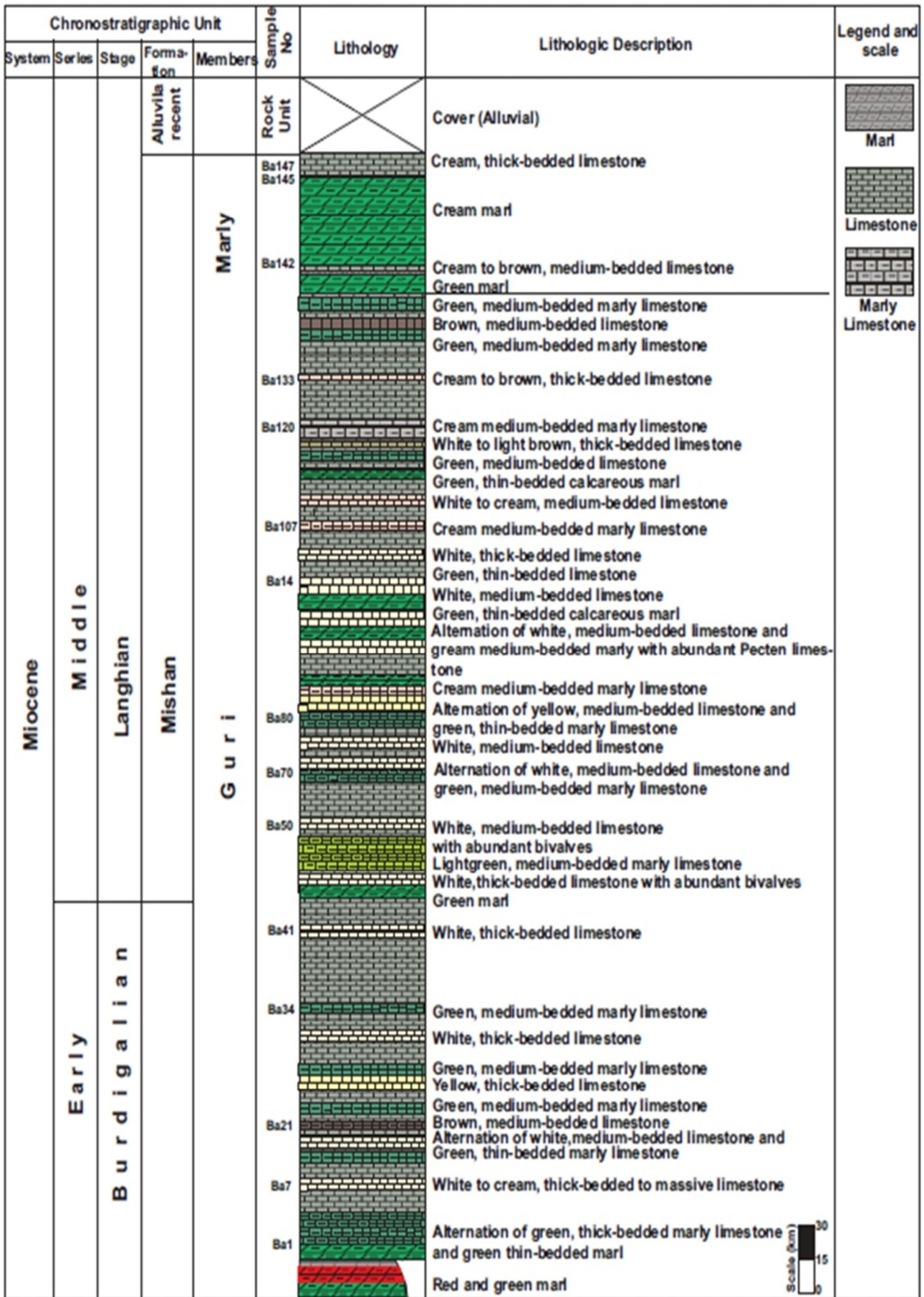


Fig. 5. Lithostratigraphic column of Early-Middle Miocene rock units in the Baghestan section of the studied area

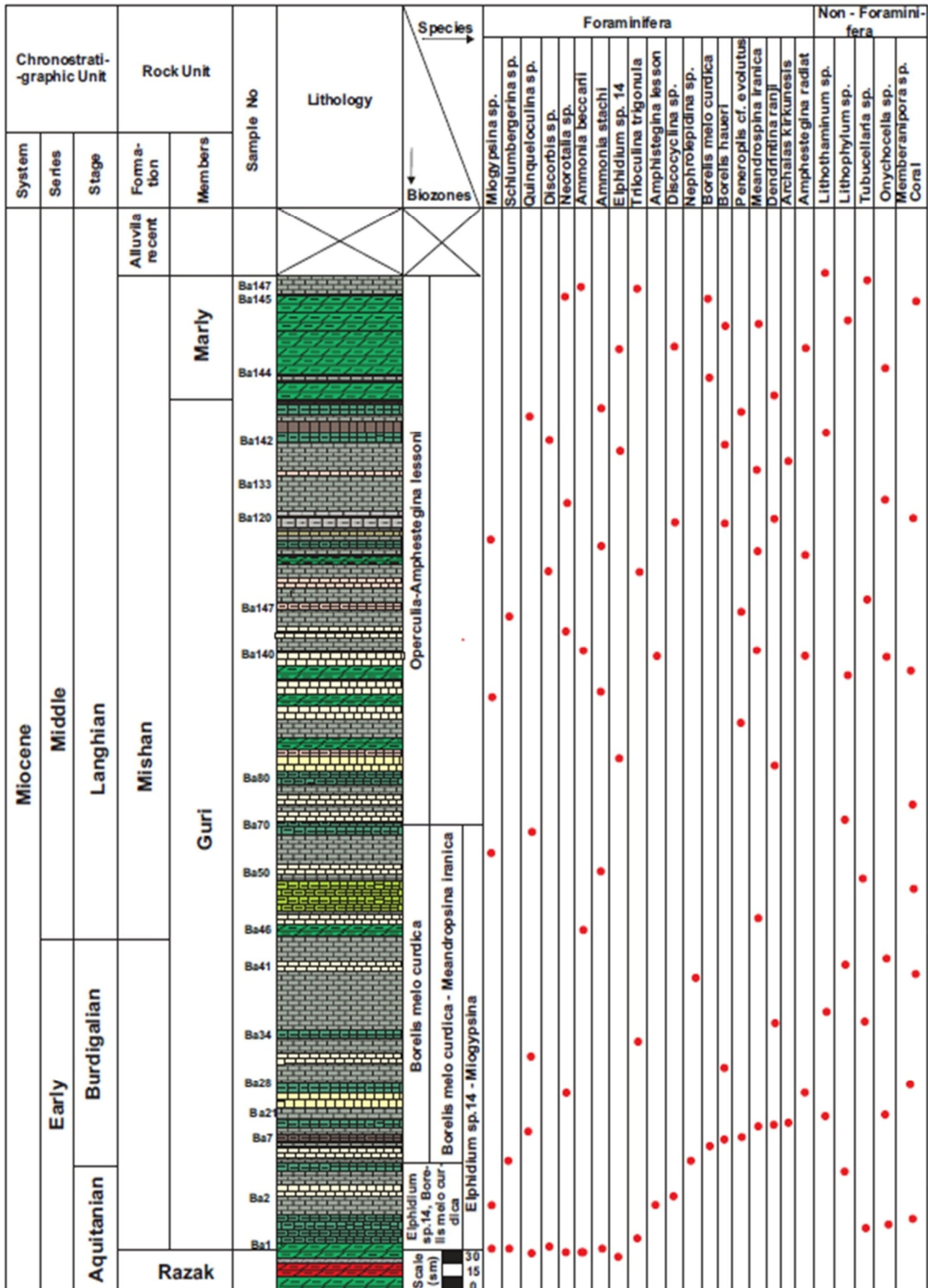


Fig. 6. Biostratigraphic range chart of Larger Benthic Foraminifera (LBF) and non-foraminifera in the Baghestan section of the studied area



**4.1.1 *Elphidium* sp.14, *Borelis melo curdica* Interval Zone**

Definition: Biostratigraphic interval between the FAD of *Elphidium* sp.14, and FAD of *Borelis melo curdica*.

Boundary zone: This zone is represented by the First Appearance Datum (FAD), and dominance of the large benthic foraminifera is represented by *Elphidium* sp. 14. Thickness: 20 meters, is recorded from the Mishan Formation, samples 1–7.

Association: It is characterized by the appearance and dominance of *Miogypsina* sp., *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Elphidium* sp.14, *Ammonia stachi*, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lesson*, *Amphistegina lesson*, *Nephrolepidina* sp., *Borelis melo curdica*, *Borelis haueri*, *Subterraniphyllum thomasi*, *Tubucellaria* sp., and coral.

Correlation: This zone is equivalent to the Indeterminate Zone of Laursen et al., (2009) and *Miogypsinoides* – *Archaia*s-Valvulinid Zone (*Archaia*s *asmarius*-*Archaia*s *hensoni* subzone and *Elphidium* sp.1-*Miogypsina* sp. subzone ) of (Adams & Bourgeois, 1967), and to the SBZ 24 (*Austrorillina howchini*-*Miogypsina*- *miogypsinoides deharti*) of Cahuzac and Pognant, (1997), with *Austrorillina howchini*-*Peneroplis farsensis* assemblage Zone of Ahmmad (2020)) (Fig. 7). It is corresponding to the *Ammonia beccari*-*Austrorillina hawchini* zone (Ghafor and Ahmad, 2021).

Age: Early Miocene (Aquitanian).

Neogene				System
Miocene				Series
Aquitanian	Burdigalian	Langhian		Stage
<i>Archaia</i> s <i>asmarius</i> <i>Archaia</i> s <i>hensoni</i>	<i>Borelis melo</i> group- <i>Meandropsina</i> <i>iranica</i>			Adams & Bourgeois 1967
<i>Elphidium</i> sp. 14 <i>Miogypsina</i>				
<i>Miogypsinoides</i> <i>Archaia</i> s-Valvulinid				
SBZ21	SBZ5	SBZ6		Cahuzac & Pognant 1997
<i>Austrorillina</i> <i>horuchini</i> - <i>Miogypsina</i> <i>Miogypsinoides deharti</i>	<i>Borelis melo</i> group- <i>Miogypsina</i>	<i>Borelis melo</i>		
<i>Austrorillina</i> <i>horuchini</i> (AH)	<i>Borelis melo melo</i> (BMM)		<i>Borelis melo curdica</i> (BMC)	Serra-Kiel et al., 1998
<i>Miogypsina</i> <i>Elphidium</i> sp.14 <i>Peneroplis</i> <i>farsensis</i> Indeterminate	<i>Borelis melo curdica</i> <i>Borelis melo melo</i>	Not Studied		Laursen et al., 2009
<i>Elphidium</i> sp.14 <i>Miogypsina</i> sp. Zone	<i>Borelis melo curdica</i> <i>Borelis melo melo</i>			Moghadam et al., 2019
<i>Austrorillina</i> <i>horuchini</i> <i>Peneroplis</i> <i>farsensis</i>	<i>Ammonia beccari</i>	Not Studied		Ahmad 2020
<i>Elphidium</i> sp.14- <i>Borelis melo curdica</i> Interval Zone	<i>Operculina</i> , <i>Amphistegina</i> <i>Lessoni</i> Assemblage Zone			This Study
	<i>Borelis melo curdica</i> Total Range Zone			
	<i>Borelis melo curdica</i> - <i>Meandropsina</i> <i>Iranica</i> Assemblage Zone			
<i>Elphidium</i> sp.14- <i>Miogypsina</i> Assemblage Zone				

Fig. 7. Correlation chart showing the biostratigraphic zones of this study with the other studies



#### 4.1.1.2 *Elphidium* sp.14, *Miogypsina* Assemblage Zone

Definition: The biostratigraphic interval of this zone is characterized by the association of taxa (*Elphidium* sp. 14 and *Miogypsina*).

Boundary zone: This zone is represented by the First Appearance Datum (FAD), and dominance of the large benthic foraminifera is represented by (*Elphidium* sp. 1 and *Miogypsina*). The Mishan Formation, samples 1–36, has a thickness of 133 meters.

Association: It is characterized by the appearance and dominance of *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Ammonia stachi*, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lesson*, *Amphistegina lesson*, *Nephrolepidina* sp., *Borelis melocurdica*, *Borelis haueri*, *Peneroplis* cf. *evolutus* *Meandropsina iranica*, *Dendritina rangi*, *Archaias kirkukensis*, *Amphistegina* cf. *radiat* *Subterraniophyllum thomasi*, *Lithothamnium* sp., *Tubucellaria* sp., *Memberanipora* sp., *Onychocella* sp., *Memberanipora* sp., and coral

Correlation: This zone is equivalent to the Adams & Bourgeois (1967) *Miogypsinoidea-Archaias-Valvulinid* Zone-*Borelis melo* group-*Meandropsina iranica* Assemblage Zone, Cahuzac and Poignant (1997) SBZ24 and lower part of SBZ25, Laursen et al., (2009) *Miogypsina-Elphidium* sp. It corresponds to the *Ammonia beccarii-Austrittrillina hawchini* zone of (Ghafor and Ahmad, 2021).

Age: Early Miocene (Aquitaniian–Burdigalian).

#### 4.1.1.3 *Borelis melo curdica* – *Meandropsina iranica* Assembly Zone

Definition: The biostratigraphic interval of this zone is characterized by the association of taxa (*Borelis melo curdica* and *Meandropsina iranica*).

Boundary zone: This zone is represented by the First Appearance Datum (FAD) of *Borelis melo curdica*, and the dominance of the large benthic foraminifera is represented by *Meandropsina iranica*. A thickness of 207 meters is recorded in the Mishan Formation; samples number 7–64.

Association: It is characterized by the appearance and dominance of *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Ammonia stachi*, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lesson*, *Amphistegina lesson*, *Nephrolepidina* sp., *Borelis melocurdica*, *Borelis haueri*, *Peneroplis* cf. *evolutus* *Meandropsina iranica*, *Dendritina rangi*, *Archaias kirkukensis*, *Amphistegina* cf. *radiat* *Subterraniophyllum thomasi*, *Lithothamnium* sp., *Tubucellaria* sp., *Memberanipora* sp., *Onychocella* sp., *Memberanipora* sp., and coral

Correlation: This zone is equivalent to the *Borelis melo* group-*Meandropsina iranica* Assemblage Zone of Adams and Bourgeois (1967), SBZ25 and the lower part of SBZ26 of Cahuzac and Poignant (1997), the *Borelis melo* group-*Borelis melo* assemblage Zone of Laursen et al. (2009), and the *Borelis melo* group-*Borelis melo* assemblage Zone of Moghadam et al., (2019). *Ammonia beccarii* zone of Ahmmad, (2020) (Fig. 7). It corresponds to the *Ammonia beccarii-Austrittrillina hawchini* zone of (Ghafor and Ahmad, 2021).

Age: Early Miocene (Burdigalian–Langhian).

#### 4.1.1.4 *Borelis melo curdica* Total Range Zone

Definition: Biostratigraphic interval between the First and Last Appearances of *Borelis melo curdica* Zone boundary: This zone is represented by the First Appearance Datum (FAD) of *Borelis melocurdica* and the last occurrence of this species. Thickness: 316 meters, is recorded in the Mishan Formation, samples 7–105.

Association: It is characterized by the appearance and dominance of *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Ammonia stachi*, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lesson*, *Amphistegina lesson*, *Nephrolepidina* sp., *Borelis melocurdica*, *Borelis haueri*, *Peneroplis* cf. *evolutus* *Meandropsina iranica*, *Dendritina rangi*, *Archaias kirkukensis*, *Amphistegina* cf. *radiat* *Subterraniophyllum thomasi*, *Lithothamnium* sp., *Lithophyllum* sp., *Tubucellaria* sp., *Memberanipora* sp., *Onychocella* sp., *Memberanipora* sp., and coral

Correlation: This zone is equivalent to the *Borelis melo* group *Meandropsina iranica* of Adams and Bourgeois (1967) and to the *Borelis melo curdica* total range zone of James and Wynd (1965). Van Buchem et al. (2010), and to the SBZ 26(*Borelis melo*) of Cahuzac and Poignant, (1997), with *Ammonia beccarii* Total Range Zone of Ahmmad, (2020) (Fig. 7). It corresponds to the *Dendritina rangi-Rotlia vieonti* zone (part) of (Ghafor and Ahmad, 2021).

Age: Early-Middle Miocene (Burdigalian-Langhian).

#### 4.1.1.5 *Operculina-Amphistegina lessoni* Assemblage Zone

Definition: The biostratigraphic interval of this zone is characterized by the association of taxa (*Operculina* and *Meandropsina iranica*).

Boundary zone: This zone is represented by the First Appearance Datum (FAD) of *Operculina* and the association of the *Amphistegina lessoni*. Thickness: 337 meters, recorded from the Mishan Formation; samples number (40–147)

Association: It is characterized by the appearance and dominance of *Schlumbergerina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Discorbis* sp., *Neorotalia viennoti*, *Ammonia beccarii*, *Ammonia stachi*, *Triloculina trigonula*, *Amphistegina lesson*, *Amphistegina lesson*, *Nephrolepidina* sp., *Borelis melocurdica*, *Borelis haueri*, *Pen-*



*eroplis cf. evolutus Meandropsina iranica, Dendritina rangi, Archaias kirkukensis, Amphistegina cf. radiat Subterraniophyllum thomasi, Lithothamnium sp., Tubucellaria sp., Memberanipora sp., Onychocella sp., Memberanipora sp., and coral*

Correlation: This zone is equivalent to the *Borelis melo* zone (SBZ26) of Cahuzac and Poignant, (1997) and the upper part of the *Borelis melo melo* (BMM) zone—the *Borelis melo curdica* zone of Serra kiel et al., (1998). (Fig. 7). It corresponds to the *Dendritina ranji-Rotlia vieonnti* zone (part) of (Ghafor and Ahmad, 2021).

Age: Early to Middle Miocene (Burdigalian–Langhian).

### 5 PALAEOECOLOGICAL INTERPRETATION

Foraminifera and non-foraminifera were used in the paleoecology of Paleogene-Neogene carbonate platforms (Hottinger, 1997; Pedley, 1998; Geel, 2000; Pomar, 2001; Romero et al., 2002; Cosovic et al., 2004; Pomar and Hallock, 2008; Ghafor and Ahmad, 2021; Ghafor et al., 2023; Ghafor et al., 2023). Bou-Dagher-Fadel, 2008), clarified that the shapes and sizes of the foraminiferal species are significant and occur in many different environments, from near-shore to the deep-sea environment. The recorded biozones were calibrated with the previously studied Miocene planktonic foraminiferal biozones on the same samples and correlated with the Miocene redeposited ostracods regardless of their limited presence in the studied outcrop. These ostracods are also found in the neighbouring countries in Miocene deposits. The calcareous red algae are also used in palaeoecological studies. Many parameters and variables influence foraminiferal distribution in aquatic life: temperature, water depth, hydrostatic pressure, light intensity, sediment type, current systems, salinity, nutrients, and oxygen (Table 1).

**Table 1** – Vertical distribution of faunal composition, palaeoecological elements (Temperature, light, depth, hydrodynamic energy, substrate, salinity, nutrient, and oxygen estimation) of the Guri Member (Mishan Formation) in the studied section

Age	Early-Middle Miocene
Fossil Content Families	<i>Sortidae, Peneroplidae, Miliolidae, Rotalidae, Amphestedae, Hauerinidae, Alveolinidae, Meandropsinidae, Elephinidae, Miogypsinidae, Miogypsinidae.</i> Non-Foraminifera, algae bryozoans' molluscan macrofossils -bivalves and gastropods.
Temperature	Subtropical to tropical
Light	Mesophotic to euphotic
Depth	Open marine environments to shallower water depths
Hydrodynamic energy	Large shells with thin walls in open marine foraminifera and smaller and thicker shell in shallow and restricted environments.
Substrate	Soft sediments to hard sediments
Salinity	Normal to higher salinity environments ranges from 34 to 50 ‰.
Nutrients and oxygen	Mesotrophic to oligotrophic

**5.1 Temperature:** Temperature acts as a barrier to the dispersal of marine animals. (Brasier, 2004; Wilson and Vecsei, 2005) shows that larger benthic foraminifera live in tropical and subtropical water environments and restrict to temperatures of about 14 to 25 °C. According to Hattinger, (1997), most of the perforate foraminifera such as *Nummulites, Miogypsina, Operculina,* and *Amphistegina* are abundant in subtropical to tropical environments, while some imperforate foraminifera such as *Archaias, Borelis, Peneroplis,* and miliolids are restricted to tropical environments (BouDagher-Fadel and Wilson, 2000; Brandano et al., 2009); and (Fügel, 2010; Brandano et al., 2010) show that red algae such as *Lithoporella, Lithium,* and *Lithotamini-um* are restricted in subtropical to tropical environments. Therefore, the presence of perforate large benthic foraminifera such as *Operaculina* and *Amphistegina* in the middle to the upper part of the Mishan Formation in the studied section reflects subtropical to tropical environments, and the presence of imperforate large benthic foraminifera such as *Archaias, Dendritina, Peneroplis,* and miliolids in the lower to the middle part of the Mishan Formation at the studied section shows a tropical environment.

**5.2 Light:** While light penetration in the oceans (the photic zone) is attractive to foraminifera (Brasier 2004), the larger benthic foraminifera such as *Amphistegina, Heterostegina,* and *Operculina* reflect mesophotic to oligophotic conditions (Pomar, 2001; Hohenegger 2004; Beavington-Penney and Racey 2004; BouDagher-Fadel, 2008). The change in the test shape reflects decreased light levels at greater depths (BouDagher-Fadel, 2008). It is known that larger foraminifera living in fairly turbulent waters become relatively large, with a thickness-to-diameter ratio of 0.6–0.7 (Cosovic et al., 2004). Associations of larger foraminifera and symbiotic red algae are well-dependent on the photic zone (Barattolo et al., 2007). The abundance of larger benthic foraminifera such as *Borelis, Peneroplis, Dendritina, Archaias,* and zooxanthellate corals in the studied section of the Mishan Formation indicate a mesophotic to euphotic condition (Halfar et al., 2004; Pomar and Hallock, 2008; Brandano et al., 2009b; Mazzucchi and Tomassetti, 2011; Tomassetti and Brandano, 2013). Larger perforate foraminifera is represented by *Operculina, Elphidium,* and *Miogypsina* in



the Guri Member of the Mishan Formation, and comparison with analogs in the modern platform led to the interpretation of these sediments as being photic zone deposits (Hottinger, 1980; Hottinger, 1983; Leutenegger, 1984; Reiss, and Hottinger, 1984; Hohenegger, 1996; Hallock, 1999).

**5.3 Depth:** According to Brassier (2004), foraminifera is found from sea level to more than 10,000 meters. Changes in water depth could affect environmental changes such as sedimentation rate, turbulence, light intensity, organic change, hydrodynamic energy, and dissolved oxygen (Leckie and Olsen, 2003). Large Benthic Foraminifera (LBF) was previously used to determine water depth due to its sensitivity to it. Some larger benthic foraminifera, such as *Amphistegina* and *Nummulites*, become flatter with thinner outer walls with increasing water depth and decreasing light intensity. This reveals the dependence of morphology on the depth gradient (Pecheux 1995). Some imperforate benthic foraminifera such as *Archaias*, *Peneroplis*, and *Borelis* are indicators of shallow waters below 30 m (Romero et al., 2002; Murray, 2006). Most of the perforate foraminifera, such as *Nummulites*, *Miogypsina*, *Operculina*, and *Amphistegina*, are distributed in a water depth of about 40–70 m (Hottinger, 1997); according to Flügel (2010; Brandano et al. (2010), red algae, such as *Lithoporella*, *Lithophyllum*, and *Lithotaminium*, are restricted to a depth of 20–80 m. (Bou-Dagher-Fadel and Wilson, 2000; Brandano et al., 2009); and (Flügel, 2010; Brandano et al. 2010). *Operculina*, *Elphidium*, and *Miogypsina* in the Guri Member of the Mishan Formation are the most important indicators for warm, shallow marine environments (Geel, 2000; Sajadimet et al., 2014). At the lower part of the Mishan Formation, perforate foraminifera are common and reflect an open marine environment, while in the lower and middle part of the studied section, imperforate foraminifera such as *Peneroplis* and miliolids are abundant and generally found in shallower water (20–80 m)

**5.4 Hydrodynamic energy:** Depending on hydrodynamic water energy, some foraminifera develop thick lamellar crust shells, while others tend to develop a hard, conical shell shape with abundant secondary cells (Rasser et al., 2005). *Operculina* and *Heterostegina* have inhabited environments ranging from high-energy, shallow-water fore reef facies (BouDagher-Fadel 2008) to quiet waters near the base of the photic zone (Chaproniere, 1975). In the studied area, open marine foraminifera such as *Operculina*, *Nerhrolepidina*, *Discocyclina*, and *Amphistegina* have large shells with thin walls, while those with smaller and thicker shell walls live in shallow and restricted environments.

**5.5 Substrate:** Foraminifera from coarser substrates tend to be thick-shelled, heavily ornamented forms of lenticular or globular shape. Low-energy habitat with fine-grained substrates is attractive to many faunal species with thin, delicate, and elongated shells (Brasier 2004). Conical and thick-shelled forms of foraminifera prefer to live on coarse-grained substrates, while flattened forms prefer soft substrates (Brasier, 1975). *Operculina* is inhabited on soft sediment, while *Borelis* and *Archaias* live in relatively unstable substrates in shallow environments (Geel, 2000). *Archaias* and *Operculina* can live in environments with about 40 % clastic influx but increases in clastic influx led to a reduction in their numbers (Kumar and Saraswati, 1997). So, the Mishan Formation of the studied section has deposited soft to hard sediments.

**5.6 Salinity:** A miliolid-dominant environment in a benthic foraminifer assemblage reflects decreased circulation and reduced oxygen content, or euryhaline conditions. Miliolids are found in a variety of very shallow, hyposaline to hypersaline environments and are also common in sand shoal environments of normal salinity (Brasier, 1975a). They are generally evidence of a restricted lagoon environment (Wilson, 1975). Perforate-wall foraminifera such as *Nummulites*, *Operculina*, and *Amphistegina* wall refer to normal seawater conditions with salinity ranges from 34 to 40 (Geel 2000; Mossadegh et al., 2009). The association of imperforate foraminifera such as *Archaias* and *Peneroplis* with coral and red algae reflects a salinity of 40 to 50 (Mossadegh et al., 2009). As a result, the middle to the upper part of the Mishan Formation in the studied section has deposited in a normal water salinity environment (with salinity ranges from 34 to 40), while the lower to the middle part of the studied section experienced intermittent normal and higher salinity environments (with salinity ranges from 40 to 50).

**5.7 Nutrients and oxygen:** If the food supply is low, as in the deep sea, foraminiferal densities tend to be low, but diversity can be high. However, if the food supply is high, foraminiferal diversity tends to be low. (Brasier, 2004). The imperforate foraminifera, such as *Archaias* and miliolids, indicate low levels of nutrients (Geel, 2000; Samankassou, 2002; Romero et al., 2002). Also, coral reefs develop in submarine environments with the lowest levels of nutrients (Schlager 2005). Increasing amounts of nutrients lead to thriving red algae, and decreasing amounts of nutrients cause coral growth and development (James et al., 1999). Nutrient conditions have a negative relationship with temperature (Samankassou, 2002). The presence of larger benthic foraminifera indicates mesotrophic to oligotrophic conditions (Geel, 2000; Romero et al., 2002). The occurrence and abundance of large benthos foraminifera such as *Amphistegina*, *Peneroplis*, *Operculina*, and *Archaias*, along with coral and red algae in the

## 6 DISCUSSIONS

All the previous biostratigraphy and palaeoecological studies of the Mishan Formation did not explain it in detail (Wynd, 1965; Adams et al., 1967; Rashidi et al., 2015; Amirshahkarami and Taheri, 2009; Joudaki and Baghbani, 2018), but the present interpretation in the studied section shows that more than 30 species of foraminifera and non-foraminifera have been identified and subdivided into five biozones that the Early - Middle Miocene age was recorded of the Guri Member (Mishan Formation), and the interpretation of the pal-





aeoecological results, gives us the following results, the Member was deposited from subtropical to tropical environments, mesotrophic to oligotrophic conditions, soft sediments to hard sediments, open marine to shallower water depths, and of a normal water salinity environment ranging from 34 to 50 ‰. Ostracods presented in the lower and upper parts of the studied section indicated an inner neritic marine environment of moderate energy of currents and rapid sedimentation, while the assemblages in the middle part showed deeper (outer neritic) environments with low energy of currents and low rate of sedimentation. In general, ostracodal biostratigraphy is not as detailed as those based on foraminifera, due to their great sensitivity to ecological factors that control their distribution.

## 7 CONCLUSIONS

The foraminiferal contents for the same rock samples with ostracods and other macrofossils were employed in age determination and correlation. High-resolution biostratigraphy and palaeoecological investigations were carried out on the Guri Member in the Bandar Abbas area of the Zagros Mountains using mainly benthic foraminifera. In this study, 31 diagnostic benthic foraminifera species of the 17 genera, were encountered, and seven non-foraminifera with macrofossils of Mollusca, Echinodermata, bryozoans, seven ostracods, and corals were distributed, which led to five zones, revealing the early-middle Miocene age. The palaeoecological study shows that the Guri Member of the Mishan Formation in the studied section was deposited under subtropical to tropical environments, from mesotrophic to oligotrophic conditions, with soft sediments to hard sediments from open marine environments to shallower water depths, and deposited in normal water salinity environment ranging from 34 to 50 ‰.

## Список литературы / List of references:

1. Adams, T.D., Bourgeois F., 1967, Asmari biostratigraphy. Iranian Oil Operating Companies, Geological and Exploration Division, Report 1074 (unpublished) 1–37.
2. Aghanabati, S.A., 2004, Geology of Iran. Geological Survey of Iran; 586.
3. Ahmad, P.M., 2020, Biostratigraphy of Oligocene-Miocene successions, Sangaw area, Kurdistan Region, Northeast Iraq. Dissertation, University Sulaimani. Iraq.
4. Alsouki, M., Riahi, M.A. & Abdollahie-Fard, I., 2008, Analysis of Miocene depositional systems in the offshore area of Hormuz Strait based on 3D-seismic data. *Journal of Applied Sciences*, 8, 1812–1821.
5. Amirshahkarami, M., Ghabishavi, A. and Rahmani, A., 2010, Biostratigraphy and paleoenvironment of the larger benthic foraminifera in wells sections of the Asmari Formation from the Rag-e-Safid oil field, Zagros Basin, southwest Iran, *Stratigraphy and Sedimentology Research*, 40, 63–84.
6. Amirshahkarami, M. and Taheri, A., 2009, Biostratigraphy characterization of the Rupelian-Burdigalian carbonate succession at the Chaman-Bolbol area in the Zagros Basin, *Stratigraphy and Sedimentology Research*, 40, 119–136.
7. Bahroudi, A. and Koyi Hemin, A., 2004, «Tectono-sedimentary framework of the Gachsaran Formation in the Zagros foreland basin», *Marine and Petroleum Geology*, 21, 1295–1310.
8. Bakhtiar, H.A., & Taheri, M.R., 2010, Microfossils Pictorial Atlas of Zagros Formations in Iran. Iran, Technical manager (geology).
9. Bassi, D., Nebelsick, J.H., 2010, Components, facies, and ramps: Redefining Upper Oligocene shallow water carbonates using coralline red algae and larger foraminifera (Venetian area, northeast Italy): *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 295, 258–280.
10. Brandano, M., Frezza, V., Tomassetti, L., Pedley, M., 2009, Facies analysis and paleoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), Malta. *Sedimentology*, 56, 1138–1158. doi: 10.1016/j.palaeo.2008.12.018
11. Brandano, M., Morsilli, M., Vannucci, G., Parente M., Bosellini F., Vicens G. (2010), Rhodolith-rich lithofacies of the Porto Badisco Calcarenes (upper Chattian, Salento, southern Italy). *J Geosci*, 129, 119–131. doi:10.3301/1JG.2009.10
12. Brandano, M., Frezza, V., Tomassetti, L., Cuffaro, M., 2009a, Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters, The Attard member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta): *Paleogeography, Palaeoclimatology, Paleocology*, 274, 54–63.
13. Brasier, M.D., 1975, An outline history of seagrass communities. *Paleontology* 18:681–702.
14. Brasier, M.D., 1975a., Ecology of Recent sediment-dwelling and phytol foraminifera from the lagoons of Barbuda, West Indies. *Journal of Foraminifera Research*, 5, 42–46.
15. Brasier, M.D., 1984, Armstrong and Brasier, *Microfossils*, BLACKWELL PUBLISHING, Howard A. Armstrong, and Martin D. Brasier Copyright © 2005 by Blackwell Publishing Ltd.
16. Burchette, T.P., and Wright, V.P., 1992, «Carbonate ramp depositional system», *Sedimentary Geology*, 79, 3–57.
17. BouDagher-Fadel, M.K., 2008, Evolution and Geological Significance of Larger Benthic Foraminifera. *Developments in Paleontology and Stratigraphy*, 21, Elsevier, p. 540.



18. Boudagher-Fadel, M.K., 2018, Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera, UCL Press.
19. BouDagher-Fadel, M.K., Wilson, M., 2000, A revision of some larger foraminifera of the Miocene of Southeast Kalimantan. *Micropaleontology*. 46.153–165. doi:10.2113/46.2.153
20. Bozorgnia, F., 1964, Microfacies and Microorganisms of Paleozoic through Tertiary sediments of some part of Iran, NIOC, 22P., CLVIIIPIs.
21. Brandano, M., Frezza, V., Tomassetti, L. and Cuffaro, M., 2009, Heterozoan carbonates in oligotrophic tropical waters: The Attard member of the lower coralline limestone formation (Upper Oligocene, Malta), *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology Journal*, 274, 54–63.
22. Brandano, M., Frezza, V., Tomassetti, L., Pedley, M., Matteucci, R., 2009b, Facies analysis and palaeoenvironmental interpretation of the Late Oligocene Attard Member (Lower Coralline Limestone Formation), *Malta: Sedimentology*, 56, 1138–1158.
23. Brandano M., Morsilli M., Vannucci G., Parente M., Bosellini F., Vicens G., 2010, Rhodolith-rich lithofacies of the Porto Badisco Calcarenes (upper Chattian, Salento, southern Italy). *J Geosci* .129.119–131. doi:10.3301/1JG.2009.10
24. Barzgar, P., 1981, Razak fault. Third Geology of Iran Symposium, Iranian Petroleum Society, Abstract Volume (in Iranian).
25. Chaproniere GCH 1975 Paleogeology of Oligo-Miocene larger foraminifera, Australia. *Alcheringa* 1:37–58.
26. Cosovic, V., Drobne, K., Moro, A., 2004, Paleoenvironmental model for Eocene foraminiferal limestones of the Adriatic carbonate platform (Istrian Peninsula): *Facies*, 50, 61–75.
27. Daneshan, J. and Deziani, S., 2004. Study of Foraminifera Biostratigraphy of Qom Formation in Sorkh Deh, Southeast Ashtian, *Journal of Sciences Islamic Azad University*, 14.
28. Daneshian, J., and Ramezani Dana, L., 2007, Early Miocene benthic foraminifera and biostratigraphy of the Qom Formation, Deh Namak, Central Iran, *Journal of Asian Earth Sciences* 29, 844–858.
29. Flügel, E., 2010, *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application*, 2nd Edition: Springer-Verlag, Berlin Hiedelberg, 984 p.
30. Geel, T., 2000, Recognition of stratigraphic sequences in carbonate platform and slope deposits: empirical models based on microfacies analysis of Palaeogene deposits in southeastern Spain: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 155, 211–238.
31. Ghafor, I.M. (2004). Biometric analysis of *Lepidocyclus* (*Nephrolepidina*) and Miogypsinids from Baba and Azkand formations (Oligocene-Miocene) In Kirkuk area, Iraq. Ph. D. Thesis. University of Sulaimani. Iraq. 70 Figs., 16 plates. 159 pages.
32. Ghafor, I.M., (2010). Systematic Description of Larger Foraminifera from Oligocene-Miocene in Different Oil Field, Kirkuk Area, North Iraq, Conference Proceedings, GEO 2010, European Association of Geoscientists & Engineers, GEO 2010, Mar 2010, cp-248-00408. DOI: Doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.248.414
33. Ghafor, I.M., 2011, Microfacies and Biostratigraphy of Baba Formation (Late Oligocene) in Bai - Hassan, Oil Well-25. *Iraqi Bulletin of Geology and Mining*, 7, 25–32.
34. Ghafor, I.M., 2014, Biometric analysis of *Lepidocyclus* (*Nephrolepidina*) from Baba Formation (Late Oligocene) in Bai-Hassan Well-25, Kirkuk area, Northeast Iraq, *Science Research*, 2, 111-118, DOI: 10.11648/j.sr.20140205.16
35. Ghafor, I.M., 2015, Evolutionary aspects of *Lepidocyclus* (*Nephrolepidina*) from Baba Formation (Late Oligocene) in Bai-Hassan well-25, Kirkuk area, Northeast Iraq, *Arabian Journal of Geosciences* 8, 9423–9431. DOI: 10.1007/s12517-015-1865-9
36. Ghafor, I.M., (2022a, Biostratigraphy and microfacies of Azkand Formation in Qarah Chaughdagh Section, Kirkuk Area (Northeastern Iraq). In: Çiner A. et al. (eds) *Recent Research on Geomorphology, Sedimentology, Marine Geosciences, and Geochemistry*. Book chapter, Springer, 2022, doi.org/10.1007/978-3-030-72547-1\_45
37. Ghafor, I. M., (2022b, Systematic, micro biostratigraphy and paleoecology of the Bajwan Formation (Late Oligocene) in the Kirkuk Well-160, northeastern Iraq. *Carbonates and evaporates*. 37, 1–18. https://doi.org/10.1007/s13146-022-00793-2
38. Ghafor, I., F.Lawa, and Karim, 2003, «New Discovery of Carnivores Mammalian Skeleton Fossils of Late Miocene-Early Pliocene Age from Chamchamal Area / Kurdistan Region/NE-Iraq». *Journal of Zankoy Sulaimani-Part A*, 6, 61–73.
39. Ghafor, I.M. and Muhammed, Q.A., 2005, Evolutionary Aspects of *Lepidocyclus* (*Nephrolepidina*) from Baba and Azkand Formations (Oligocene Miocene) in Kirkuk area, Iraq, *Iraqi Journal of Earth Science*, 5, 19–31.
40. Ghafor, I.M. & Muhammed, Q.A., 2007, Evolutionary Aspects of the Miogypsinidae from Azkand Formation (Oligocene-Miocene) in Kirkuk Area, Iraq, *Iraqi National Journal of Earth Sciences*, 7, 21–36.
41. Ghafor, I.M. & Muhammed, Q.A., 2011, *Lepidocyclus* (*Nephrolepidina*) *kirkukensis* n. sp., a new Larger Foraminifera from the Late Oligocene of Kirkuk Area, Northern Iraq, *Iraqi National Journal of Earth Sciences*, 11, 37–50.



42. Ghafor, I.M. Ahmad, P.M., 2019, Biostratigraphy and paleoecology of Anah Formation in the Pungal-la village, Sangaw area, Sulaimaniya, Northeastern Iraq. *Iraqi Bulletin of Geology and Mining* 15,1–15.
43. Ghafor, I.M., Ahmad, P.M., 2021, Stratigraphy of the Oligocene early Miocene successions, Sangaw area, Kurdistan Region, NE-Iraq. *Arabian Journal of Geoscience*, 14,1–17. DOI: org/10.1007/s12517-021-06697-0
44. Ghafor, I.M., Karim, K.H. & Sissakian, V., 2014, Biostratigraphy of Oligocene succession in the High Folded Zone, Sulaimani, Kurdistan region, Northeastern Iraq, *Arabian Journal of Geoscience*, 7, 3599–3610. DOI: 10.1007/s12517-013-1067-2
45. Ghafor, I.M. & Najaflo, S., 2022, Biostratigraphy, microfacies, paleoenvironment, and paleoecological study of the Oligocene (Late Rupelian-Early Chattian) Baba Formation, Kirkuk area, Northeastern Iraq. *Carbonates and Evaporates* 37:7. DOI: org/10.1007/s13146-021-00753-2
46. Ghafor, I.M., Ahmad P.M., & Khafaf A.O., 2023. Biostratigraphy and paleoecology of the Anah Formation in Kurdistan Region, Iraq. *Proceedings of the GEOKURDISTAN V – The 5th International Geological Conference of Kurdistan September 20–22 / 2022 Sulaimaniah, Kurdistan Region, Iraq* *Iraqi Bulletin of Geology and Mining*. 19 (1).
47. Goff, J.C., Jones, R.W. & Horbury, A.D., 1994, Cenozoic basin evolution of the Northern part of the Arabian plate and its control on hydrocarbon habitat. In: M.I. Al-Husseini (Ed.), *Middle East Petroleum Geosciences*, GEO, 94, 402–412.
48. Gulf Petrolink., 1998, Exploration and production features the United Arab Emirates and Iran. *Geo Arabia*, 3, 427–455.
49. Hadavandkhani, N., 2010, Biostratigraphy and Micropaleontological studies on the cutting and core sample of the sirri Farhad well, Department of Geological & Geochemical Studies and Research, Paleontological report: 773.
50. Hallock, P., 1999. Symbiont bearing foraminifera, in Sen Gupta B.K. *Modern Foraminifera* 123–139.
51. Halfar, J., Godinez-Orta, L., Mutti, M., Valdez- Holguin, J., Borges, J., 2004, Nutrient and temperature controls on modern carbonate production: an example from the Gulf of California, Mexico: *Geology*, 32, 213–216.
52. Heydari, A., Feldmann, R.M., Moussavi-Harami R., 2012, Miocene decapod crustacean from the Guri Member of the Mishan Formation, Bandar-Abbas, Southern Iran. *Bulletin of the Mizunami Fossil Museum*, 38: 1–7.
53. Henson, F.R.S., 1950, Middle Eastern Tertiary Peneroplidae (Foraminifera), With Remarks on The Phylogeny and Taxonomy of the Family, pl. 1–10; Text-Figs. i–iii.
54. Hohenegger, J., 2004, Depth coenoclines and environmental considerations of Western Pacific larger foraminifera. *Journal of Foraminifera Research* 34:9–33. doi: 10.2113/0340009
55. Homaiun-Zadeh, S., 2002, Lithostratigraphy and biostratigraphy of Mishan Formation in the central part of Dezful Embayment. 94 p., M.Sc. Thesis, Tarbiat-Moalem University, Tehran, Iran.
56. Hosseini, S.A., Haeri, H. and Kalantari, M., 2010, Biostratigraphy and Micropaleontological investigations on the surface samples of Kuh-e Gashu, Kuh-e Khamir, Kuh-e Khush and Kuh-e Genau, Bandar-e Abbas Hinterland, Department of Geological & Geochemical Studies and Research, Paleontological report: 751.
57. Hohenegger, J., 1996, Remarks on the distribution of larger foraminifera (Protozoa) from Palau (western Carolines). in Aoyama, The progress report of the 1995 survey of the research project, Man, and the environment in Micronesia. Kagoshima University Research Center for the Pacific Islands. *Occasional Papers*, 32, 19–45.
58. Hottinger, L., 1980, Repartition compare des grands foraminiferes de la mer Rouge et de l. ceanindien. *Ann. Univ*, vol. 6, pp. 35–51.
59. Hottinger, L., 1983, Processes determining the distribution of larger foraminifera in space and time. *trecht Micropaleontology*, 30, 239–253.
60. Hottinger, L., 1997, Shallow benthic foraminiferal assemblages as signals for depth of their deposition and their limitations: *Bulletin de la Societ e G eologique de France*, 168, 491–505.
61. Huang, T., 1964, *Rotalia* group from the upper Cenozoic of Taiwan icropaleont., 10, 49–62. Iranian Oil Operating Cos. Company Geol.
62. Haynes, S.J., and McQuillan, H., 1974, Evolution of the Zagros Suture Zone, Southern Iran. *Geological Society of America Bulletin*, 85, 739–744.
63. James, N.P., Collins, L.B., Bone, Y., Hallock, P., 1999, Subtropical carbonates in a temperate realm, modern sediment on the southwest Australian shelf. *J Sediment Res* 69:1297–1321.
64. James, G.A. and Wynd, J.G., 1965, stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 49, 2182–2245.
65. Joudaki, M., & Baghbani, D., 2018, «Biostratigraphy of Oligocene and Lower Miocene deposits, Anneh Anticline, Folded Zagros, SW of Iran», *Carbonates and Evaporites*, 33, 509–515.
66. Kalantari, A., 1986, Microfacies of carbonate rocks of Iran, National Iranian Oil Company, Geological Laboratory Publication, Tehran, 11, 520.



67. Kroh, A., Gholamalian, H., Mandic, O., Ćoric, S., Harzhauser, M., Reuter, M., Piller, W., 2004, Echinoids and pectinid bivalves from the Early Miocene Mishan Formation of Iran. *Acta Geologica Polonica*, 61, 419–439.
68. Kumar, A., Saraswati, P.K., 1997, Response of larger foraminifera to mixed carbonate-siliciclastic environments: an example from the Oligocene-Miocene sequence of Kutch, India. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol*, 136, 53–65.
69. Laursen, G.V., Monibi, S., Allan, T.L., Pickard, N.A.H., Hosseiney, A., Vincent, B., Hyamon, Y., Van Buchem, F.S.H., Moallemi, A. and Driullion, G., 2009, The Asmari Formation revisited: Changed stratigraphic allocation and new biozonation. First international petroleum conference & exhibition, Shiraz, Iran.
70. Leckie, R.M., Olsen, H.C., 2003, Foraminifera as proxies of sea-level change on siliciclastic margins. In: Olsen HC, Leckie RM (Eds) *Micropaleontologic proxies for sea-level change and stratigraphic discontinuities*. SEPM Special Publication, 75, 5–9
71. Leutenegger, S., 1984, Symbiosis in benthic foraminifera, specificity, and host adaptations. *Journal of Foraminifera Research*, 14, 16–35.
72. Mazzucchi, A., Tomassetti, L., 2011, Coral bioconstruction in a Burdigalian mixed siliciclastic-carbonate coastal system (Cala paraguano, Corsica): *Mediterranean Earth sciences*, 3, 15–23.
73. Movahed B., Petrology, 1995, microfacies, and sedimentary environment of Guri Member from Mishan Formation in North of Bandar-Abba's region. M.Sc. thesis (in Iranian).
74. Moghaddam, I.M., Roozpeykar, A., & Shirmohamadi G., 2019, «Biostratigraphy of early Oligocene-Early Miocene benthic foraminifera in Lorestan Zone, south-west Iran», *Indian Journal of Geo-Marine Sciences* 48(6): 925–935.
75. Muhammed, Q.A. and Ghafor, I.M., 2008. Biometric Analysis of Miogypsinidae and their Taxonomic Significance from Azkand Formation (Oligocene-Miocene) in Kirkuk area, Iraq, *Tikrit Journal of Pure Science*, Vol. 13, No.1, p. 198–213.
76. Mossadegh, Z.K., Haig, D.W., Allan, T., Adabi, M.H., Sadeghi, A. (2009) Salinity changes during late Oligocene to early Miocene Asmari formation deposition, Zagros mountains, Iran. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 272,17–36. doi: 10.1016/j.palaeo.2008.10.021
77. Motiei, H., 1993 treatise on Geology of Iran, the stratigraphy of Zagros. Geological Survey of Iran; 536.
78. Pecheux, M.J.F., 1995, Ecomorphology of a recent large foraminifer, *Operculina ammonoides*. *Geobios* 28:529–566. doi:10.1016/S0016-6995(95)80209-6
79. Pedley, M., 1998, A review of sediment distributions and processes in Oligo-Miocene ramps of southern Italy and Malta (Mediterranean divide): Geological Society, London, Special Publications, 149(1), 163–179.
80. Pilarczyk, J.E., Reinhardt, E.G., Boyce, J.I., Schwarcz, H.P. and Donato, S.V., 2011, Assessing surficial foraminiferal distributions as an overwash indicator in Sur Lagoon, Sultanate of Oman, *Marine Micropaleontology journal*, 80, 62–73.
81. Pomar, L., 2001, Ecological control of sedimentary accommodation: evolution from a carbonate ramp to rimmed shelf, Upper Miocene, Balearic Islands: *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 175, 249–272.
82. Pomar, L., Hallock, P., 2008, Carbonate factories: A conundrum in sedimentary geology: *Earth-Science Reviews* 87, 134–169.
83. Pomar, L., Bassant, P., Brandano, M., Ruchonnet, C., Janson, X., 2012, Impact of carbonate producing biota on platform architecture: Insights from Miocene examples of the Mediterranean region: *Earth-Science Reviews*, 113, 186–211.
84. Rahmani, Z., Vaziri-Moghaddam, H. and Taheri, A., 2010, Faciesdistribution and paleoecology of the Guri member of the Mishan Formation, in Lar area, Fars province, SW Iran. *Iranian Journal of Science and Technology*, 34, 257–266.
85. Rasser, M.W., Scheibner, C., Mutti, M., 2005, A paleoenvironmental standard section for Early Eocene tropical carbonate factories (Corbieres, France; Pyrenees, Spain). *Facies*, 51,217–232.
86. Rashidi, R.F., Vaziri, S.H., Khaksar, K.K. and Gholamalian, H., 2014, Lithostratigraphy of the Mishan Formation in North, and West of Hormozgan province (South of Iran).
87. Rashidi, R.F., Vaziri, S.H., Keyvan Khaksar, K.K., Hossein Gholamalian, H., 2015, Paleocology of Early to Middle Miocene Deposits (Guri Member) and Sedimentary Environment, SE Zagros Zone, Roydar, Iran, Fanati Rashidi et al. / *Iranian Journal of Earth Sciences*, 7, 68–77.
88. Reiss, Z. and Hottinger, L., 1984. *The Gulf of Aqaba, Ecological micropaleontology*. Berlin: Springer, 354.
89. Sadeghi, A., Vaziri-Moghaddam, H., and Taheri, A., 2009, «Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene succession in Fars and Khuzestan areas (Zagros Basin, SW Iran)», *Historical Biology*, 21,17–31.



90. Sajadi, S.H., Baghbani, D. & Daneshian, J., 2014, Facies Distribution, Paleoecology and Sedimentary Environment of the Oligocene-Miocene (Asmari Formation) deposits, in Qeshm Island, SE Persian Gulf. *Advances in Environmental Biology*, 8, 2407–2418.
91. Samankassou, E., 2002, Cool-water carbonates in paleo equatorial shallow-water environment: the paradox of the Auring cyclic sediments (Upper Pennsylvanian, Carnic Alps, Austria-Italy) and its implications. *Geology*, 30, 655–658. doi: 10.1130/0091-7613(2002)030<0655:CWCIAP>2.0.CO;2
92. Schlager, W. (2005), Carbonate sedimentology and sequence stratigraphy, vol. 8, SEPM, USA, p. 200.
93. Serra-Kiel, J., Hottinger, L., Caus, E., Drobne, K., Ferrandez, C., Jauhri, A.K., Less, G., Pavlovec, R., Pignatti, J., Samso, J.M. and Schaub, H., 1998, «Larger foraminiferal biostratigraphy of the Tethyan Paleocene and Eocene», *Bulletin de la Société géologique de France*, 169, 281–299.
94. Serra-Kiel, J., Gallardo-Garcia, A., Razin, P., Robinet, J., Roger, J., Grelaud, C., Robin, C., 2016, «Middle Eocene-Early Miocene larger foraminifera from Dhofar (Oman) and Socotra Island (Yemen)», *Arabian Journal of Geosciences* 9(5).
95. Sirel, E., Özgen-Erdem, N., & Kangal, Ö. (2013), «Systematics and biostratigraphy of Oligocene (Rupelian-early Chattian) foraminifera from lagoonal-very shallow water limestone in the eastern Sivas basin (central Turkey)», *Geologia Croatica* 66, 83–110.
96. Stocklin, J., 1968, Structural history and tectonics of Iran: a review. *Bull Am Assoc Pet Geol* 52:1229–1258.
97. Stöcklin, J. & Setudehnia, A., 1991, Stratigraphic lexicon of Iran. Geological Survey of Iran Report, 18, 1–376.
98. Taheri, M.R., Mogaddam, H.V., Taheri, A., Ali Ghabeishavi, A., 2017, Biostratigraphy and paleoecology of the Oligo-Miocene Asmari Formation in the Izeh zone (Zagros Basin, SW Iran), *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*.
99. Tomassetti, L., Brandano, M., 2013, Sea level changes recorded in mixed siliciclastic-carbonate shallow-water deposits: The Cala di Labra Formation (Burdigalian, Corsica): *Sedimentary Geology*, 294, 58–67.
100. Vega, F.J., Gholamalian, H. & Bahrami, A., 2010, First record of Miocene crustaceans from Hormozgan Province, Southern Iran. *Paläontologisch Zeichrift*, 84: 485–493.
101. Vega, F.J., Gholamalian, H., Hassani, M.J., Sajadi, S.H. & Schaaf, P., 2012, Miocene Crustacea from northern Bandar Abbas, South Iran. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie Abhandlungen*, 265, 221–234.
102. Wilson, J.L., 1975, Carbonate facies in geologic history. Berlin: Springer, 471.
103. Yazdi, M., Bahrami, A., Abbasi, P., Sadeghi, R. & Vega, F.J., 2013, Miocene brachyuran Crustacea from Konar-Takhteh and Ahram sections, southwestern Iran. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 65, 225–233.



УДК 553.983

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ  
НЕТРАДИЦИОННОГО ТИПА НА ПРИМЕРЕ  
БИТУМИНОЗНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ  
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

**STRUCTURAL FEATURES OF NON-TRADITIONAL TYPE RESERVOIR  
ROCKS ON THE EXAMPLE OF BITUMINOUS DEPOSITS  
OF THE BAZHENOV OIL AND GAS SOURCE FORMATION**

**Жарикова Наиля Халимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Кусова Лизавета Геннадиевна**

студентка направления подготовки  
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
kusovalisa@gmail.com

**Аннотация.** В статье проведено выявление особенностей строения, состава, битуминозности и особенностей пустотного пространства пород-коллекторов нетрадиционного типа на примере битуминозных отложений нефтегазоматеринской баженовской свиты. Выполнен анализ предыдущих исследований с целью определения положения в разрезе и на территории Западной Сибири нефтегазоматеринских отложений; установлена степень изученности и геологического строения отложений баженовской свиты; выявлены макроскопические особенности (текстура, включения, состав и др.) пород на основе описания керны по разрезам скважины № 4 рассматриваемой площади; проведена типизация пород баженовской свиты по комплексу данных; проведён анализ пустотного пространства и выяснение условий образования нетрадиционных коллекторов в нефтегазоматеринских толщах.

**Ключевые слова:** территориальное и стратиграфическое положение отложений баженовской свиты; нефтегазоносность отложений баженовской свиты; выделение литотипов в разрезе скважины; характеристика литотипов по результатам описания керны; геофизическая характеристика литотипов; петрографические особенности литотипов; вещественный состав литотипов по результатам рентгенофазового анализа; пустотно-поровое пространство и распределение битумоидов в литотипах.

**Zharikova Nailia Khalimovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Kusova Lizaveta Genadievna**

Student training direction 21.05.06  
«Oil and gas equipment and technologies»,  
Saint Petersburg mining university  
kusovalisa@gmail.com

**Annotation.** The article reveals the features of the structure, composition, bituminousness and features of the void space of reservoir rocks of an unconventional type using the example of bituminous deposits of the Bazhenov oil and gas source formation. An analysis of previous studies was carried out in order to determine the position in the section and on the territory of Western Siberia of oil and gas source deposits; the degree of knowledge and geological structure of the deposits of the Bazhenov formation was established; macroscopic features (texture, inclusions, composition, etc.) of rocks were identified based on the description of the core from the sections of well No 4 of the area under consideration; typification of the rocks of the Bazhenov formation was carried out according to the data set; an analysis of the void space and clarification of the conditions for the formation of unconventional reservoirs in oil and gas source strata was carried out.

**Keywords:** territorial and stratigraphic position of the deposits of the Bazhenov formation; oil and gas potential of the deposits of the Bazhenov formation; identification of lithotypes in the well section; characterization of lithotypes based on the results of core description; geophysical characteristics of lithotypes; petrographic features of lithotypes; material composition of lithotypes according to the results of X-ray phase analysis; void-pore space and distribution of bitumoids in lithotypes.



## **Т**ерриториальное и стратиграфическое положение отложений баженовской свиты

Баженовская свита выделена Ф.Г. Гурари (1959) в составе марьяновской свиты и отражена в ранге пачки в региональной стратиграфической схеме 1960 года. Своё название свита получила по селу Баженово Саргатской площади, расположенной к северо-западу от Омска на левом берегу Иртыша. Свита распространена в центральной части Западно-Сибирского мегабассейна и сплошным чехлом развита на площади около 1 290 тыс. км<sup>2</sup>. Развитие отложений баженовской свиты связано с Тамбейско-Омской зоной, распространённой с севера на юг от пос. Тамбей до Омска; с запада на восток – от устья Иртыша до посёлка Ларьяк.

Битуминозная толща (формация), составной частью которой является баженовская свита, имеет скользкий возраст и представлена тремя свитами: подавляющая её часть относится к баженовской свите (волга / титон – низы берриаса) Тамбейско-Омской зоны; с запада отложения баженовской свиты сменяются нефтематеринскими отложениями мулымьинской (волжский ярус / титон – готерив) свиты, распространённой в Игримо-Леушинской зоне, и тутлеймской (титон – низы валанжина) свиты, приуроченной к Березово-Тобольской зоне. К бортам мегавадины нефтематеринские высокобитуминовые отложения замещаются сероцветными возрастными аналогами.

Тамбейско-Омская зона по типам разрезов подразделяется на ряд районов, основное место среди которых занимает Салымский район с сопредельными участками Среднего Приобья. Обычные разрезы изучаемой толщи представлены битуминозными кремнисто-глинистыми отложениями, в так называемых аномальных разрезах присутствуют также песчаники и обычные сероцветные глины.

Абсолютно преобладающее значение в битуминозной формации имеет баженовская свита, в центральных районах в её составе выделено 4 пачки, отвечающих нижнему, среднему, верхнему подъярусам волжского яруса и нижней части берриаса. Две последние пачки обычно объединяют в одну. Мощность нижней пачки соответствует 10–15 м, средняя пачка имеет мощность до 12–15 м, верхняя – около 5–10 м. На основной площади своего распространения битуминозные отложения баженовской свиты подстилаются пелитовыми и слабоалевритистыми глинистыми породами абалакской свиты (верхи бата – низы титона) и георгиевской (верхи оксфорда – низы титона) свиты со средней мощностью 30–40 м (до 80 м) и 10–15 м (до 30 м), а перекрываются глинистыми неокомскими отложениями (мощностью до десятков метров) различных свит (рис. 1).

Кровлей битуминозной толщи являются глины подачимовской пачки (берриас), имеющие мощность до десятков метров, в Красноленинском – глины мощной (сотни метров) фроловской свиты (берриас-апт).

На отдельных площадях отмечаются локальные участки, где подстилающие глины (чаще георгиевской свиты) выпадают из разреза, а битуминозные отложения с несогласием размещаются на нижележащих породах (васюганской и других свит, вплоть до пород фундамента). Отмечаются также случаи местного размыва верхней части битуминозной толщи.

Баженовская свита относится к верхней части юры и нижней меловой системе. Рассматриваемая площадь расположена в пределах Пудинско-Тымской зоны нефтегазоаккумуляции. Корреляция стратиграфических подразделений верхней юры – нижнего мела приведена на рисунке 2.

Особенностью баженовской свиты является её литологический состав. Преобладают тонкоплитчатые высокобитуминовые силициты, кремнистые и известковистые аргиллиты, радиоляриты и кремнисто-известковистые породы. Содержание биогенного кремнезёма в них достигает до 80 %.

Отложения баженовской свиты в пределах этой зоны имеют преимущественно волжский возраст (захватывая верхи позднего кимериджа и низы раннего берриаса) и согласно подстилаются морскими глинистыми отложениями георгиевской свиты и со скользкими временными границами перекрываются морскими глинами куломзинской свиты.

В восточном направлении баженовская свита выклинивается, замещаясь одновозрастными аналогами марьяновской свиты.

## **Нефтегазоносность отложений баженовской свиты**

Впервые на возможную нефтеносность баженовской свиты указал Ф.Г. Гурари, он же и предложил способ её вскрытия открытым забоем. Первоначально предполагалось, что баженовская свита имеет однородный литологический состав и строение разреза, но по мере накопления фактического материала стали выявляться литологические различия в строении этих образований.

Промышленные притоки нефти из баженовской свиты впервые получены в 1967 году при испытании скважины № 15-р Салымского месторождения – приток нефти (дебитом 5 м<sup>3</sup>/сут.) и газа (дебитом 1000–1200 м<sup>3</sup>/сут.). В 1968 году в разведочной скважине № 12-р был получен приток нефти (дебитом более 600 тонн/сут.).

В первый период высказывалось мнение, что притоки нефти получены не из баженовских аргиллитов, а из вышележащих песчаников и алевролитов мегийонской свиты. Однако после проведения серии исследований была доказана приуроченность залежей к баженовским аргиллитам.

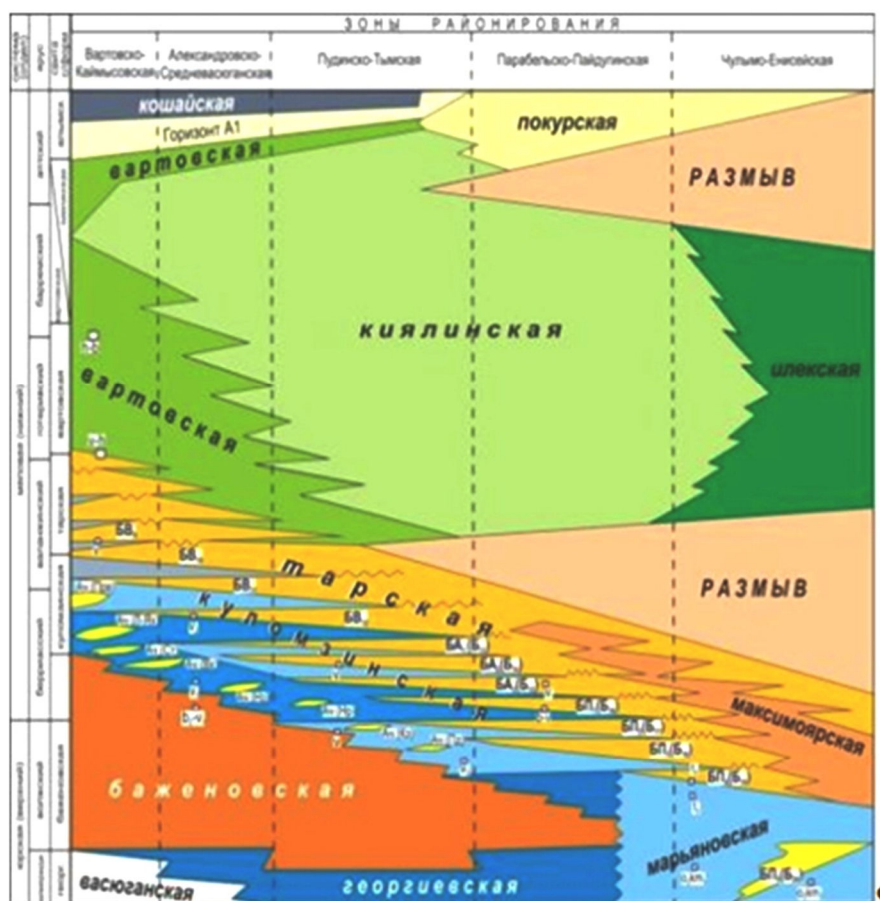
Как оказалось, залежи нефти не контролируются рельефом продуктивного горизонта. Так, в изученной бурением части Большесалымского месторождения выделяются 20 локальных структур.



Общая шкала					Регмоярус	Подъярус	Бореальный аммонитовый стандарт	Региональные стратиграфические подразделения				
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Зона				Местная зона, подзона, слои				
Нижний мел												
Ю р с к а я					Верхний			Гори-зонт				
								по аммонитам				
Верхний					Титон			Баженовский				
								по аммонитам				
Верхний					Кимеридж			Георгиевский				
								по аммонитам				
Верхний					Оксфорд			Васюганский				
								по аммонитам				
Средний					Келловей			Верхний				
								по аммонитам				
Средний					Бат			Нижний				
								по аммонитам				
					Верхний			S. maurynijensis				
								Lag. gustomesovi, Arctol. porrectiformis				
								Simobelus compactus				
								Buchia unscensis				
								B25				
					Верхний			Craspedites taimyrensis				
								C. subditus				
								Craspedites okensis				
								K. fulgens				
								Epilaugeites vogulicus				
								Laugeites groenlandicus				
								Laugeites groenlandicus				
								Crendonites spp.				
								Crendonites spp.				
								Dorsoplanites maximus				
								Dorsoplanites ilovaikii				
								Pavlovia iatriensis				
								Pectinatites pectinatus				
								Subdichotomoceras subcrassum				
								Eosphinctoceras magnum				
								V. dividuum				
								A. autissiodorensis				
								Aulacostephanus eudoxus				
								Aulacostephanus sosvaensis				
								Simobelus mamillaris				
								Boreioteuthis explanata				
								Buchia mosquensis, Buchia russiensis				
								B24				
								Pavlovia iatriensis				
								Pectinatites pectinatus				
								Subdichotomoceras subcrassum				
								Eosphinctoceras magnum				
								B23				
								A. autissiodorensis				
								Aulacostephanus eudoxus				
								Aulacostephanus mutabilis				
								Simobelus lopsiensis				
								Buchia ex gr. tenuistriata				
								B21				
					Верхний			Rasenella borealis				
								Amoeboceras kitchini				
								Rasenella borealis				
								Pictonia involuta				
								Lagonibelus ingens				
								Buchia concentrica				
								B20				
					Верхний			Amoeboceras ravni				
								A. rosenkrantzi				
								A. regulare				
								R.pseudo-cordata				
								A.ex gr. regulare				
								Cylindroteuthis cuspidata				
								Amoeboceras spp.				
								Cardioceras tenuiserratum				
								Cardioceras tenuiserratum				
								Cardioceras densiplicatum				
								Cardioceras s. str.				
								Pachyteuthis pandariana				
								Buchia concentrica, Praebuchia kirghisensis				
								B19				
								Cardioceras cordatum				
								Cardioceras percaelatum				
								Cardioceras gloriosum				
								C. obliteratum, C. scarburgense				
								Eboraceras subordinarium				
								Longaeviceras keyserlingi				
								Q. lamberti				
								E. subordinarium				
								Longaeviceras keyserlingi				
								Rondiceras (?) stenolobum				
								Rondiceras milaschevici, Kosmoceras ex gr. jason				
								Holcobeloides beaumontianus				
								B18				
								Cadoceras wosnessenskii, C. postelatmae				
								Cadoceras durum				
								Cadoceras sublaeve				
								Cadoceras tolype				
								Cadoceras tschernyschewi				
								Cadoceras elatmae				
								Sigaloceras spp.				
								Communicobelus subextensoides				
								Cadoceratinae				
								?				
								Praebuchia anabarensis				
								B17				
								Cadoceras calyx				
								Cadoceras variabile				
								B15				
								Grammatodon schourovskii				
								Thracia scythica				
								B16				

Рисунок 1 – Фрагмент региональной стратиграфической схемы келловей и верхней юры Западной Сибири





**Условные обозначения**

- БВ<sub>1</sub> - Тагринский цикллит
- БВ<sub>2</sub> - Сороминский цикллит
- БВ<sub>3</sub> - Первомайский цикллит
- БВ<sub>4</sub> - Лонтынь-Яхский цикллит
- БА<sub>1</sub> (Б<sub>1</sub>) - Столбовой цикллит
- БА<sub>2</sub> (Б<sub>2</sub>) - Вахский цикллит

- БА<sub>3</sub> (Б<sub>3</sub>) - Назинский цикллит
- БП<sub>1</sub> (Б<sub>1</sub>) - Норольский цикллит
- БП<sub>2</sub> (Б<sub>2</sub>) - Казанский цикллит
- БП<sub>3</sub> (Б<sub>3</sub>) - Пудинский цикллит
- БП<sub>4</sub> (Б<sub>4</sub>) - Парабельский цикллит
- БП<sub>5</sub> (Б<sub>5</sub>) - Пайдугинский цикллит

**Ачимовский пласт:**

- Ач (Прв) - Первомайского цикллита
- Ач (Л-Ях) - Лонтынь-Яхского цикллита
- Ач (Ст) - Столбового цикллита
- Ач (Вх) - Вахского цикллита
- Ач (На) - Назинского цикллита
- Ач (Нр) - Норольского цикллита
- Ач (Кз) - Казанского цикллита
- Ач (Пд) - Пудинского цикллита

**Рисунок 2** – Корреляция стратиграфических подразделений верхней юры – нижнего мела

На территории, в пределах которой скважинами установлена промышленная нефтеносность баженовской свиты, на структуры приходится только 18,7 % продуктивных скважин. Кроме этого, залежи нефти в баженовской свите характеризуются практически полным отсутствием воды, т.е. не имеют ни краевых, ни подошвенных, ни поровых вод.

С открытием промышленной нефтеносности в Салымском районе началось комплексное изучение баженовской свиты: условий продуктивности, вопросов генезиса и литологического состава. Главной задачей, которую необходимо было решить, являлось создание методики выделения коллекторов и связанных с ними залежей углеводородов. Этим вопросам посвящены исследования в целом ряде научно-исследовательских институтов.

Первые оценки запасов нефти в баженовской свите появились в 70-х гг. прошлого столетия, после которых о баженовской свите как о дополнительном источнике сырья заговорили не только специалисты, но и политики, и журналисты. Причина такого интереса – огромные величины ресурсов лёгкой нефти, аккумулированной в отложениях баженовской свиты. Ресурсы многократно выше, чем в традиционных терригенных отложениях Западной Сибири. Их оценки у разных авторов отличались на порядок, что обусловлено неоднозначностью определения площадей залежей, неопределённостью идентификации коллекторов в разрезе скважин.

Первый опыт разработки залежи нефти в баженовской свите приобретён на Салымском месторождении, которое введено в разработку в 1974 году.

Продуктивность отложений баженовской свиты связана с коллекторами трёх основных типов:

- 1) тонколистоватыми кремнисто-глинистыми разностями;
- 2) кавернозно-трещиноватыми карбонатными породами;
- 3) песчаными линзами в составе глинистой толщи (аномальные разрезы).



Для первого типа распространение нефтяных залежей и нефтепроявлений контролируется зоной высокого (5–25 %) содержания органического сапропелевого вещества в породе и областью повышенных тепловых потоков (более 60 Вт/м<sup>2</sup>).

Для второго типа коллекторов – кроме перечисленных, фактором является процентное содержание карбонатных разностей.

Мировым энергетическим агентством потенциальные геологические ресурсы нефти в баженовской свите оценены в объеме 140 млрд тонн (извлекаемые – 20 млрд тонн) – в целом по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В государственном балансе запасов по состоянию на 01.01.2013 г. учтены запасы по 92 месторождениям Западной Сибири. Отношение геологических запасов к извлекаемым запасы по категории ABC<sub>1</sub> составляют 1227,0/289,8 млн тонн, по категории C<sub>2</sub> – 1025,0/227,3 млн тонн.

### Характеристика объекта исследования

Отложения баженовской свиты, ставшие объектом изучения, вскрыты бурением скважиной № 4 на площади, расположенной на западе Томской области в пределах Пудинского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На исследования отобран керн из двух скважин, в которых при испытании обнаружены прямые признаки нефтегазопроявлений: в 2011 году по скважине № 3 получен приток нефти 5,7 м<sup>3</sup>/сут.

Максимальные температуры в породах баженовской свиты на этой территории составляют 440–445 °С, что соответствует уровню мезокатагенеза МК<sub>2</sub>, (главная фаза нефтеобразования), и близка к степени прогрева нефтегазоматеринских отложений на Салыме и Баккене (табл. 1).

**Таблица 1** – Уровень катагенеза и максимальные температуры

Уровень катагенеза	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>	МК <sub>2</sub>	
Rvto, %	0,65–0,85	0,85–1,15	
T <sub>max</sub> , °C	435–440	440–445	> 445
Площадь	Торцовая Снежная Киев-Ёганская	Западно-Квензерская	Салым, Bakken (435–455 °C)

Породы баженовской свиты в районе рассматриваемой площади обладают отличным генерационным потенциалом. Содержание C<sub>орг</sub> в них достигает 15 %, среднее содержание – составляет 5-11 %.

### Характеристика разреза баженовской свиты и макроскопическая характеристика литотипов по результатам описания керна

Керн изучался в интервале глубин 2822,3–2795,0 м. На литолого-петрографический и рентгенофазовый анализы отобрано 18 образцов (табл. 2).

**Таблица 2** – Интервалы отбора, выход и наличие керна, номера проанализированных образцов керна скважины № 4 и места их отбора

Номер керна	Интервал отбора, м	Выход / наличие керна, м	Номер образца	Место отбора образцов, н.к.	Уточнённое место отбора образцов, м
1	2801,0–2795,0	1,5 / 1,5	18	0,50	2797,00
			17	1,35	2800,40
2	2806,5–2801,0	5,1 / 5,1	16	0,96	2801,96
			15	2,02	2803,02
			14	2,62	2803,62
			13	3,87	2804,87
3	2812,7–2806,5	6,2 / 6,2	12	0,26	2806,76
			11	2,43	2808,93
			10	4,30	2810,80
4	2813,9–2812,7	1,2 / 1,18	9	5,29	2811,79
			8	0,56	2813,26
5	2816,0–2813,9	2,02 / 1,98	7	1,07	2813,77
			6	0,08	2813,98
			5	0,63	2814,53
			4	1,25	2815,15
6	2822,3–2816,0	6,3 / 0,86	3	1,72	2815,62
			2	1,90	2815,80
			1	0,48	2816,48



Интервал 2822,3–2815,8 м

В нижней части (интервал 2822,3–2816,0 м) породы представлены аргиллитами тёмно-серыми скрытослоистыми и однородными, содержащими включения мелких (1–2 мм) округлых послойно уплотнённых конкреций пирита, трубчатых пиритизированных раковин диаметром менее 1 мм, остатков ростров белемнитов (диаметром менее 0,5 см), сложенных кальцитом.

В верхней части (интервал 2816,0–2815,80 м) в аргиллитах встречаются крупные (толщиной 0,80 см) округлые послойно уплотнённые и выклинивающиеся конкреционные скопления тонкозернистого пирита, иногда – редкие послойно-уплотнённые линзовидные скопления известковистого материала грязно-белой окраски (рис. 3).



**Рисунок 3** – Послойные линзовидные скопления известковистого материала в породах из интервала 2816,0–2815,80 м скважины № 4

Граница с перекрывающим слоем волнистая и на контакте слоев (толщиной 5 см) отмечается послойное обогащение глинистых пород тонко распылённым пиритом.

Интервал 2815,8–2813,9 м

В интервале распространены аргиллиты коричневато-чёрные битуминозные, тонко отмученные, преимущественно однородные, в начале слоя (толщиной 0,15 м) скрытослоистые за счёт обогащения одинаково ориентированными прерывистыми тонкими (менее 1 мм) прослойками кремнистого состава (возможно, радиолариевые скопления).

Породы очень плотные, окремнённые, участками в них наблюдаются редкие фосфатизированные остатки онихитов белемнитов (рис. 4), по всему слою присутствуют ростры белемнитов, сложенные кальцитом и иногда пиритом.



Ростры белемнитов

Неотчётливая волнистая слоистость

**Рисунок 4** – Особенности пород из интервала 2815,8–2813,9 м скважины № 4

В середине слоя распространены преимущественно однородные аргиллиты, в кровле – в аргиллитах отмечается отчётливая слоистость, обусловленная наличием в аргиллитах грязно-белых и буровато-серых кремнистых прослоев и прослоев с тонко распылённым пиритом.

Все породы обладают жирной поверхностью и сильным запахом нефти.

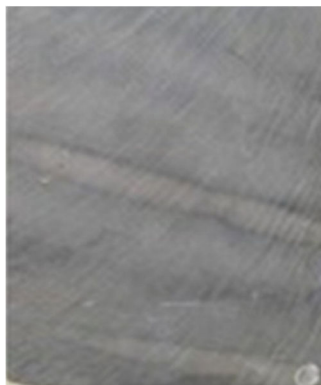
Интервал 2813,9–2812,7 м

В интервале распространены аргиллиты буровато-чёрного цвета с неравномерной горизонтальной, линзовидной и косой слоистостью (рис. 5) за счёт изменения окраски от более светлой до более тёмной.

В основании (0,31 м) породы имеют преимущественно глинистый состав, кверху обогащаются кремнистым материалом и более крепкие. Встречаются очень мелкие онихиты белемнитов, иногда (0,7–0,8 и 0,9 к.к.) породы пиритизированы. Пирит присутствует в виде конкреционных стяжений. Участками (0,18–0,12 м от н.к.) в породах отмечается косая слоистость за счёт прослоев, обогащённых кремнистым и, воз-



можно, фосфатным материалом. Толщина слоёв около 1 см. В кровле (0,12–0 м от н.к.) породы разбиты субвертикальными и наклонными трещинами на крупные куски, на плоскостях наслоения в них присутствует белый кальцит. По всему слою отмечается характерный запах, присущий нефти.



**Рисунок 5** – Косоволнистая слоистость в аргиллитах из интервала 2813,9–2812,7 м скважины № 4

Интервал 2812,7–2812,09 м

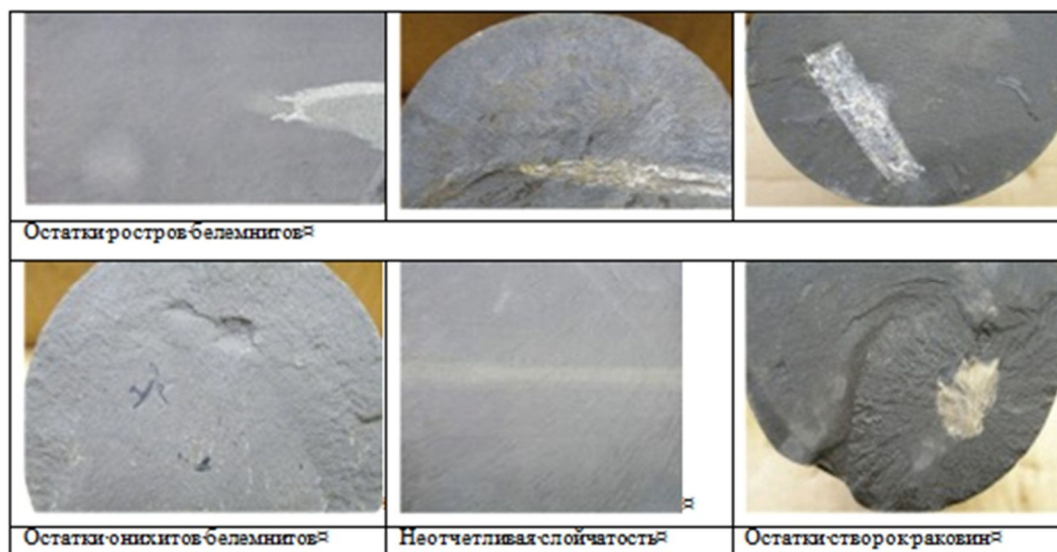
В разрезе распространены аргиллиты тёмно-серые с буроватым оттенком, однородные, кремнёвые. В породах отмечается тонкая пиритизация в виде округлых (размером 1–2 мм) пиритовых конкреций, включения кальцитизированных ростов и онихитов (рис. 6) белемнитов.



**Рисунок 6** – Особенности пород из интервала 2812,7–2812,09 м скважины № 4

Интервал 2812,09–2806,38 м

В интервале распространены аргиллиты буровато-чёрные, тонко отмученные с послойными включениями фосфатизированных онихитов белемнитов, фосфатизированными остатками ихтиофауны, раздробленными остатками створок раковин и кальцитизированных ростов белемнитов (рис. 7). Они имеют редкую, неотчётливую горизонтальную слоистость, которая фиксируется по изменению тона окраски.



**Рисунок 7** – Особенности пород из интервала 2812,09–2806,38 м скважины № 4



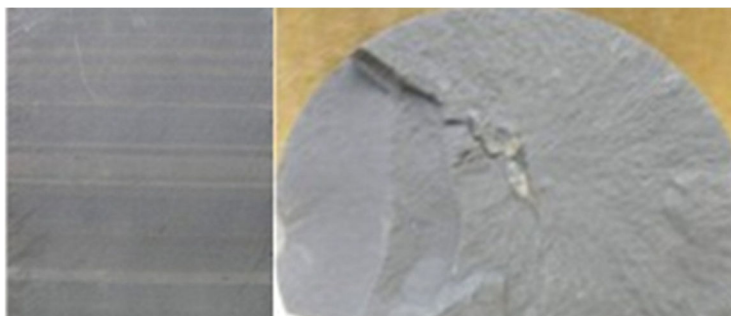
В нижней части слоя присутствуют тонкие (толщиной менее 1 мм) прослойки кремнистого состава. Участками породы пиритизированы и содержат включения конкреционных стяжений и прослойки (до 0,8 см толщиной) с тонкораспыленным и конкреционным пиритом. Породы плотные, окремнённые, жирные на ощупь, насыщены нефтью, обладают сильным запахом нефти.

Интервал 2806,38–2801,0 м

Вначале интервала (0,10 м) распространены аргиллиты карбонатизированные с более светлым, чем в предыдущем слое оттенком.

Вверх по разрезу они сменяются (4,88 м) аргиллитами буровато-чёрными однородными, тонко отмученными, иногда неотчётливо и (участками) отчётливо горизонтально слоистыми с онихитами белемнитов и с кальцитизированными органогенными остатками (рис. 8). На плоскостях наложения наблюдаются скопления тонко распыленного пирита.

Породы нефтенасыщены, в них наблюдается сильный запах нефти.



Горизонтальная слоистость Кальцитизированные органогенные остатки

**Рисунок 8** – Особенности пород из интервала 2806,38–2801,0 м скважины № 4

Интервал 2801,0–2795,0 м

В интервале распространены (0,35 м) тёмно-серые однородные аргиллиты, содержащие остатки фосфатизированного ихтиодетрита. Порода рассечена трещинами различного направления и раскола на куски.

Выше по разрезу (1,15 м) распространены глинистые тёмно-серые породы, однородные и участками тонко горизонтально слоистые.

Слоистость в них обусловлена наличием тонких (менее 1 мм) прослоев и неправильно-линзовидных включений кремнистого состава (рис. 9).



Неправильно-линзовидное включение кремнистого материала

Послойные скопления кремнистого материала

**Рисунок 9** – Особенности пород из интервала 2801,0–2795,0 м скважины № 4

Породы неравномерно пиритизированы. Пирит образует конкреционные скопления и послойные присыпки. В породах присутствуют фосфатизированные остатки ихтиофауны.

Таким образом, по особенностям отложений можно выделить интервалы со следующими литотипами:

1. Интервал 2822,3–2815,8 м.

Литотип I. Аргиллиты тёмно-серые скрытослоистые и однородные, с остатками трубчатых и створчатых раковин, ростров белемнитов, следами жизнедеятельности донных животных, с сыпью и конкрециями пирита, послойными скоплениями известкового материала.

2. Интервал 2815,8–2813,9 м.

Литотип II. Аргиллиты коричнево-черные битуминозные, преимущественно однородные и скрытослоистые с кремнистыми прослойками и остатками белемнитов, окремнённые.



3. Интервал 2813,9–2812,7 м.

Литотип III. Аргиллиты буровато-чёрные битуминозные, с горизонтальной, линзовидной и косой слоистостью, с прослойками кремнистого материала, онихитами белемнитов, створками мелких раковин, с сыпью и конкрециями пирита, окремнённые.

4. Интервал 2812,7–2812,09 м.

Литотип IV. Аргиллиты тёмно-серые с бурым оттенком и буровато-чёрные, битуминозные, тонко отмученные, с прослойками кремнистого материала, остатками белемнитов, ихтиофауны, створчатых и трубчатых раковин, с присыпками и конкрециями пирита, окремнённые, участками карбонатизированные.

5. Интервал 2812,09–2806,38 м.

Литотип V. Аргиллиты тёмно-серые, однородные и с прослойками кремнистого материала, с остатками онихитов белемнитов, пиритизированные: с присыпками и конкрециями пирита.

**Геофизическая характеристика литотипов**

По каротажу аргиллиты, слагающие изученный разрез (рис. 10), характеризуются слабо дифференцированной кривой самопроизвольной поляризации (ПС), имеющей отрицательное отклонение, что отвечает трещиноватым участкам. Для них характерны очень низкие значения удельной проводимости на диаграммах индукционного каротажа (ИК), отражающие высокую битуминозность отложений.

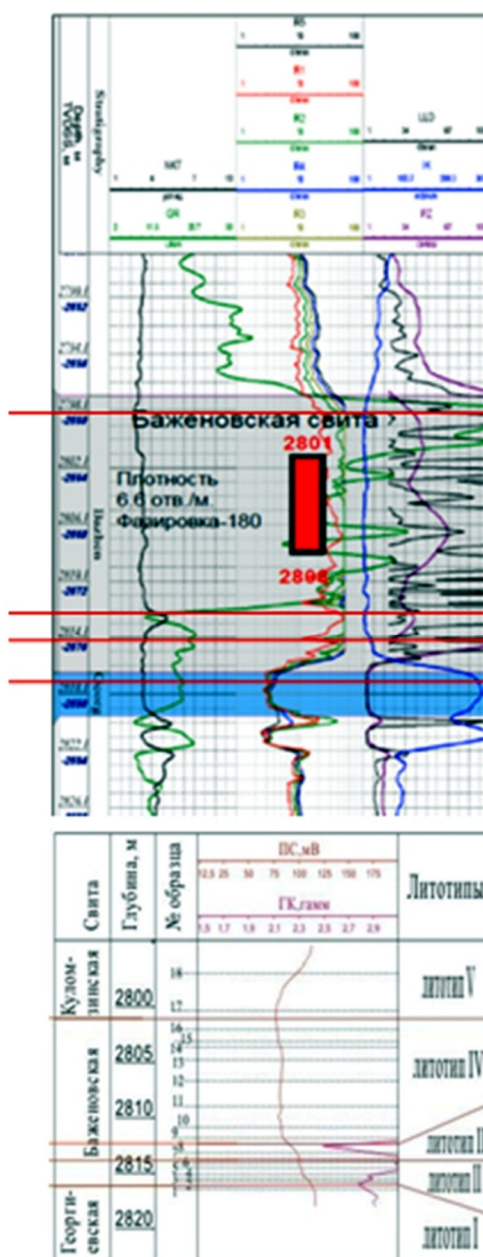


Рисунок 10 – Геофизическая характеристика разреза баженовской свиты и места отбора образцов в скважине № 4



Литотипы характеризуются по каротажу следующими особенностями:

- для литотипа I, представленного аргиллитами тёмно-серыми скрытослоистыми и однородными, с остатками трубчатых и створчатых раковин, ростров белемнитов, следами жизнедеятельности донных животных, с сыпью и конкрециями пирита, послойными скоплениями известкового материала, характерно низкое значение на кривых NKT, GR, R, PZ и LLD, высокое значение на кривых IK;
- для литотипа II, представленного коричневато-чёрными аргиллитами глинисто-кремнистыми битуминозными с остатками водорослей, онихитов и ростров белемнитов, радиолярий, спикулы губок, характерно низкое значение на кривых NKT и GR, среднее значение на кривых IK и LLD, высокое – на кривых R и PZ;
- для литотипа III, представленного аргиллитами глинисто-кремнистыми буровато-чёрными с неравномерной горизонтальной, линзовидной и слабо полого-наклонной слоистостью, с прослоями кремнистого материала, онихитами белемнитов, створками мелких раковин, с сыпью и конкрециями пирита, характерно низкое значение на кривых GR и IK, высокое на кривых NKT, R, PZ и LLD;
- для литотипа IV, представленного аргиллитами тёмно-серыми с бурым оттенком и буровато-чёрными, битуминозными, тонко отмученными, с остатками белемнитов, ихтиофауны, створчатых и трубчатых раковин, с присыпками и конкрециями пирита, характерно низкое значение на кривых NKT, IK и LLD, высокое на кривых GR, R и PZ;
- для литотипа V, представленного аргиллитами кремнисто-глинистыми с тонкими кремнистыми прослойками, с остатками онихитов белемнитов, пиритизированные: с присыпками и конкрециями пирита, характерно низкое значение на кривых NKT и IK, среднее на кривых GR, R, PZ и LLD.

### Петрографические особенности литотипов

В ходе микроскопических петрографических исследований выявлены особенности состава и распределения компонентов (минеральных, органических остатков, рассеянного органического вещества и др.), слагающих литотипы, их микротекстурные и микроструктурные характеристики, уточнено название литотипов.

Литотип I (рис. 11) представлен аргиллитами алевроитовыми глинистыми тёмно-серыми скрытослоистыми, содержащими конкреции, сыпь и скопления пирита и хлорит. Микротекстура пород неоднородная, структура алевропелитовая, пелитовая, органическая. Порода сложена агрегатом чешуйчатых глинистых минералов, тонко раскристаллизованным кремнистым веществом, содержит алевроитовую примесь кварца и полевых шпатов. В породах отмечаются остатки трубчатых и створчатых раковин, ростров белемнитов, радиолярий, присутствуют следы жизнедеятельности мелких илоядных животных (шл. 1, глубина 2816,48 м).

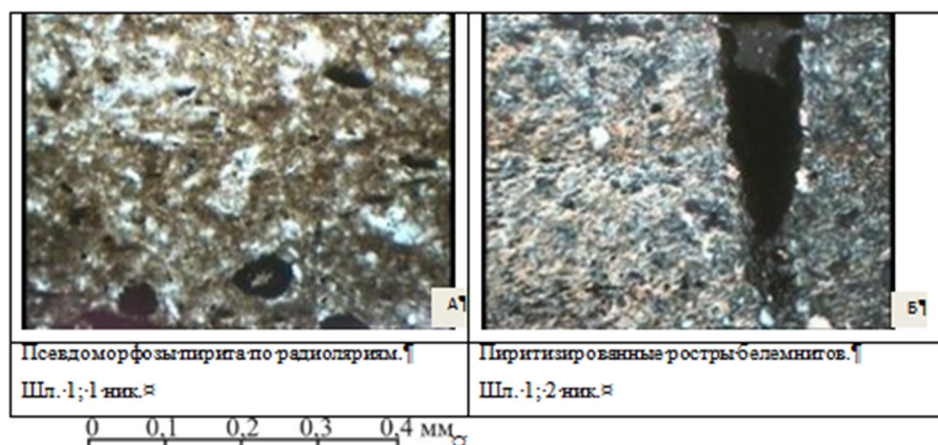


Рисунок 11 – Петрографические особенности литотип I

Литотип II (рис. 12) представлен коричневато-чёрными аргиллитами глинисто-кремнистыми битуминозными однородными и скрытослоистыми, в которых кремнистый материал преобладает над глинистым. Структура пород лепидобластовая, пелитовая, биогенная. Отмечаются остатки водорослей, онихитов и ростров белемнитов, радиолярий, спикулы губок. Породы слабо пиритизированы и слабо карбонатизированы (шл. 2, глубина 2815,8 м; шл. 3, глубина 2815,62 м; шл. 4, глубина 2815,15 м; шл. 5, глубина 2814,53 м; шл. 6, глубина 2813,98 м).

Литотип III (рис. 13) представлен аргиллитами глинисто-кремнистыми буровато-чёрными с неравномерной горизонтальной, линзовидной и слабо полого-наклонной слоистостью. Они сложены пелитовым и чешуйчато-волоконистым агрегатом, карбонатизированы слабо пиритизированы, содержат спикулы губок и раковины радиолярий, встречаются редкие остатки онихитов белемнитов и мелких двустворок (шл. 7, глубина 2813,77 м; шл. 8, глубина 2813,26 м).

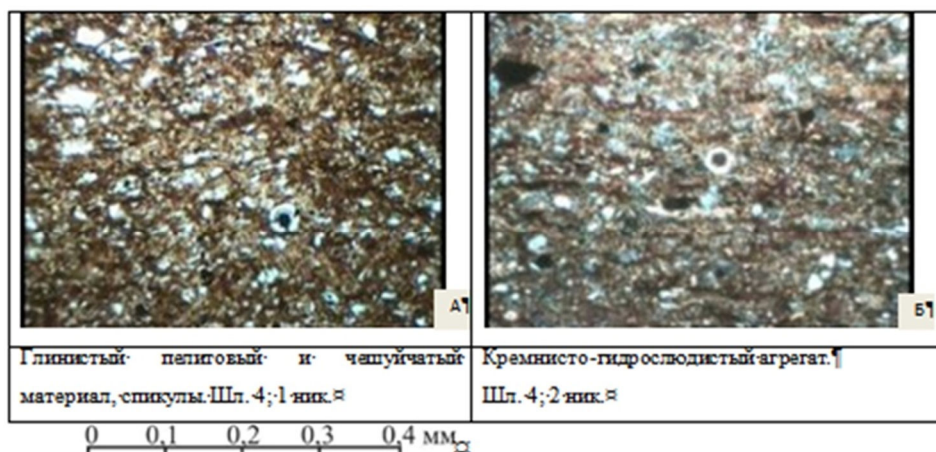


Рисунок 12 – Петрографические особенности литотип II

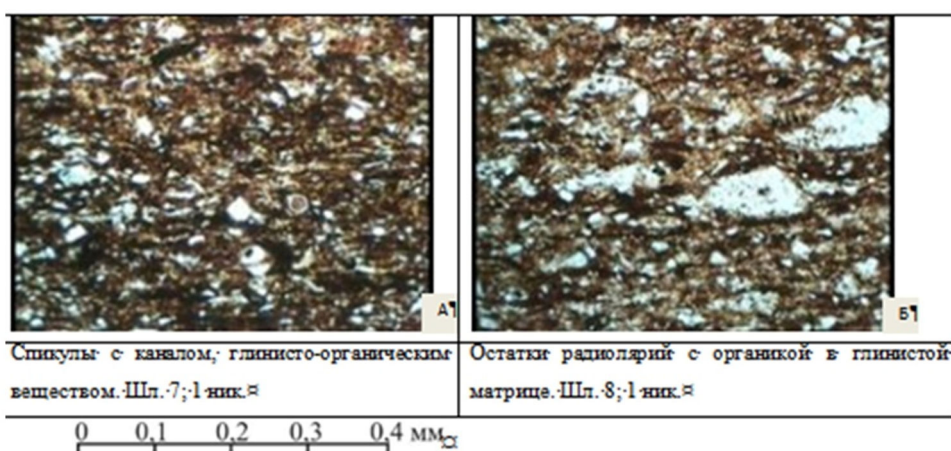


Рисунок 13 – Петрографические особенности литотип III

Литотип IV (рис. 14) – аргиллиты глинисто-кремнистые буровато-чёрные. В отличие от выше описанных, литотип сложен более тонко отмученным глинисто-кремнистым материалом. Кремнистый материал часто образует послойно уплощённые линзы и прослойки, подчёркивая горизонтальную и пологую волнисто-линзовидную слоистость. Количество кремнистого материала в литотипе повышено и достигает 65 %. Отмечаются послойные присыпки и конкреции пирита, рассеянный кальцит. Органогенные остатки представлены радиоляриями, онихитами белемнитов, остатками ихтиофауны, створчатых и трубчатых раковин (шл. 9, глубина 2811,79 м; шл. 10, глубина 2810,8 м; шл. 11, глубина 2808,93 м; шл. 12, глубина 2806,76 м; шл. 13, глубина 2804,87 м; шл. 14, глубина 2803,62 м; шл. 15, глубина 2803,02 м; шл. 16, глубина 2801,96 м).

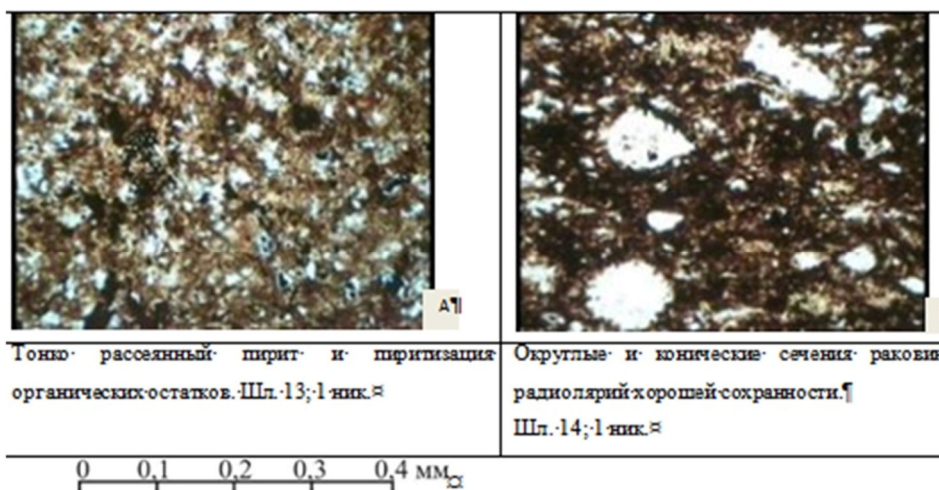


Рисунок 14 – Петрографические особенности литотип IV





Литотип V (рис. 15), распространен в верхней части изученного разреза, породы вновь представлены аргиллитами кремнисто-глинистого состава, в которых пелитовый глинистый материал преобладает над кремнистым. Породы имеют тёмно-серую окраску, однородные или с тонкими кремнистыми прослойками, слабокарбонатизированные, содержат присыпки и конкреции пирита.

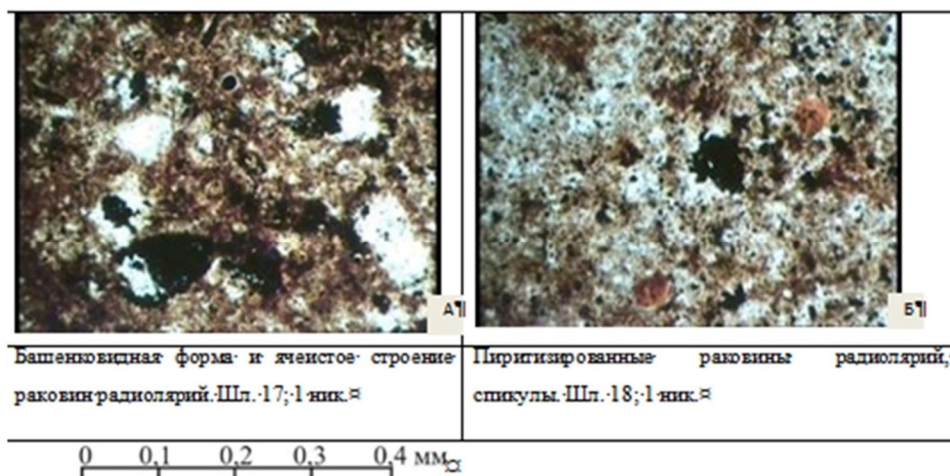


Рисунок 15 – Петрографические особенности литотип V

Органогенные остатки в них представлены фосфатизированными обломками фауны, плохо сохранившимися скелетами раковин радиолярий. Отмечаются остатки растительной органики чёрного цвета в виде удлинённых обрывков очень плохой сохранности (шл. 17, глубина 2800,4 м; шл. 18, глубина 2797,0 м).

Таким образом, установлено, что битуминозные аргиллиты глинисто-кремнистые литотипов I, II и III выделенные в средней части разреза (интервал глубин 2816,0–2801,0 м), по сравнению с низжезалегающими (литотип I, интервал 2822,3–2816,0 м) и вышезалегающими (литотип V, интервал 2801,0–2795,0 м) их аргиллитами, характеризуются более однородной микротекстурой, более мелким размером слагающих частиц, обогащены кремнистым материалом, иногда кальцитом и пиритом. По особенностям строения и вещественного состава они характеризуют баженовскую свиту. Породы литотипа I относятся к георгиевской свите, а аргиллиты кремнисто-глинистые (литотип V) представляют нижнюю часть куломзинской свиты.

**Вещественный состав литотипов по результатам рентгенофазового анализа**

По результатам рентгенофазового анализа (РФА) литотип I характеризуется следующими особенностями: аргиллиты имеют преимущественно глинистый состав (64 %) при подчинённом содержании кремнистого материала (25 %), присутствием примеси кальцита (1 %) и повышенным по сравнению с другими литотипами содержанием пирита (10 %) (рис. 16).

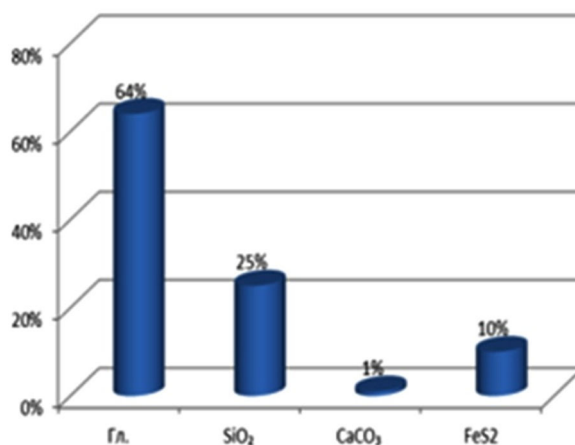


Рисунок 16 – Состав литотипа I по РФА

Литотип II характеризуется примерно равным соотношением глинистого (43,2–49,3 %) и кремнистого (47,6–53,3 %) материала с незначительным превышением (5,7–3,1 %) кремнистой составляющей. Породы слабо пиритизированы (2,1–5,4 %) и слабо карбонатизированы (0,5–2,8 %).



В баженовских аргиллитах отмечается повышенное содержание и присутствие сингенетических (в породе) и эпигенетических (в трещинах) битумоидов смешанного типа при преобладании смолистых (жёлто-бурое свечение). Перераспределение битумоидов осуществлялось как внутри баженовской толщи (в трещинах битумоид более лёгкого состава), так и путём миграции битумоидов из нефтематеринских баженовских аргиллитов в ниже- и вышезалегающие породы георгиевской и куломзинской свит, в которых преобладающими типами являются более миграционно подвижные лёгкие (голубое и светло-жёлтое свечение) и маслянистые (жёлтое свечение) эпибитумоиды, распределённые преимущественно рассеянно, точечно и по трещинам.

Накопление пород баженовской свиты отражало условия максимальной позднеюрско-раннемеловой трансгрессии морского бассейна. Осадки георгиевской свиты отлагались в условиях слабого насыщения кислородом придонных вод (следы донных организмов), баженовской – в условиях высоко восстановительной среды и застойного режима бассейна, о чём свидетельствует тонкодисперсный характер пород и постоянное присутствие и высокое содержание индикаторного минерала – пирита.

Глинистые илы были обогащены кремнистым и карбонатным материалом биогенного и химического происхождения и рассеянным органическим веществом, что впоследствии привело к формированию битуминозной толщи тонко отмученных и тонкослоистых нефтематеринских аргиллитов со смешанным составом сингенетических битумоидов, накопившейся в областях относительно глубоководных иловых впадин.

Осадки нижней части куломзинской свиты накапливались в стабильной среде с низкой гидродинамической активностью, но в менее глубоководных условиях (терригенная примесь, растительный детрит).

#### Список литературы:

1. Брадучан Ю.В., Гулари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
2. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
3. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
4. Коровина Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода : дис. ... канд. геол.-мин. наук. – СПб., 2004. – 108 с.
5. Олли И.А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири (по результатам люминесцентно-микроскопического метода). – Новосибирск : Издательство «Наука» (Сибирское отделение), 1975. – 137 с.
6. Прищепа О.М., Ильинский А.А., Аверьянова О.Ю. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. – СПб. : ВНИГРИ, 2016. – 323 с.
7. Савенок О.В., Арутюнов Т.В. Сланцевые углеводороды: анализ текущего состояния и перспективы разработки. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – 272 с.
8. Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов : дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2011. – 181 с.
9. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 3. – С. 266–271.
10. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 1. – С. 28–46.
11. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Методология оценки запасов сланцевого газа // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института (09–10 февраля 2018 г.). Секция 3 «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 127–129.
12. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 402–407.
13. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Геофизическая разведка на нетрадиционные источники углеводородного сырья // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 31–34.



14. Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А. Битуминозные глинистые отложения баженовского горизонта – приоритетный стратегический объект нефтедобычи в Западной Сибири // Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». – 2014. – Вып. 2 (10) [Электронный ресурс]. – URL : [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/brekhuntsov.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/brekhuntsov.pdf)
15. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Ситёв Р.Р. Особенности геологического строения баженовской свиты на примере Ай-Пимского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 73–84.
16. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Ситёв Р.Р. Анализ геологического строения Сорковского нефтегазового месторождения по результатам изучения керна разведочной скважины // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 85–99.
17. Ли Цуньи, Недолилко Н.М. Литолого-петрографическая характеристика отложений баженовской свиты на 3-К площади (по скважине 3) // Тезисы 69-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2015». – М. : Издательство РГУ нефти и газ имени И.М. Губина, 2015. – С. 68.
18. Ли Цуньи, Недолилко Н.М. Литолого-петрографическая характеристика отложений баженовской свиты на юго-востоке Нюрольской впадины // Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2015. – С. 256–259.
19. Ли Цуньи, Недолилко Н.М. Петрографический состав и битумоиды в отложениях георгиевской, баженовской и куломзинской свит на Западно-Квензерской площади // Тезисы XXI Губкинских чтений «Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа». – М. : Издательство РГУ нефти и газ имени И.М. Губина, 2016. – С. 48–57.
20. Ли Цуньи, Недолилко Н.М. Ключевые технологии разведки и добычи сланцевого газа // Материалы XVI Всероссийской научно-практической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов в г. Нерюнгри. – Нерюнгри : Издательство Сибирского технического института, 2015. – С. 16.
21. Ли Цуньи, Недолилко Н.М. Экологические проблемы при добыче сланцевой нефти и пути их решения // Проблемы геоэкологии и устойчивого развития в XXI веке. Экология человека и планеты: материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2015. – С. 442–445.
22. Ли Цуньи. Литолого-петрографические особенности и условия формирования отложений баженовской свиты на Западно-Квензерской площади (Томская область) / Национальный исследовательский Томский политехнический университет; науч. рук. Н.М. Недолилко. – Томск, 2016.
23. Магомет Р.Д. Добыча сланцевого газа // Записки Горного института. – 2014. – Т. 207. – С. 125–130.
24. Манылова М.В. Перспективы развития сланцевой промышленности России на основе инновационного проекта // Записки Горного института. – 2005. – Т. 161. – С. 46–48.
25. Недолилко Н.М., Ли Цуньи. Литолого-петрографические особенности отложений баженовской свиты на Западно-Квензерской площади (юго-восток Нюрольской впадины, Томская область) // Научный альманах. – 2015. – № 8 (10). – С. 1212–1220.
26. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геологического строения баженовской свиты и критерии прогноза её нефтегазоносности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 164–181.

#### List of references:

1. Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil-bearing capacity). – Novosibirsk : Nauka, 1986. – 217 p.
2. Gorpinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University. 2022. – 240 p.
3. Ezhova A.V. Geological interpretation of geophysical data. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Press, 2012. – 116 p.
4. Korovina T.A. Laws of formation and distribution of reservoirs in bituminous sediments of the Bazhenov Formation to assess oil and gas potential of the western slope of the Surgutian fold : Ph. ... candidate of geological-mineralogical sciences. – SPb., 2004. – 108 p.
5. Olli I.A. Organic matter and bituminosity of Siberian sediments (on the results of luminescence-microscopic method). – Novosibirsk : Publishing House «Nauka» (Siberian Branch), 1975. – 137 p.
6. Prischepa O.M., Ilyinsky A.A., Averyanova O.Yu. Oil and gas of low-permeability shale strata – reserve of raw hydrocarbon base of Russia. – SPb. : VNIGRI, 2016. – 323 p.
7. Savenok O.V., Arutyunov T.V. Shale hydrocarbons: analysis of the current state and development prospects. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2019. – 272 p.



8. Samoilenko V.V. Geochemistry of organic matter of the Bazhenov Formation of southeastern West Siberia and genetically related fluids : Ph. ... Cand. of Geology and Mineralogy. – Tomsk, 2011. – 181 p.
9. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Methodology of resource assessment of shale deposits // Mountain Information–Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal). – 2015. – № 3. – P. 266–271.
10. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Study of shale rocks and the nature of shale oil–bearing formation of the Bazhenov Formation and Bakken Formation // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2015. – № 1. – P. 28–46.
11. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Methodology of evaluation of shale gas reserves // Science and technology in oil and gas business: collection of abstracts of the International Scientific–Practical Conference dedicated to the 100th anniversary of Kuban State Technological University and the 25th anniversary of the department of machines and equipment of oil and gas fields of Armavir Mechanical and Technical Institute (09–10 February 2018). Section 3 «Management and monitoring of oil and gas field development». – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU», 2018. – P. 127–129.
12. Belozero I.P., Gubaidullin M.G. On the concept of technology for determining filtration–volume properties of terrigenous reservoirs on digital core model // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 244. – P. 402–407.
13. Borovsky M.Y., Borisov A.S., Bogatov V.I. Geophysical exploration for unconventional sources of hydrocarbon raw materials // Bulatov Readings. – 2021. – V. 1. – P. 31–34.
14. Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Nechiporuk L.A. Bituminous clayey sediments of Bazhenov horizon – priority strategic object of oil production in Western Siberia // Electron scientific journal «Georesurs. Geoenergetics. Geopolitics». – 2014. – Vol. 2 (10) [Electronic resource]. – URL : [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/brekhuntsov.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/brekhuntsov.pdf)
15. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Sityov R.R. Features of the geological structure of the Bazhenov formation by the example of the Ai–Pim oil field // Bulatov readings. – 2022. – V. 1. – P. 73–84.
16. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Sitev R.R. Analysis of the geological structure of the Sorovskoye oil and gas field based on the results of study of the exploration well core // Bulatov Readings. – 2022. – V. 1. – P. 85–99.
17. Qunyi Li, Nedolivko N.M. Lithological and petrographic characteristics of the deposits of the Bazhenovskaya formation in the Z–K area (according to well 3) // Theses of the 69th International Youth Scientific Conference «Oil and gas – 2015». – M. : Publishing house of Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubin, 2015. – P. 68.
18. Li Tsunyi, Nedolivko N.M. Lithological and petrographic characteristics of deposits of the Bazhenov Formation in the southeast of the Nyurolo Depression // Proceedings of the XIX International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 70th anniversary of the victory of the Soviet people over Nazi Germany. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Press, 2015. – P. 256–259.
19. Cunyi Li, Nedolivko N.M. Petrographic composition and bitumoids in sediments of Georgievskaya, Bazhenovskaya and Kulomzinskaya formations of West–Kwenserskaya area // Abstracts of XXI Gubkin readings «Fundamental basis and innovative technologies of prospecting, exploration and development of oil and gas fields». – M. : Publishing house of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016. – P. 48–57.
20. Li Tsunyi, Nedolivko N.M. Key technologies of shale gas exploration and production // Materials of XVI All–Russian scientific–practical conference of young scientists, graduate students and students in Neryungri. – Neryungri : Publishing house of Siberian Technical Institute, 2015. – P. 16.
21. Li Tsunyi, Nedolivko N.M. Environmental problems in shale oil extraction and ways to solve them // Problems of geoecology and sustainable development in the XXI century. Ecology of man and the planet: Proceedings of the VIII All–Russian Scientific Student Conference with elements of the scientific school named after Professor M.K. Korovin. – Tomsk : Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2015. – P. 442–445.
22. Li Tsunyi. Lithological and petrographic features and conditions of formation of the Bazhenov Formation in the Zapadno–Kvenserskaya Area (Tomsk Region) / National Research Tomsk Polytechnic University; Superv. N.M. Nedolivko. – Tomsk, 2016.
23. Magomet R.D. Extraction of shale gas // Notes of the Mining Institute. – 2014. – V. 207. – P. 125–130.
24. Manylova M.V. Prospects for the development of the shale industry in Russia on the basis of an innovation project // Zapiski Gornogo Institut. – 2005. – V. 161. – P. 46–48.
25. Nedolivko N.M., Qunyi Li. Lithological and petrographic features of deposits of the Bazhenov Formation in the Zapadno–Kvenserskaya area (southeast of the Nyurolo Depression, Tomsk Oblast) // Nauchnyi Almanak. – 2015. – № 8 (10). – P. 1212–1220.
26. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the geological structure of the Bazhenov Formation and criteria for prediction of its oil and gas content // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 164–181.



УДК 550.8+551.2+553.98

## РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОЗИЦИИ НЕЛИНЕЙНОЙ ГЕОДИНАМИКИ

### REGIONAL PATTERNS OF THE STRUCTURE OF HYDROCARBON DEPOSITS FROM THE PERSPECTIVE OF NONLINEAR GEODYNAMICS

**Казанкова Эльвира Ромуальдовна**  
старший научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Elvira.kazankova@mail.ru

**Корнилова Наталья Вячеславовна**  
научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
nataliakornilova@rambler.ru

**Аннотация.** Рассматривается системно-геодинамическое строение некоторых нефтегазовых месторождений, имеющих строгую привязку, проявляющуюся в виде геологических особенностей в разноуровневых полях напряжений разных рангов.

**Ключевые слова:** закономерность, напряженно-деформированное состояние, пространственно-временные структуры, нефтегазоносность.

**Kazankova Elvira Romualdovna**  
Senior Research Worker,  
Institute of Oil and Gas Problems of the RAS  
Elvira.kazankova@mail.ru

**Kornilova Natalia Vyacheslavovna**  
Research Worker,  
Institute of Oil and Gas Problems of the RAS  
nataliakornilova@rambler.ru

**Annotation.** The system-geodynamic structure of some oil and gas fields with strict binding, manifested in the form of geological features in multi-level stress fields of different ranks, is considered.

**Keywords:** regularity, stress-strain state, space-time structures, oil and gas potential.

**Н**ефтегазоносность территории определяют факторы, отражающие условия образования и формирования залежей углеводородов. Бассейновое моделирование отражает многомерные пространства, в которых все процессы ассоциируются с соответствующими структурами. Физические законы соответствуют геометрическим связностям.

В основе соподчинения изучаемых геологических объектов и масштабом их исследования лежит иерархия геодинамических процессов. Фундаментальная особенность неравновесных систем порождает высокоупорядоченные структуры.

В условиях несовпадения поступательного смещения твердых, жидких и газообразных масс Земли с ее вращением создаются разномасштабные и разноуровневые пространственно-временные структуры, адекватные ранжированию геологической среды на блоки, соответствующие ее напряженно-деформированному состоянию в полях напряжений разного ранга. Поля напряжений не могут считаться ни внутренними, ни внешними по отношению к любой изолированной системе и неотделимы от других физических реальностей. Эти поля представляют собой единое фрактальное семейство, повторяющее свою геометрию на различных масштабных уровнях. Проходя в течение геологической истории по одной и той же трассе, векторы поля напряжений могут менять свое направление и контролировать соответственно разновозрастные комплексы [1]. Таким образом, в трехмерном пространстве создается универсальная безразмерная сеть напряжений, которая является опорой, силовым (энергетическим) каркасом, связью на масштабах любых расстояний.

Элементарная форма движения находит свое выражение в материальной среде в виде изменений деформационно-разрушительного характера.

Несмотря на огромное разнообразие форм проявления складчатости, порождающие её механизмы немногочисленны и в разной мере взаимосвязаны между собой и другими геологическими процессами.

В процессе геолого-геодинамической интерпретации по разным регионам результатов дешифрирования космических снимков, данных бурения и тектонических, геофизических, топографических материалов было установлено, что преобразование среды и флюидодинамические процессы имеет строго событийно-пространственную привязку, проявляющуюся в виде геологических особенностей. Все элементы геологической среды условно можно подразделить на 4 основные категории: твдая, жидкая, газообразная фазы и структурные элементы. Составляющие этих категорий находятся в постоянном взаимодействии и взаимопревращении, что приводит к устойчивости геолого-геофизической среды.

Современные геодинамические исследования, проводившиеся на протяжении последних десятилетий, привели к коренным изменениям не только представления об эволюции, геологическом строении и нефтегазоносности осадочных бассейнов в целом, но и для нефтегазовых месторождений [2, 3].

Интерпретация поля напряжений в центральной части Восточно-Европейской платформы позволяет предположить, что наряду с общим сжатием, в пограничных переходных зонах возникает рас-



тяжение, обусловленное разноориентированным вращением отдельных сегментов фундамента. Периодически сменяющие друг друга напряжения вызывают вначале, в условиях растяжения, формирование морфологически разнообразных впадин, а затем, в условиях сжатия, возникновение инверсионных поднятий, причем этот процесс может неоднократно повторяться. Изменение направлений векторов поля напряжений может являться причиной стадийности развития и деформированности осадочного чехла со структурным планом дорифейского фундамента.

Используя поля как диагностический признак многих геодинамических явлений, можно объяснить условия формирования геологических структур, периодически испытывающие деформации сжатия-растяжения разной амплитуды и частоты; ортогональные и диагональные системы разломов; участки с дифференцированными вертикальными движениями земной коры.

При составлении геодинамической карты Восточно-Европейской платформы и сопредельных территорий, в основе которой лежит анализ современных нелинейных геодинамических процессов, происходящих в коре и мантии в масштабе 1 : 5 000 000, установлено, что Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) расположено на территории условно геодинамической устойчивости. Анастасиевско-Троицкое НГКМ, Курчанское НГМ и Западно-Анастасиевское НГМ находятся на территории повышенной сейсмической активности, в условиях сдвиговых деформаций.

В зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской впадиной и Предуральским прогибом в северной части Соль-Илецкого выступа фундамента расположен Оренбургский вал, имеющий субширотное простираие. Этому валу приурочено Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

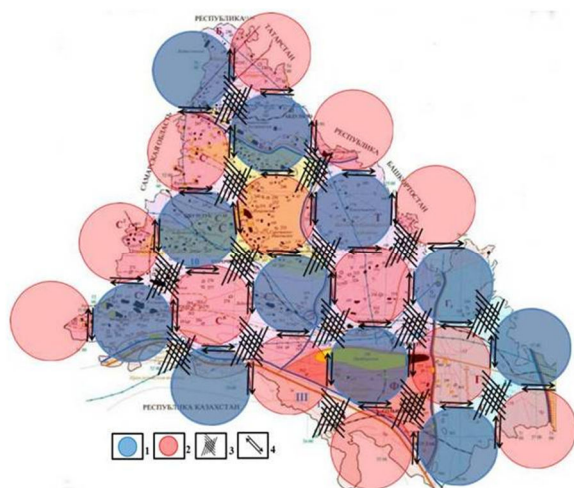
Изучаемая территория отличается сложной и напряженной тектонической обстановкой, кроме множественного числа перерывов в отложениях, об этом же свидетельствует Соль-Илецкий соляной купол с выходом кепрока на дневную поверхность [4].

Продолжительное и всестороннее изучение геологии Восточно-Европейской платформы и Урала подтвердили, что реальная картина дислокаций включает в себя в качестве обязательного элемента разрывные нарушения. Вокруг Оренбургского вала разломы существуют с хорошо выраженными в рельефе семействами с псевдо-спиралеобразными ортогональными, выпуклыми и вогнутыми формами. Основной срыв дислоцированных пород ордовика, причем в сторону северного крыла вала надвиг выкручивается и переходит во взброс; следующая поверхность срыва приурочена к подошве кунгурских солей.

Карбонатные отложения каменноугольного и нижнепермского периода, мощностью 1130–1270 метров подстилаются преимущественно терригенными отложениями ордовика. В своде Оренбургского вала полностью отсутствуют девонские и часть отложений нижнего карбона. На северном и западном склонах Соль-Илецкого выступа отложения фаменского яруса несогласно залегают на отложениях эйфельского яруса. Перерывы зафиксированы и внутри каменноугольных отложений.

В результате структурных построений, при интерпретации имеющегося комплекса геолого-геофизических материалов создана геодинамическая карта-схема западной части Оренбургской области (рис. 1) в масштабе 1 : 1 000 000.

Структура поля напряжений, представленная на карте-схеме, находится в системе взаимодействия 120-километровых блоков земной коры



*1 – участки действия преимущественно восходящего вектора поля напряжений, действующего с глубины 180 км; 2 – участки действия преимущественно нисходящего вектора поля напряжений; 3 – участки, сопредельных территорий, спокойного залегания осадочной толщи для данного масштаба исследований; 4 – участки одновременного сжатия и растяжения со сдвига-надвиговыми деформациями*

**Рисунок 1** – Западная часть Оренбургской области. Геодинамическая карта-схема (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., составлена на основе [5])

Большой материал получен по закономерностям распределения в различных структурно-вещественных комплексах и структурно-формационных зонах Большого Кавказа разномасштабных дизъюнктивов. Установлена связь дизъюнктивов широтного и северо-западного простираия со структурами сжатия, а меридионального и северо-восточного простираия со структурами растяжения [6].

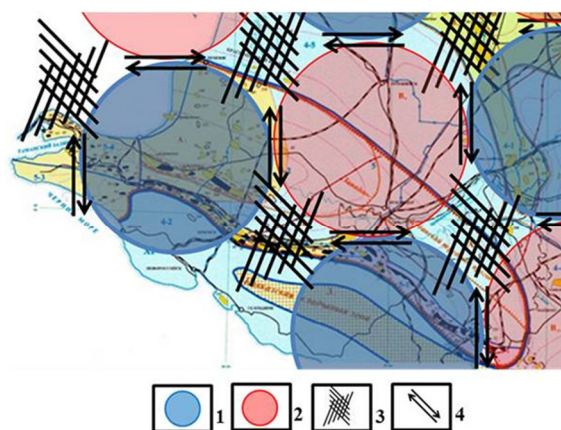


По разрезу залежи углеводородов приурочены к 6-ти нефтегазоносным комплексам. Основные перспективы роста углеводородного потенциала Северо-Кавказской НГП связывают с верхнеюрскими залежами системы Предкавказских передовых прогибов [7].

Проведенная геодинамическая интерпретация комплекса имеющихся данных по Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции позволила охарактеризовать напряженно-деформированное состояние территории и геодинамическое состояние среды на подземных хранилищах газа и уникальных месторождениях нефти [8, 9].

На территории Западно-Кубанского прогиба разведано большое число месторождений нефти и газа, различных по геологическому строению и характеру нефтегазоносности разреза. Анастасиевско-Троицкое НГКМ, Курчанское НГМ и Западно-Анастасиевское НГМ приурочены к одноименным линейным и брахиморфным крипто и диапировым складкам западной части Анастасьевско-Краснодарской системы (антиклинальная зона), выявленной в центральной части Западно-Кубанского прогиба, вблизи его осевой зоны. Антиклинальная зона разграничивает Западно-Кубанский прогиб на две синклинали – Адагумо-Афипскую и Славянско-Рязанскую. Сам прогиб имеет размеры в длину более 250 км и ширину около 90 км и представляет собой асимметричную депрессию, субширотного простирания. С юга Западно-Кубанский прогиб отделен Ахтырским разломом, сбросо-взбросового характера, от складчатой области Большого Кавказа, а с севера он ограничивается Новотитаровским разломом. На западе прогиб граничит с Керченско-Таманским межпериклинальным прогибом, а на востоке с Адыгейским выступом [10].

В результате геолого-геодинамических исследований построена геодинамическая карта-схема Западно-Кубанского прогиба, масштаба 1 : 1 000 000 (рис. 2).



*1 – участки действия преимущественно восходящего вектора поля напряжений, действующего с глубины 180 км; 2 – участки действия преимущественно нисходящего вектора поля напряжений; 3 – участки, сопредельных территорий, спокойного залегания осадочной толщи для данного масштаба исследований; 4 – участки одновременного сжатия и растяжения со сдвиго-надвиговыми деформациями*

**Рисунок 2** – Западно-Кубанский прогиб. Геодинамическая карта-схема (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., , составлена на основе [11])

При рассмотрении региональных планов изучаемых территорий, установлено, что Оренбургская структура, (одноименное нефтегазоконденсатное месторождение), западная часть Анастасьевско-Краснодарской системы (антиклинальная зона) и приуроченные к ней Анастасиевско-Троицкое НГКМ, Курчанское НГМ и Западно-Анастасиевское НГМ расположены в зоне действия преимущественно восходящих векторов поля напряжений, действующих с глубины 180 км.

Проведенные исследования подтвердили сходные геодинамические условия формирования Астраханского, Восточно-Перевального и других месторождений. Исследования показывают, что на больших глубинах перспективны поиски легкой нефти и газоконденсатов в нетрадиционных коллекторах. Формирование крупных скоплений углеводородов и мощного флюидопотока происходит в участках восходящих векторов поля напряжений.

Воздействием восходящих и нисходящих векторов можно объяснить и мозаику фациальных обстановок. Изменения направления векторов поля напряжений может определять геодинамическую ситуацию участков осадочных бассейнов и влиять на интенсивность миграции и аккумуляции углеводородов.

Геодинамические исследования отдельных регионов дают возможность утверждать, что преобразование среды и флюидодинамические процессы имеет строго событийно-пространственную привязку, проявляющуюся в виде геологических особенностей.

Изученные структурные рисунки повторяются в разных местах, что дает возможность утверждать, что повторяемость структур одного и того же типа в сходных ситуациях не может быть случайной. Системно-геодинамические исследования в полях напряжений позволяют проводить разномасштабное геолого-геодинамическое районирование среды, прогнозировать скопления углеводородов, связанные с оконтуриванием участков развития повышенной трещиноватости и определять вероятные направления естественной миграции углеводородов.



*Работа выполнена в рамках государственного задания «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № FMME-2022-0004, 122022800270-0.*

#### Список литературы:

1. Николаев А.В. О возможности искусственной разрядки тектонических напряжений с помощью сейсмических и электрических воздействий // Двойные технологии. – 1999. – № 2. – С. 6.
2. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., Судо Р.М. Закономерности формирования геологических структур с позиции нелинейной геодинамики (на примере центральных районов Восточно-Европейской платформы) // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Сб. ст. – М. : ГЕОС, 2002. – С. 85–98.
3. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Структурирование геологической среды на различных уровнях организации // Актуальные проблемы нефти и газа: Науч. сет. изд. 2018. – Вып. 1 (20). – 15 с. – URL : <http://www.oilgasjournal.ru>
4. Айзенштадт Г.Е.-А. Нефтегазоносность и разломная тектоника Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1998. – № 11. – С. 24.
5. Карта нефтегазоносности Оренбургской области / Б.А. Соловьев [и др.]. – М. : ВНИГНИ, 1996. Масштаб 1 : 1 000 000.
6. Тверититнова Т.Ю. Соотношение региональных структурных направлений и ориентировок осей главного структурообразующего и действующего полей напряжений на примере Большого Кавказа // Разломообразование и сейсмичность в литосфере: тектонофизические концепции и следствия: материалы Всероссийского совещания, г. Иркутск, 18–21 авг. 2009. – Иркутск, 2009. – Т. 1. – С. 111–113.
7. Лебедько А.Г. Геолого-экономическая оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья Северного Кавказа // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 3. – С. 29–34.
8. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Структурно-геодинамический метод выявления закономерностей геологического строения (на примере объектов нефтегазового комплекса) // Естественные и технические науки. – 2021. – № 10 (161). – С. 131–139.
9. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Неустойчивость геолого-геофизической среды как процесс самоорганизации пространства на примере Западно-Кубанского прогиба // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов II Международной научно-практической конференции, посвященной 10-летию Северо-Кавказского федерального университета. – Ставрополь, 2021. – С. 48–55.
10. Панина Л.В. Новейший структурный рисунок Скифской плиты // Вестник Московского Университета. – Сер. 4. – Геология. – 2009. – № 1. – С. 23–31.
11. Шумова Т.Ф., Жорина З.И., Чернышев С.М. Карта нефтегазоносности Западного Предкавказья (Краснодарский край, Республика Адыгея, южные районы Ростовской области) // Ред. Э.М. Халимов. – М. : ВНИГНИ, 1996. Масштаб 1 : 1 000 000.

#### List of references:

1. Nikolaev A.V. On possibility of artificial discharge of tectonic stresses by means of seismic and electric influences // Dual Technologies. – 1999. – № 2. – P. 6.
2. Kazankova E.R., Kornilova N.V., Sudo R.M. Laws of geological structures formation from position of nonlinear geodynamics (by example of Central regions of East-European platform) // Fundamental basis of new technologies of oil and gas industry. Collection of papers. – M. : GEOS, 2002. – P. 85–98.
3. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Structuring of geological environment at different levels of organization // Actual problems of oil and gas: Nauch. set. izd. 2018. – Vyp. 1 (20). – 15 p. – URL : <http://www.oilgasjournal.ru>
4. Eisenstadt G.E.-A. Oil and gas content and fault tectonics of the Caspian depression // Geology of oil and gas. – 1998. – № 11. – P. 24.
5. Map of oil and gas bearing capacity of the Orenburg region / B.A. Solov'ev [et al.]. – M. : VNIGNI, 1996. Scale 1 : 1 000 000.
6. Tverititnova T.Yu. Correlation of regional structural directions and axis orientations of the main structural and acting stress fields on an example of the Greater Caucasus // Faulting and seismicity in litho-





sphere: tectonophysical concepts and consequences: Proceedings of the All-Russia Conference, Irkutsk, 18–21 August, 2009. – Irkutsk, 2009. – V. 1. – P. 111–113.

7. Lebedko A.G. Geological and economic evaluation of the resource potential of hydrocarbon raw materials of the North Caucasus // Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex. – 2014. – № 3. – P. 29–34.

8. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Structural–geodynamic method of revealing patterns of geological structure (on the example of objects of oil and gas complex) // Natural and Technical Sciences. – 2021. – № 10 (161). – P. 131–139.

9. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Instability of geological and geophysical environment as a process of self–organization of space on the example of the West Kuban trough // Innovative technologies in oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories: Proceedings of the II International Scientific Conference on the 10th anniversary of the North Caucasus Federal University. – Stavropol, 2021. – P. 48–55.

10. Panina L.V. New structural pattern of the Scythian plate // Bulletin of Moscow University. – Ser. 4. – Geology. – 2009. – № 1. – P. 23–31.

11. Shumova T.F., Zhorina Z.I., Chernyshev S.M. Map of oil and gas bearing capacity of Western Fore-Caucasus (Krasnodar Territory, Adygea Republic, southern districts of Rostov region) // Ed. E.M. Khalimov. – M. : VOGNI, 1996. Scale 1 : 1 000 000.



УДК 550.8+551.2+553.98

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОЗИЦИИ НЕЛИНЕЙНОЙ ГЕОДИНАМИКИ

## REGULARITIES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD FROM THE STANDPOINT OF NONLINEAR GEODYNAMICS

**Казанкова Эльвира Ромуальдовна**

старший научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Elvira.kazankova@mail.ru

**Корнилова Наталья Вячеславовна**

научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
nataliakornilova@rambler.ru

**Аннотация.** Изучены закономерности делимости земной коры разных масштабных уровней. Установлено напряженно-деформированное состояние геолого-геофизической среды Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Построена структура поля напряжений Центрального купола месторождения и установлены участки геодинамической неустойчивости.

**Ключевые слова:** нелинейная геодинамика, поля напряжений, напряженно-деформированное состояние среды, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

**Kazankova Elvira Romualdovna**

Senior Research Worker,  
Institute of Oil and Gas Problems of the RAS  
Elvira.kazankova@mail.ru

**Kornilova Natalia Vyacheslavovna**

Research Worker,  
Institute of Oil and Gas Problems of the RAS  
nataliakornilova@rambler.ru

**Annotation.** Regularities of divisibility of the earth's crust and geodynamic phenomena of different scale levels are studied. The stress-strain state of the geological and geophysical environment of the Orenburg oil and gas condensate field has been established. The structure of the stress field of the Central Dome of the field was built and areas of geodynamic instability were identified.

**Keywords:** nonlinear geodynamics, stress fields, stress-free state of the medium, Orenburg oil and gas condensate field.

**Р**азвитие геодинамических процессов происходит в направлении сохранения неустойчивого равновесия, метастабильного состояния. Неизбежность тех или иных преобразований среды имеет строго событийно-пространственную привязку, проявляющуюся в виде геологических особенностей.

Изучение геодинамического состояния геосфер является одним из основных научно обоснованных прикладных направлений для прогнозирования напряженно-деформированного состояния среды на региональном и локальном уровнях. Процессы, составляющие и сопровождающие геодинамические явления, протекают не в изолированной системе, а в полях напряжений Земли разных рангов.

По данным Н.Н. Яхимовича и др. в районе Оренбургского вала основной срыв происходил по границе фундамента и залегающих в ядре вала сильно дислоцированных пород ордовика, причем в сторону северного крыла вала надвиг выкручивается и переходит во взброс; следующая поверхность срыва приурочена к подошве кунгурских солей.

Наблюдаемое уменьшение мощности всех горизонтов можно связывать с условиями некомпенсированного прогибания, сжатия или растяжения в полях напряжений разных рангов [1].

Изменение векторов поля напряжений разных рангов определяет процессы, происходящие в земной коре. На изменение геодинамического состояния реагирует флюидная система по всей толще осадочного чехла в пределах действия векторов определенного ранга. Напряженно-деформированное состояние Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) обуславливает развитие флюидодинамических процессов в объеме всей структуры. В условиях изменения векторов поля напряжений определяется геодинамический режим, который контролирует флюидодинамику осадочного чехла ОНГКМ на всех уровнях (региональном, зональном, локальном, скважинном). В динамике флюидного режима залежей находит отражение неустойчивое напряженно-деформированное состояние земной коры, зоны пересечения векторов совпадают в плане проявления с участками геодинамических аномалий.

В процессе исследования геодинамической ситуации Центрального купола ОНГКМ установлены зоны геодинамической активности и определены участки относительной неустойчивости по степени напряженно-деформированного состояния среды в полях напряжений разных рангов, которые расположены в направлении векторов главных максимальных и минимальных напряжений разных уровней.

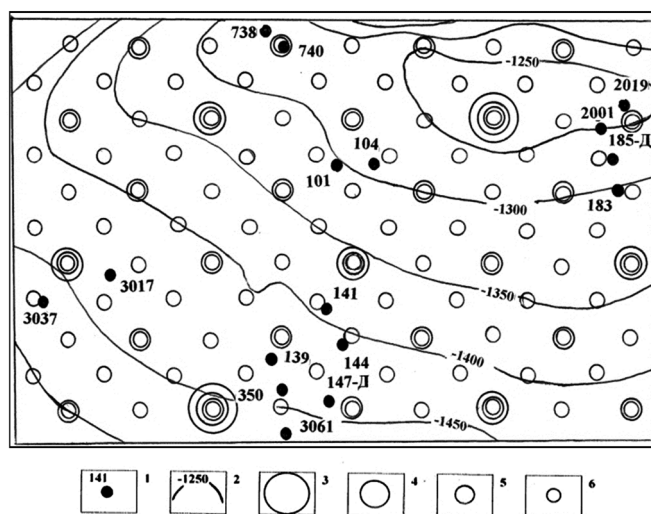


При изменении направлений векторов поля напряжений происходит кратковременное изменение макроструктуры трещиноватости в продуктивной толще, связанное с образованием новых линейных зон трещиноватости, по которым устремляется флюид, находящийся под более высоким давлением и резкая смена направления флюидопотоков.

Таким образом, зная структуру и направление вектора поля напряжений каждого точечного источника земной коры, можно говорить о направлении диффузных потоков ее газожидких компонентов.

Модель ОНГКМ представляется как массивно-пластовая. Газоконденсатная залежь, связанная с толщей сакмаро-артинских продуктивных отложений, приурочена к западному и центральному куполам. По типу массивная, но участками переходящая в пластовую, другими словами массивная с элементами пластовой за счет того, что участками подошва пласта располагается выше ВНК. В литологическом отношении отложения, слагающие залежь, представлены известняками, в верхней части участками значительно сульфатизированными и доломитизированными.

В результате исследований по изучению закономерности делимости земной коры и геодинамических явлений разных масштабных уровней была построена структура поля напряжений Центрального купола Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) и установлены участки геодинамической неустойчивости (рис. 1).



**Рисунок 1** – Центральный купол ОНГКМ. Карта-схема геодинамического состояния геолого-геофизической среды (масштаб 1: 50 000): 1 – скважины, вскрывшие продуктивные отложения; 2 – изогипсы кровли артинского яруса ( $P_1^{art}$ ); Участки геодинамической неустойчивости и возможного возникновения вертикальных движений: 3 – на глубине 10082,4 метров; 4 – на глубине 5041,2 метров; 5 – на глубине 2520,6 метров; 6 – на глубине 1260,3 метров

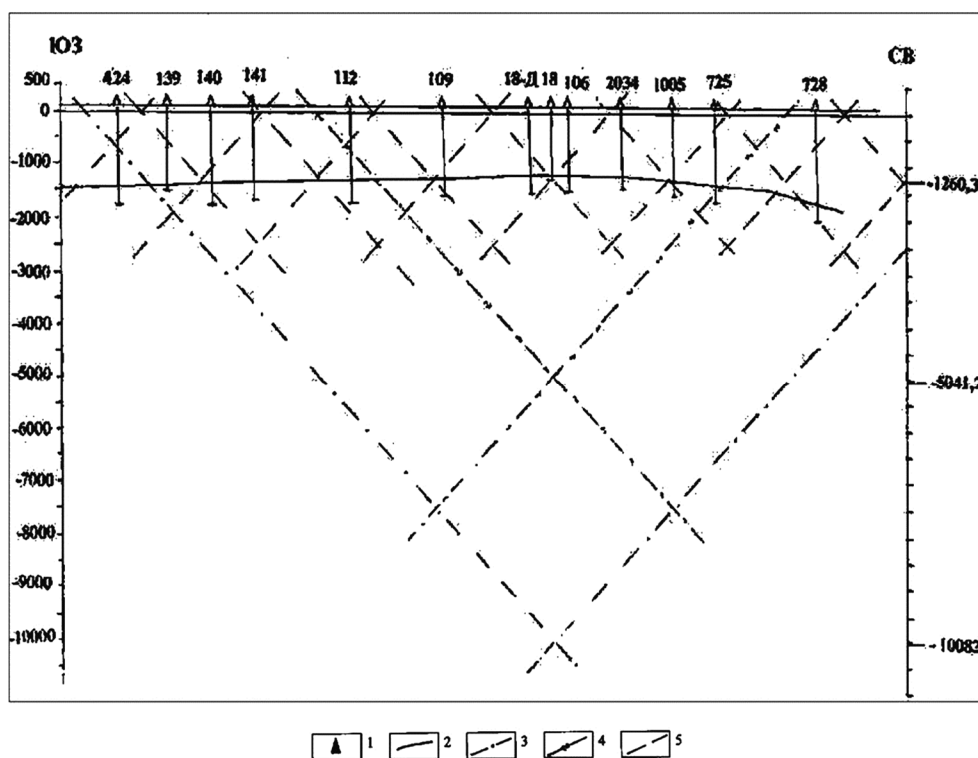
Залежи находятся под воздействием векторов поля напряжений разных рангов, именно поэтому разработка продуктивной залежи сопряжена с различными осложнениями, вызванными значительной неоднородностью распределения проницаемости и пористости залежи, многослойностью слагающих ее горных пород.

Это обуславливает разное поведение извлечения углеводородов по скважинам, ведущей к неравномерному отбору углеводородов по толще пласта и, как следствие, избирательному прорыву воды в залежь с последующим макрозащемлением углеводородов за фронтом вторгающейся воды, выпадением конденсата, парафинов, смол, асфальтенов и т.д.

Общепринятые методы разработки позволяют решать эти проблемы на макроуровне – в масштабе пласта или залежи.

Структура поля напряжений, построенная на ОНГКМ свидетельствует о том, что Центральный купол сформирован в условиях действия преимущественно восходящего вектора с глубины более 10 км. На рисунке 2 представлена двумерная структура поля напряжений в векторном отображении.

Определены подсистемы главной системы напряжений более низких порядков, приуроченных к глубинам 2520; 1260,3; 630,15; 315; 157,5; 78,76 метров и т.д., и нулевой отметке относительно уровня моря. Области между участками пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений являются наиболее благоприятными для аккумуляции углеводородов геодинамическими ловушками. Самыми благоприятными для локализации газа являются отложения на глубине 1575,3 метров, между точками пересечений максимальных и минимальных векторов поля напряжений, действующих одновременно на одном уровне, но с разных глубин, что подтверждается исследованиям ГИС. На этой же глубине, на основе имеющейся информации, установлено, что, контролируемые векторами, геодинамически активные зоны характеризуются повышенной трещиноватостью. Особенности флюидодинамики залежей ОНГКМ имеют сходство с поведением флюидного режима геологических структур, исследованных ранее [2, 3].



**Рисунок 2** – Центральный купол ОНГКМ. Двумерная модель структуры поля напряжений:  
 1 – скважины; 2 – кровля артинского яруса ( $P_1^{art}$ ); векторы касательных напряжений, действующих с глубин:  
 3 – 10082 м; 4 – 5041 м; 5 – 1260,3 м

Определены участки неустойчивости среды, которые расположены в направлении векторов главных максимальных и минимальных напряжений разных уровней. В этих направлениях возможно растекание газа и переток его по латерали не только в пределах продуктивных пластов, но, вероятно, и за их пределы. На рассматриваемой территории, наиболее ослабленные проницаемые зоны расположены в северо-восточном, северо-западном, юго-восточном и юго-западном направлениях. При достаточной величине сил подвергающиеся их воздействию породы вначале деформируются без разрыва сплошности, а в случае превышения их прочности разрушаются. Особенности деформации определяют несколько факторов: прочность породы, зависящая от литологического состава, общего давления, глубины залегания отложений, присутствие флюидов, различие по величине максимального и минимального главных напряжений.

Изучая поведение микротрещин К. Шольц показал, что при низких давлениях происходит скольжение вдоль уже существующих ослабленных зон до некоторой критической точки (около 60 % прочности породы на излом), после чего происходит разрыв.

В полях напряжений разных рангов в пределах Центрального купола ОНГКМ установлены области геодинамической неустойчивости, приуроченные к областям пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений. Участки пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений формируют и контролируют геодинамически активные зоны, с ними связаны вертикальная и горизонтальная миграция газа. При испытании ряда скважин, пробуренных на нефтяную оторочку, и в результате гидрогеологических исследований было установлено, что пластовое давление намного ниже первоначального природного, которое было в недрах до разработки ОНГКМ, что подтверждает установленную вертикальную гидродинамическую взаимосвязь всех горизонтов подсолевых карбонатных отложений.

В точках пересечения главных векторов разных рангов в поле напряжений возможно не только изменение литологического состава горных пород, но и вмещающегося в них флюида. Именно в этих участках, в условиях нелинейности и высокой тензочувствительности происходит возрастание и снижение порово-трещинного давления флюидов.

Влиянием изменений направлений векторов в поле напряжений можно объяснить сложное, резко меняющееся, строение галогенно-сульфатной толщи иренского горизонта кунгурского яруса, присутствие на площади и большую изменчивость калганской толщи, значительные региональные изменения мощностей отдельных толщ и несогласное залегание отложений перми, карбона, девона.

Результаты проведенных исследований позволяют установить геодинамические обстановки и прогнозировать их на малоизученных участках. В пределах геодинамически активных локальных участков земной коры происходит изменение прочностных свойств горных пород на уровне измене-



ния коллекторских свойств, где происходит разрядка тектонических напряжений, порой приводящая к повышению трещиноватости.

*Работа выполнена в рамках государственного задания «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № FMME-2022-0004, 122022800270-0.*

#### Список литературы:

1. Яхимович Н.Н., Денцкевич И.А., Кутеев Ю.М. Основные направления, перспективы и задачи геологоразведочных работ на нефть и газ Оренбургской области // Отечественная геология. – 1996. – № 6. – С. 21–27.
2. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Структурно-геодинамический метод выявления закономерностей геологического строения (на примере объектов нефтегазового комплекса) // Естественные и технические науки. – 2021. – № 10 (161). – С. 131–139.
3. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Структурирование геологической среды на различных уровнях организации // Актуальные проблемы нефти и газа: Науч. сет. изд. 2018. – № 1 (20). – 15 с. – URL : <http://www.oilgasjournal.ru>

#### List of references:

1. Yakhimovich N.N., Dentskevich I.A., Kuteev Y.M. Main directions, prospects and tasks of geological exploration for oil and gas in the Orenburg region // Otechestvennaya geologiya. – 1996. – № 6. – P. 21–27.
2. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Structural-geodynamic method of revealing patterns of geological structure (on the example of objects of oil and gas complex) // Natural and Technical Sciences. – 2021. – № 10 (161). – P. 131–139.
3. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Structuring of geological environment at different levels of organization // Actual problems of oil and gas: Nauch. set. izd. 2018. – № 1 (20). – 15 p. – URL : <http://www.oilgasjournal.ru>



УДК 550.8.01

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ «ПЕТРОСЕЙС» ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН УГЛЕВОДОРОДОНАСЫЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЧАРКАБОЖСКОЙ СВИТЫ ПЕСЧАНООЗЁРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### THE USE OF THE «PETROSEIS» TECHNOLOGY TO PREDICT THE ZONES OF HYDROCARBON SATURATION OF THE DEPOSITS OF THE CHARKABOZHSKAYA FORMATION OF THE PESCHANOZERSKY DEPOSIT

**Курочкин Александр Григорьевич**

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

**Калайдина Галина Вениаминовна**

кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры анализа данных и искусственного интеллекта,  
Кубанский государственный университет  
gkalaidina@yandex.ru

**Золотухина Анастасия Евгеньевна**

старший лаборант  
кафедры геофизических методов поисков и разведки,  
Кубанский государственный университет  
nastasiya\_x@mail.ru

**Аннотация.** Продуктивные отложения чаркабожской свиты приурочены к средней ее части и генетически связаны с развитием речной палеосистемы. Коллектора залежей чаркабожской свиты относятся к сложным коллекторам порового типа. Необходимость доразведки целевого объекта определялась результатами бурения. Для решения данной задачи прогнозирования зон углеводородонасыщения для нижнетриасового комплекса отложений чаркабожской свиты использовалась технология «Петросейс», основанная на решении задачи инверсии т-р сейсмограмм в параметры модели среды, что позволило оптимизировать бурение.

**Ключевые слова:** литологический состав, коллекторские свойства, прогноз, инверсия, коэффициент Пуассона, упругая инверсия.

**Kurochkin Alexander Grigoryevich**

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,  
Associate Professor of the Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
aleksankurochkin@yandex.ru

**Kalaidina Galina Veniaminovna**

Candidate of Physical and Mathematical sciences,  
Associate Professor of the Department of Data Analysis and Artificial Intelligence,  
Kuban State University  
gkalaidina@yandex.ru

**Zolotukhina Anastasia Evgenievna**

senior laboratory assistant  
of the Department of Geophysical Methods of Prospecting and Exploration,  
Kuban State University  
nastasiya\_x@mail.ru

**Annotation.** Productive deposits of the Charkabozhskaya formation are confined to its middle part and are genetically related to the development of the river paleosystem. The reservoir of deposits of the Charkabozhskaya formation belongs to complex reservoirs of the pore type. The need for additional exploration of the target object was determined by the results of drilling. To solve this problem of predicting hydrocarbon saturation zones for the Lower Triassic complex of deposits of the Charkabozhskaya formation, the «Petroseis» technology was used, based on solving the problem of inversion of t-p seismograms into the parameters of the medium model, which allowed to optimize drilling.

**Keywords:** lithological composition, reservoir properties, forecast, inversion, Poisson's ratio, elastic inversion.

Песчаноозёрское месторождение приурочено к Колгуевскому району Малоземельской колгуевской моноклинали, находящейся в крайней северо-западной части Печорской синеклизы и в современном структурном плане осадочного чехла занимает промежуточное положение между Ижма-Печорской впадиной и системой дислокаций Печоро-Колвинского авлакогена.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связывается с отложениями средней части чаркабожской свиты триасовой системы.

Продуктивные отложения генетически связаны с развитием речной палеосистемы. Вещественный состав пород коллекторов преимущественно песчанистые, в различной степени глинистые алевролиты с прослоями полимиктовых, мелко- и чаще среднезернистых слабосцементированных песчаников.

Коллекторы залежей чаркабожской свиты относятся к сложным коллекторам порового типа. Помимо сложного минерального состава, отмечается значительное содержание хлорита, монтморил-



лонита в глинистом цементе. Подавляющее большинство образцов имеют пористость от 20 до 26 %, изменяясь в пределах 5–32 %. Проницаемость меняется в пределах 0,001–529,3 мД. Плотность нефти – 0,7742 г/см<sup>3</sup>, плотность воды – 1,134 г/см<sup>3</sup>.

Сложность задачи доразведки данного месторождения для интервала целевого объекта – средней части чаркабожской свиты, применительно к конкретной обстановке разбуриваемого куста скважин в зоне ранее разбуренной скважины № 30, требует использования современных технологий прогнозной оценки геологического разреза.

Технология «Петросейс» обеспечивает изучение и прогнозирование геологического разреза с выделением и оценкой продуктивносатенных объектов через упругие параметры модели среды, получаемые из сейсмической информации 2D-3D МОГТ. При этом извлекаются различные монопараметры, упруго-деформационные характеристики и комплексные параметры [1].

В основной своей части технология использует решение задачи инверсии многоканальных сейсмограмм отраженных продольных волн в параметры модели среды посредством использования направленных методов Монте-Карло.

Технология базируется на использовании т-р преобразования сейсмических данных с пластовой аппроксимацией модели среды, а также спектральных преобразований для оценки сейсмического сигнала и характера его поглощения в различных интервалах разреза.

Основным индикационным параметром с позиции свойств разреза и его нефтенасыщения является коэффициент Пуассона – безразмерный параметр, диапазон которого строго фиксирован и обеспечивает достаточно удобную кластерную форму представления в зависимости от литотипа и характера флюидонасыщения [2].

На рисунке 1 показан пример профильного представления разреза коэффициента Пуассона (б) в сравнении с исходным временным разрезом (а) по результатам обработки исследуемого объекта. Полученный результат наглядно иллюстрирует сложность распределения продуктивно насыщенных коллекторов нижнетриасового возраста, формируемых в условиях отложений (1, 3, 5) и глинисто-аргиллитовых интервалов (2, 4).

По результатам выполненной обработки куба данных получены схемы по трем уровням продуктивных песчано-алевролитовых коллекторов, разделенных глинисто-аргиллитовыми толщами.

Необходимо отметить «мозаичный» характер поведения флюидонасыщенных участков, в чем-то сохраняющий закономерности поведения при переходе от одного уровня к другому, но проявляющий свою специфику и закономерности распределения.

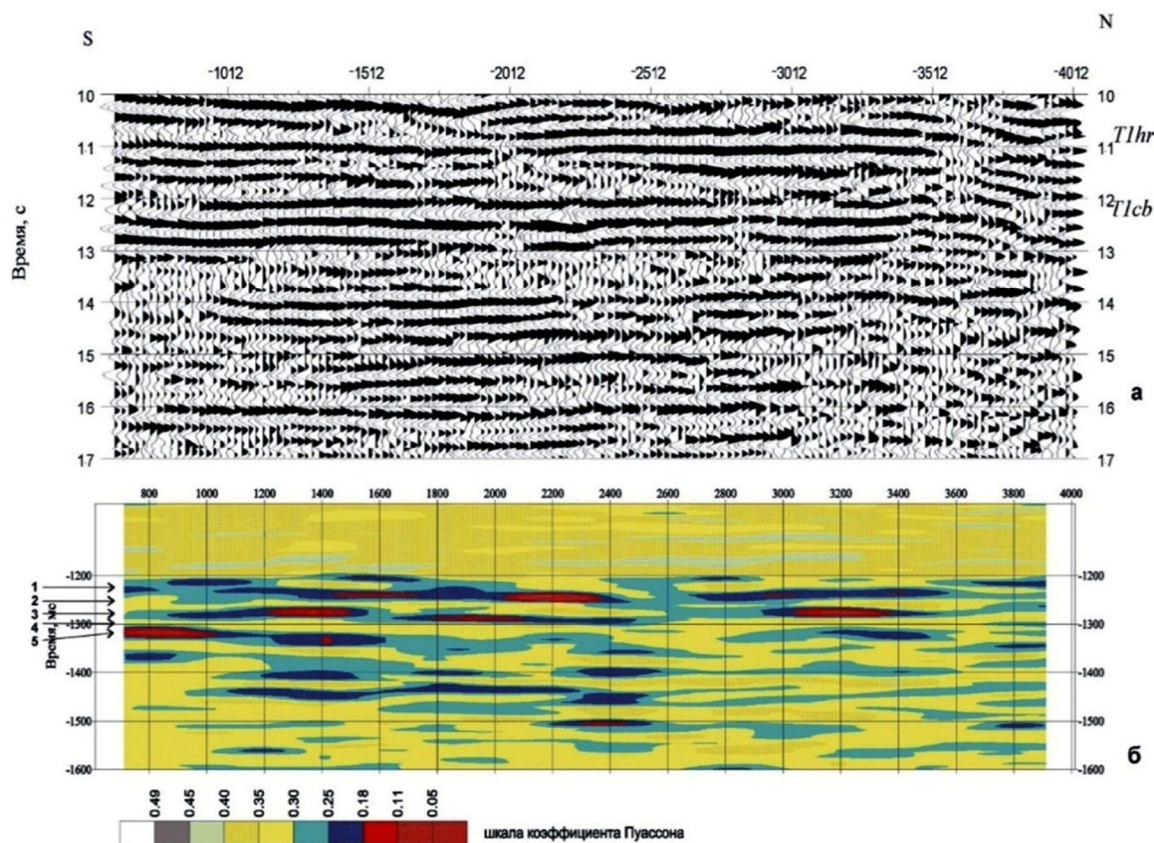


Рисунок 1 – Фрагмент временного разреза МОГТ (а) и фрагмент разреза коэффициента Пуассона (б)



Очевидно, что с переходом к подошвенной части продуктивной толщи чаркабожской свиты участки продуктивного насыщения сокращаются, при этом не только увеличивается область водонасыщенной части разреза, уменьшается и зона развития коллекторов, расширяются области глинизированного представления песчано-алевролитовых коллекторов.

Эффективность выполненной прогнозной оценки иллюстрируется представленными схемами распределения коэффициентов Пуассона и полученными результатами бурения (рис. 2).

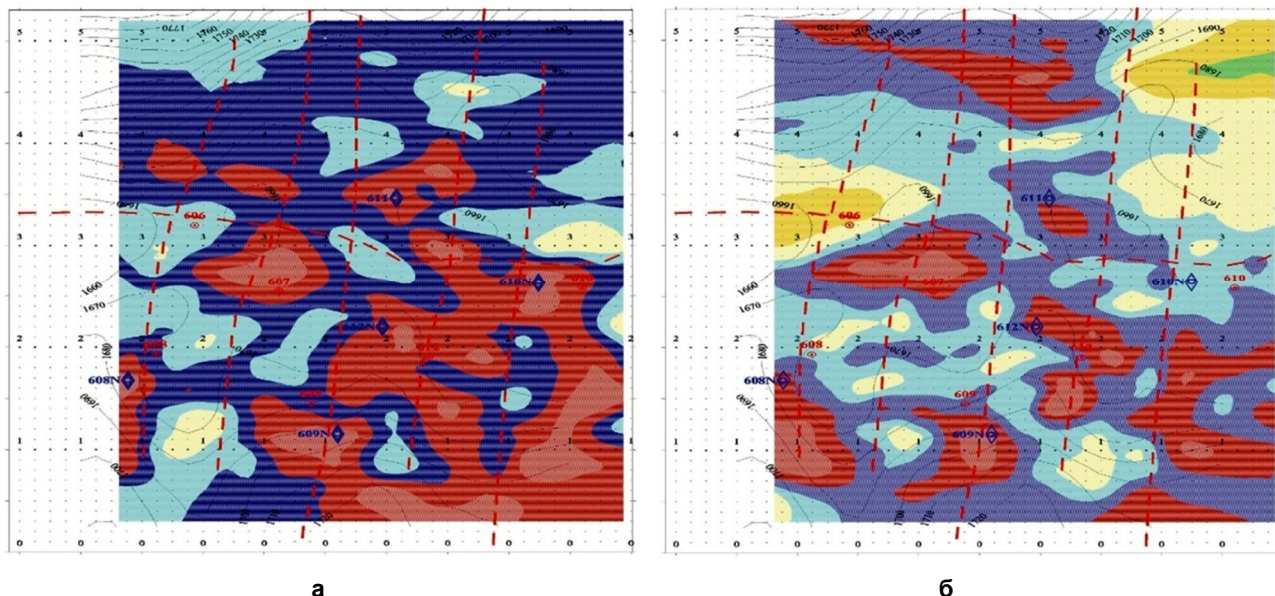


Рисунок 2 – Схема распределения коэффициента Пуассона по первому (а) и третьему (б) интервалам

**Список литературы:**

1. Курочкин А.Г., Борисенко Ю.Д., Калайдина Г.В. Технология «Петросейс» – теория и практика использования // Геофизика. Спец. выпуск «Технологии сейсморазведки I». – 2002. – С. 121–125.
2. Курочкин А.Г., Борисенко Ю.Д., Калайдина Г.В. Изучение упругих и геодинамических свойств геологического разреза с применением технологии «Петросейс» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 8. – С. 33–39.

**List of references:**

1. Kurochkin A.G., Borisenko Yu.D., Kalaidina G.V. Technology «Petroseis» – theory and practice of use // Geophysics. Special issue «Seismic Survey Technologies I». – 2002. – P. 121–125.
2. Kurochkin A.G., Borisenko Y.D., Kalaidina G.V. Study of elastic and geodynamic properties of geological section with application of Petroseis technology // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2012. – № 8. – P. 33–39.





УДК 553(551.782)(447.75)

## ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВ ПОИСКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЕ ЮГО-ЗАПАДНОГО КРЫМА

### FORECASTS FOR OIL AND GAS DEPOSITS PROSPECTS IN THE SHELF ZONE OF THE SOUTH-WESTERN CRIMEA

**Лысенко Виталий Иванович**

кандидат геологических наук,  
доцент кафедры география океана,  
Филиал Московского государственного университета  
им. М.В. Ломоносова в г. Севастополь  
niagara\_sev@mail.ru

**Аннотация.** Целью исследований являлся анализ данных геологических и геофизических работ для обоснования перспектив поисковых работ на нефть и газ в шельфовой зоне Юго-Западного Крыма. Установленные в метанолитах оксфорда (hydrocarbon seeps-carbonates) содержания метана, этана, пропана и следов нефти являются прямыми поисковыми признаками месторождений углеводородов. Они подтверждаются современными процессами дегазации метана в бухте Ласпи и на склоне Форосского выступа. Анализ данных тектонического строения, результатов геологических и геофизических исследований региона позволяют сделать вывод о высокой вероятности обнаружения месторождений нефти и газа в шельфовой зоне Юго-Западного Крыма.

**Ключевые слова:** метан, нефть, метанолиты, антраконит, антраксолит, карбонаты просачивания углеводородов.

**Lysenko Vitaly Ivanovich**

Ph in Geology, Associate Professor  
of the Department of Ocean Geography,  
Lomonosov Moscow State University,  
the branch in Sevastopol  
e-mail: [niagara\\_sev@mail.ru](mailto:niagara_sev@mail.ru)

**Annotation.** The purpose of the research was to analyze the data of geological and geophysical works to substantiate the prospects for prospecting for oil and gas in the shelf zone of the South-Western Crimea. The contents of methane, ethane, propane and traces of oil found in hydrocarbon seeps-carbonate are direct search signs of hydrocarbon deposits. They are confirmed by modern processes of methane degassing in Laspi Bay and on the slope of the Foros ledge. Analysis of the data of the tectonic structure, the results of geological and geophysical studies of the region allow us to conclude that there is a high probability of discovering oil and gas fields in the shelf zone of the South-Western Crimea.

**Keywords:** methane, petroleum, methanolites, anthraconite, anthraxolite, hydrocarbon seeps-carbonates.

Представления о единственном генезисе формирования месторождений нефти и газа на разных стадиях катагенеза за счет углеводородов из осадочного комплекса нефтематеринских пород уходит в прошлое. Новые данные о процессах углеводородной глубинной дегазации Земли ставят под сомнение биогенный генезис образования нефти и газа большинства месторождений [4, 5, 20]. Абиогенная природа образования углеводородов требует иных подходов к поисковым работам и признакам нефтегазоносности [1, 23]. Это требует переоценки геологических перспектив, ранее изученных регионов Крыма. Новыми критериями наличия месторождений нефти и газа являются следы процессов углеводородной дегазации недр, тектоническое строение региона и геодинамическая активность зон разломов [2, 9]. Изученные автором метанолиты оксфорда [16], в английской литературе получили название «карбонаты просачивания углеводородов» («hydrocarbon seeps-carbonate») [28, 34, 35]. Они встречаются во всех океанах вблизи выходов газовых струй углеводородов, поэтому многие исследователи считают, что находки «карбонатов углеводородного просачивания» являются признаком нахождения рядом на глубинах крупных месторождений нефти и газа [28, 33]. Результаты наших работ по изучению метанолиты оксфорда, новые данные геологии геофизики, позволяют пересмотреть перспективы находок углеводородов в шельфовой зоне Юго-западной части Крыма.

Целью данных исследований является анализ геологических и геофизических признаков для обоснования перспектив поисковых работ на нефть и газ в шельфовой зоне Юго-западного Крыма.

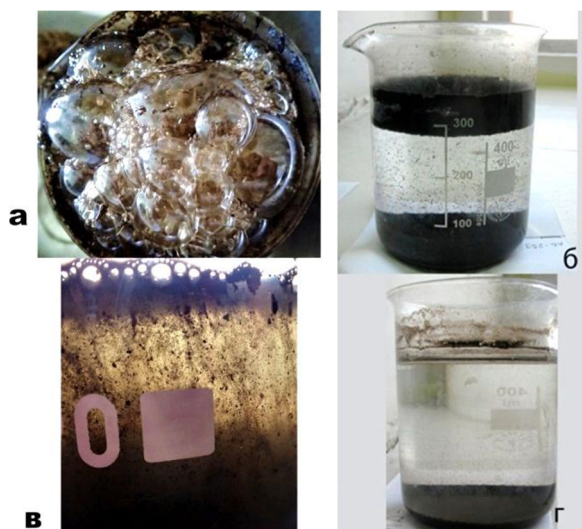
Одним из перспективных районов Крымского шельфа является Форосский выступ и территория залива Мегало – Яло. Геологическое своеобразие этого участка моря заключается в том, что он находится в зоне сочленения Горного Крыма и Черноморской впадины.

Одним из главных прямых признаков присутствия углеводородов в регионе является наличие терригенно-карбонатной толщи с включениями метанолиты оксфорда (рис. 1). Их генезис связан с переработкой углеводородных флюидов сообществом метанотрофных и метаногенных прокариот, поэтому они относятся к микробиолитам группы метанолитов [16]. Их современные аналоги карбонаты углеводородного просачивания встречаются на дне морей, которые являются крупными нефтегазоносными бассейнами (Северного моря, Мексиканского, Калифорнийского и Персидского заливов, в бассейнах Конго и Амазонки и других местах) [29, 31, 32, 33, 37].



**Рисунок 1** – Коричнево-чёрные метанолиты оксфорда цементированы кремевым карбонатным цементом. Обнажения мыса Сарыч.

Горизонты пород с метанолитами оксфорда встречаются в виде прерывистых прослоев на южном уступе Главной гряды Крымских гор от мыса Айя до горы Ат-Баш. Они характеризуются своеобразным цветом, морфологией, текстурой, минеральным составом, геохимией, газонасыщенностью, пропиткой нефтепродуктами и содержанием обломочного материала макро и микрофауны (рис. 1) [16]. При растворении их в кислоте на поверхности раствора образуется пленка легкой нефти, а на дне – черных тяжёлых битумов (рис. 2). Несмотря на их низкие концентрации, вещество характеризуется высоким нефтяным потенциалом, низкой степенью катагенеза и принадлежит к группе, не окислённой лёгкой нефти [16]. Подобные нефтепродукты встречаются у большинства современных «карбонатов просачивания» вблизи углеводородных сипов и грязевых вулканов [8, 27, 36].



**Рисунок 2** – Следы тяжёлой и лёгкой нефти при растворении карбонатного материала гераклитов в кислоте

Характерным свойством для метанолитов оксфорда является микро и макро пористость. Видимые пустоты занимают в некоторых образцах до 10 % поверхности скола породы. Поры заполнены метаном (3,3–5,4 г/т), этаном (0,0–0,8 г/т), углекислым газом (3,5–11,4 г/т), азотом (1,4–6,4 г/т) и сероводородом (0,016–0,9 г/т). Концентрация газа составляет от 8,0 до 17,4 г/т (табл. 1) [16].

Наличие следов нефти, метана и других углеводородов в метанолитах оксфорда является указанием на прямые поисковые признаки на нефть и газ, а азот и сероводород – на косвенные.

Дополнительно на процессы углеводородной палеодегазации в прибрежной зоне региона указывают находки антраколита в магматических породах и зон прожилков антраконита в изверженных породах верхнего триаса и средней юры [14, 15]. Их образование связано с постмагматическими гидротермальными флюидами, в которых присутствовали углеводороды. Наиболее интенсивно эти процессы происходили в районах Тесельского палеовулкана, Леменского эффузивного блока и выходов субвулканических тел у поселка Форос и Мелас (ЮБК). На поверхности Тесельского палеовулкана и Леменского эффузивного блока антраконит наблюдается в виде многочисленных жил и прожилков, а также в миндалинах лавовых потоков [14, 15]. Редко, встречаются прожилки антраколита в магматических породах. Дополнительным подтверждением активности углеводородной дегазации в позднем



триасе, является наличие на поверхности лав Тесельского палеовулкана сульфидно-карбонатных гидротермально-бактериальных построек. Они сложены в основном антраконитом [14].

**Таблица 1** – Состав газов во флюидах метанолитов оксфорда по данным масс-спектрометрического химического анализа

№ пробы	Место отбора	Краткое описание породы	Компоненты флюидов (% содержания) / концентрация в $n \cdot 10^{-6}$ г/т						$\Delta P_{па}$	$C_{H_2O_4}$ об. $10^{-4}$ %	$\Sigma n \cdot 10^{-6}$ , г/т
			CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	H <sub>2</sub> S			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛВ-30-А	м. Сарыч	Серо-черный метанолит	28,9	22,8	45,8	–	–	2,5	0,13	17,5	8,2
			3,5	1,4	3,3			0,016			
ЛВ-131	м. Сарыч	Серо-черный метанолит	67,1	20,4	7,7	3,9			0,2	–	16,9
			11,4	3,4	1,3	0,6					
ЛВ-136	Хр Сюая	Метанолит	22,4	36,8	31,0	4,6		5,2	0,33	32,6	17,4
			3,9	6,4	5,4	0,8	0,9				

*Примечание:* масс-спектрометрический анализ выполнен аналитиком Б.Е. Сахно (масс-спектрометр МСХ-3А), под руководством заведующего отделом геохимии глубинных флюидов ИГГК НАН Украины д.г.н. И.М. Наумко.

Прожилковая минерализация антраконита отмечается в мраморовидных известняках титонского яруса. Они приурочены к зоне дробления, которая ориентирована под углом 30–60° к слоистости толщи (рис. 3). Прожилки антраконита занимают секущее положение в зоне. Они имеют линзовидное строение, а их мощность от 0,2 до 2,0 см. Зона с минерализацией антраконита имеет прерывистое строение и её удалось проследить от Ай –Петри до мыса Сарыч.



**Рисунок 3** – Прожилки черного антраконита в зоне дробления мраморовидных известняков титонского яруса

Описанный карбонатный материал от позднего триаса до верхней юры создан за счет углеводородных флюидов, которые имеют глубинный генезис. Их эндогенную природу подтверждают результаты исследования геохимии, изотопного состава углерода и флюидов, а также наличие тяжелых нефтепродуктов [2]. Поступление углеводородных флюидов происходило в периоды мезозойской складчатости Горного Крыма, поднятие которого связано с расширением земной коры [18]. Из-за отсутствия в разрезах береговых обрывов ЮБК пород мела и кайнозоя, нет данных о процессах дегазации в этот период.

В наше время выходы струй метана обнаружены на склонах Форосского выступа и в бухте Ласпи [12, 26, 27]. На склоне Форосского выступа пузырьковая деятельность была выявлена с помощью геофизических методов [26]. Драгами были подняты с этого места обломки бактериальных карбонатных построек, которые подтвердили современные процессы дегазации в этом регионе. Предположение о глубинной природе дегазации, позволили сделать находки наростов трубок бактериальных карбонатных строений на эффузивных породах [27].

В бухте Ласпи площадки с сипами впервые были обнаружены на подводном береговом склоне в интервале глубин 1,5–2,0 метров [12]. Выходы газа приурочены к Ласпинскому разлому [13]. Геофизическими методами на продолжении разломной зоны было найдено еще несколько площадок на глубинах от 10,0 до 25,0 метров. В прибрежной части бухты Ласпи начитывается от восьми до два-



дцати струйных выходов газа. Они характеризуются некоторой периодичностью и непостоянными объемами выбросов флюидов. Дебит сипов изменяется от 8 до 23 мл в минуту (12–33 л/сутки) [13]. Флюиды характеризуются не постоянным составом газа. В нем присутствуют следующие газы ( %): метан (55,7–60,4); этан (0,96–1,03); бутан (0,0019–0,002); азот (9,62–23,61); кислород (4,76–8,96); углекислый газ (0,23–0,34); сероводород и гелий (0,43–1,19). Метан и этан характеризуются тяжелым изотопным составом углерода от  $-43,2$  до  $-35,22^{0/00}$  [13]. На глубинную природу дегазации в бухте Ласпи указывают следующие факты: приуроченность выходов пузырьков газа к тектонической зоне; непостоянные объемы и состав флюидов; наличие гелия и тяжелый изотопный состав углерода. Углеводородная дегазация имеет значительный временной интервал и продолжается в наше время.

На интенсивные динамические и вулканические процессы в Юго-западной части Крыма указывают результаты изучения вулканогенно-терригенной толщи верхнего альба [10, 11]. Ее породы слогают Балаклавскую котловину и континентальный склон Форосского выступа [11, 27]. Толща состоит из туфового, глинистого и карбонатного (враконского) горизонтов [10, 11]. Туфовый горизонт образован материалом трех эксплозивных выбросов, общий объем которых больше материала извержения Кракатау [11]. Это позволяет предположить, что центр альбского вулканизма связан с кальдерами, которые обладают значительными размерами. Они имеют блочное строение, а отдельные их блоки опущены больше километра. Результаты изучения аллотигенного материала туфовой доказывают, что их центры извержения находятся на заливе Мегало-Яло или на Форосском выступе. Рама вулкана сложена породами протерозойской или палеозойской складчатости [11]. Центры вулканизма приурочены к пересечению глубинных разломов и, возможно, являются своеобразными мантийными окнами для восходящих потоков углеводородной дегазации [11].

Многие исследователи считают, что геологические структуры Горного Крыма имеют западное и южное продолжение под уровнем Черного моря [18]. Это подтверждается наличием гравитационных и магнитных аномалий [17]. О сложном геологическом строении шельфовой части Форосского выступа, свидетельствует геологическое строение прибрежной зоны ЮБК. Это подтверждают результаты изучения петрографического состава конгломератов оксфордского яруса в береговых обрывах залива Мегало-Яло, а также анализ вулканогенно-терригенных отложений верхнего альба Балаклавской котловины [10, 11]. Этот обломочный и эксплозивный материал представлен магматическими, метаморфическими и осадочными породами протерозойского, палеозойского и мезозойского возрастов [11]. Их состав подтверждает, что фундамент в шельфовой зоне имеет гетерогенное строение, возможно, это связано с пересечением зон меридионального Криворожско-Скадовско-Евпаторийского и широтного Южнобережного глубинных разломов [7, 21, 22, 24, 25]. По данным глубинного сейсмического зондирования они нарушают поверхность Мохоровичича и своими корнями уходят глубоко в мантию [21]. Предполагаемая зона пересечения глубинных разломов характеризуется аномальным тепловым потоком [6], современной сейсмической активностью [19] и сопровождается многочисленными вертикальными и горизонтальными участками разуплотнения пород [21]. Можно предположить, что именно эти зоны являются современными каналами дегазации углеводородов из недр.

При дешифрировании космических снимков Юго-западного Крыма в шельфовой зоне были выявлены кольцевые структуры [11]. Не исключено, что некоторые из них приурочены к палеокальдерам альбского вулканизма. Их предполагаемые жерла находятся в заливе Мегало-Яло и на шельфе Форосского выступа, а положение в пространстве определяется сеткой разломов, сопровождающих Криворожско-Скадовско-Евпаторийский авлакоген [21, 22].

Предполагаемое геологическое строение шельфовой зоны подтверждают результаты геофизических работ по изучению глубинного строения Форосского выступа методом геополяритонного зондирования (ГПЗ) во время 27 рейса НИС «Владимир Паршин» [3]. Исследования показали, что Форосский выступ сложен слоистой толщей вулканитов, которая разбита разломами на отдельные блоки. Были выделены жерла полевулканов, вокруг которых находятся погребенные кальдеры [3]. По характеру записи нелинейного геополяритонного поля выделены многочисленные вертикальные и горизонтальные зоны повышенной пористости, которые геофизики относят к вертикальным каналам доставки и хранения углеводородов из недр. Результаты обработки данных ГПЗ позволяют предполагать, что вблизи разломных зон разгрузки находятся газовые скопления, а на удалении и глубже – нефтяные [3].

Геолого-тектоническое строение территории и последние результаты геофизических работ изучения Форосского выступа позволяют сделать прогноз на наличие крупных месторождений нефти и газа в зоне шельфа Юго-западного Крыма. Кроме косвенных признаков продуктов углеродной палеодегазации, прямыми указаниями на наличие месторождений являются присутствие нефти и углеводородов в метанолитах оксфорда, а также присутствие метана в флюидах бухты Ласпи и Форосского выступа.

### Список литературы:

1. Багдасарова М.В. Современные гидротермальные системы и их связь с формированием месторождений нефти и газа. – В кн.: Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – М. : Наука, 2000. – С. 100–115.



2. Валяев Б.Н. Угледородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М. : ГЕОС, 2011. – С. 10–32.
3. Геофизические исследования в 27-м рейсе НИС «Владимир Паршин» в Черном море / В.П. Коблев [и др.] // Геофизический журнал. – 2007. – Т. 29. – № 2. – С. 167–178.
4. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. – Киев : Наукова думка, 1984. – 176 с.
5. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинные разломы и дегазация Земли // Тектоническое развитие земной коры и разломы. – М. : Наука, 1979. – С. 257–267.
6. Кутас Р.И. Геотермические условия зон газовыделения и грязевого вулканизма в Черном море // Геология морей и океанов. – 2007. – Т. 4. – С. 108–110.
7. Лебедев Т.С., Боллюбак К.А. Строение земной коры Горного Крыма и впадины Чёрного моря по данным гравиметрических исследований // Глубинное строение Кавказа. – М. : Наука, 1966. – С. 147–155.
8. Леин А.Ю. Потоки метана из холодных метановых сипов Черного и Норвежского морей: количественные оценки // Геохимия. – 2005. – № 4. – С. 438–453.
9. Летников Ф.А., Заечковский Н.А., Летникова А.Ф. К вопросу о геохимической специализации глубинных высокоуглеродистых систем // ДАН России. – 2010. – Т. 433. – № 3. – С. 374–377.
10. Лысенко В.И. Новые данные о валунах Балаклавской котловины (Юго-Западный Крым) // Геологический журнал. – Киев, 2003. – № 4. – С. 40–47.
11. Лысенко В.И. Новые данные о составе аллотигенного материала альбских туфов Балаклавкой котловины (юго-западный Крым) // Геологический журнал. – Киев, 2005. – № 4 – С. 22–27.
12. Лысенко В.И., Шик Н.В. Современные процессы образование карбонатов, связанных с углеводородной дегазацией в бухте Ласпи (Южный берег Крыма) // Пространство и Время. – М., 2013. – № 2(12). – С. 151–158.
13. Лысенко В.И., Шик Н.В. Состав флюидов современной дегазации и процессы карбонатной цементации в пляжной зоне бухты Ласпи (Южный берег Крыма) // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2015. – Т. 90. – № 1. – С. 81–89.
14. Лысенко В.И. Лавовые палеопотоки триасового вулканизма в Юго-западной части Горного Крыма // Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология, издательство Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского (Симферополь). – 2019. – Т. 5(71). – № 3. – С. 304–325.
15. Лысенко В.И. Характеристика вулканической толщи верхнего триаса в Юго-западной части Горного Крыма // Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология, издательство Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского (Симферополь). – 2019. – Т. 5(71). – № 4. – С. 230–253.
16. Лысенко В.И. Генезис и палеогеографические условия образования метанолитов оксфорда (юго-западный Крым) // Труды Карадагской научной станции им. Т.И.Вяземского – природного заповедника РАН, издательство Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Карадагская научная станция им. Т.И.Вяземского – природный заповедник РАН» (Феодосия). – 2019. – № 4(12). – С. 17–55.
17. О природе магнитных аномалий в Черноморско впадине / Е.Г. Мирлин [и др.] // Изв. АН СССР. Серия геологическая. – 1972. – № 9. – С. 35–43.
18. Муратов М.В. Краткий очерк геологического строения Крымского полуострова. – М. : ГМТИ геологии и охраны недр, 1960. – 208 с.
19. Пустовитенко Б.Г., Мержей Е. А. К прогнозу ожидаемых сейсмических воздействий от сильных землетрясений Крыма // Доповіді Національної академії наук України. – 2014. – № 5. – С. 102–109.
20. Севостьянов К.М. Происхождение нефти и газа в промышленных масштабах в земной коре. – М., 1999. – 91 с.
21. Соллогуб Н.В. Структура земной коры Горного Крыма по данным ГСЗ // Геофизический сборник. – 1977. – Вып. 77. – С. 24–30.
22. Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. Результаты глубинного сейсмического зондирования // Строение земной коры Центральной и Юго-Восточной Европы. – К. : Наукова думка, 1971. – С. 116–182.
23. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти // Горные ведомости. – 2013 а. – Ч. 1. – № 6(109). – С. 6–19; Горные ведомости. – Ч. 2. – 2013 б. – № 7(110). – С. 6–19.
24. Углов Б.Д., Осипов Г.В., Маловицкий Я.П. Гидромагнитная съёмка (Западной части Черноморской впадины). – В кн.: Строение западной части Черноморской впадины. Верхняя мантия. № 10. – М. : Наука, 1972. – С. 191–196.
25. Чекунов А.В. Структура земной коры и тектоника юга европейской части СССР. – Киев : Наукова думка, 1972. – 175 с.
26. Глубинная природа газовых факелов западной части Черного моря по результатам геофизических исследований / Е.Ф. Шнюков [и др.] // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2005. – № 1. – С. 70–82.



27. Шнюков Е.Ф., Щербаков Е.Е., Шнюкова Е.Е. Палеоостровная дуга севера Черного моря. – Киев, 1997. – 287 с.
28. Aharon P. Geology and biology of modern and ancient submarine Hydrocarbon seeps and vents: an introduction // *Geo-Marine Letters*. – 1994. – V. 14(2). – P. 69–72.
29. Aharon P. Microbial processes and products fueled by Hydrocarbons at submarine seeps // *Microbial sediments*. Riding R.E. and Awramic S.M. (Eds). Springer – Verlag Berlin Heidelberg. – 2000. – P. 270–281.
30. Methane in the Baltic and North Seas and a reassessment of the marine emissions of methane / H.W. Bange [et al.] // *Global biogeochemical cycles*. – 1994. – V. 4. – P. 465–480.
31. Seep carbonates and preserved methane oxidizing archaea and sulfate reducing bacteria fossils suggest recent gas venting on the seafloor in the Northeastern South China Sea / D.F. Chen [et al.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2005. – V. 22. – P. 613–621.
32. Dando P.R., Austen M.C., Burke J. Ecology of a North Sea pockmark with an active methane seep // *Marine Ecology Progress Series*. – 1991. – V. 70. – P. 49–63.
33. Authigenic carbonates from methane seeps of the northern Congo fan: microbial formation mechanism / D. Feng [et al.] // *Marine Petroleum Geology*. – 2010. – V. 27. – P. 748–756.
34. Hathaway J.C., Degens E.I. Methane derived marine carbonate of pleistocene age // *Science*. – 1968. – V. 165. – P. 690–692.
35. Hinrichs K.U., Boetius A. The anaerobic oxidation of methane: new insights in microbial ecology and biogeochemistry // Springer. – 2002. – P. 457–477.
36. Mansour A., Sassen R. Mineralogical and stable isotopic characterization of authigenic carbonate from a hydrocarbon seep site, Gulf of Mexico slope: possible relation to crude oil degradation // *Marine Geology*. – 2011. – V. 281. – P. 59–69.
37. Authigenic carbonates derived from oxidized methane vented from the Makran accretionary prism of Pakistan / U. Von Rad [et al.] // *Marine Geology*. – 1996. – V. 136. – P. 55–77.

#### List of references:

1. Bagdasarova M.V. Modern hydrothermal systems and their relationship with the formation of oil and gas fields. – In book: *Fundamental basis of new technologies of oil and gas industry*. – M. : Nauka, 2000. – P. 100–115.
2. Valyaev B.N. Hydrocarbon degassing of the Earth, geotectonics and the origin of oil and gas // *Earth degassing and the genesis of hydrocarbon fluids and deposits*. – M. : GEOS, 2011. – P. 10–32.
3. Geophysical Surveys in the 27-th cruise of the R/V «Vladimir Parshin» in the Black Sea / V.P. Korablev [et al.] // *Geophysical Journal*. – 2007. – V. 29. – P. 167–178.
4. Krayushkin V.A. Abiogenic–mantle genesis of oil. – Kiev : Naukova Dumka, 1984. – 176 p.
5. Kropotkin P.N., Valyaev B.M. Depth faults and degassing of the Earth // *Tectonic development of the Earth crust and faults*. – M. : Nauka, 1979. – P. 257–267.
6. Kutas R.I. Geothermal Conditions of Gas Release Zones and Mud Volcanism in the Black Sea // *Geology of Seas and Oceans*. – 2007. – VOL. 4. – P. 108–110.
7. Lebedev T.S., Bolyubak K.A. The Earth Crust Structure of the Crimean Mountains and the Black Sea Depression on the data of gravimetric studies // *Deep Structure of the Caucasus*. – M. : Nauka, 1966. – P. 147–155.
8. Lein A.Yu. Methane Flows from Cold Methane Siphons of Black and Norwegian Seas: Quantitative Estimations // *Geochemistry*. – 2005. – № 4. – P. 438–453.
9. Letnikov F.A., Zaiczkowski N.A., Letnikova A.F. To a question on geochemical specialization of deep high–carbon systems // *DAN of Russia*. – 2010. – V. 433. – № 3. – P. 374–377.
10. Lysenko V.I. New Data on Boulders of Balaklava Basin (Southwestern Crimea) // *Geological Journal*. – Kyiv, 2003. – № 4. – P. 40–47.
11. Lysenko V.I. New Data on the Composition of the Allotigenic Material of Albian Tuffs of the Balaklava Basin (South–Western Crimea) // *Geological Magazine*. – Kiev, 2005. – № 4 – P. 22–27.
12. Lysenko V.I., Shik N.V. Modern processes of formation of carbonates associated with coal–hydrocarbon degassing in Laspi Bay (Southern Coast of Crimea) // *Space and Time*. – M., 2013. – № 2(12). – P. 151–158.
13. Lysenko V.I., Shik N.V. Composition of modern degassing fluids and processes of carbonate cementation in the beach zone of Laspi Bay (Southern Coast of Crimea) // *Bulletin of the Moscow Society of Nature Testers. Department of Geology*. – 2015. – V. 90. – № 1. – P. 81–89.
14. Lysenko V.I. Lava paleofloods of Triassic volcanism in the Southwestern part of the Crimean Mountains // *Scientific Notes of the V.I. Vernadsky Crimean Federal University. Geography. Geology*, Publisher Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education Crimean Federal University V.I. Vernadsky (Simferopol). – 2019. – V. 5(71). – № 3. – P. 304–325.



15. Lysenko V.I. Characteristics of the Upper Triassic volcanic sequence in the Southwestern part of the Crimean Mountains // *Scientific Notes of the V.I. Vernadsky Crimean Federal University. Geography. Geology*, Publisher Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education Crimean Federal University. V.I. Vernadsky (Simferopol). – 2019. – V. 5(71). – № 4. – P. 230–253.
16. Lysenko V.I. Genesis and paleogeographic conditions of formation of oxford methanolites (Southwestern Crimea) // *Proceedings of the Karadag Scientific Station named after T.I. Vyazemsky. T.I. Vyazemsky – Nature Reserve of the Russian Academy of Sciences*, Publishing house of the Federal State Budgetary Institution of Science «Karadag Scientific Station named after T.I. Vyazemsky. T.I. Vyazemsky – Nature Reserve of the Russian Academy of Sciences» (Feodosia). – 2019. – № 4(12). – P. 17–55.
17. On the nature of magnetic anomalies in the Black Sea Depression / E.G. Myrlin [et al.] // *Izvest. Geological Series*. – 1972. – № 9. – P. 35–43.
18. Muratov M.V. Brief sketch of the geological structure of the Crimean Peninsula. – M. : State Institute of Geology and Mineral Resources Protection, 1960. – 208 p.
19. Pustovitenko B.G., Merzhey E.A. To forecast expected seismic effects from strong earthquakes of Crimea // *Dopovidy Natsional'noi akademii nauk Ukrainy*. – 2014. – № 5. – P. 102–109.
20. Sevostyanov K.M. Origin of oil and gas on an industrial scale in the Earth's crust. – M., 1999. – 91 p.
21. Sollogub N.V. Structure of the Earth's crust of the Gornyy Krym according to GSS data // *Geophysical Collection*. – 1977. – Issue. 77. – P. 24–30.
22. Sollogub V.B., Chekunov A.V. Results of Deep Seismic Sounding // *The Earth Crust Structure of Central and South–Eastern Europe*. – K. : Naukova Dumka, 1971. – P. 116–182.
23. Timurziev A.I. Modern state of the theory of origin and practice of oil prospecting: theses to the creation of scientific theory of forecasting and search for deep oil // *Gornyye vedomosti*. – 2013 a. – P. 1. – № 6(109). – P. 6–19; *Mining Vedomosti*. – P. 2. – 2013 b. – № 7(110). – P. 6–19.
24. Uglov B.D., Osipov G.V., Malovitsky Ya.P. Hydromagnetic Survey (Western Part of the Black Sea Depression). – In the book: *Structure of the Western Part of the Black Sea Basin. Upper Mantle*. № 10. – M. : Nauka, 1972. – P. 191–196.
25. Chekunov A.V. Structure of the Earth Crust and Tectonics of the South of the European Part of the USSR. – Kyiv : Naukova Dumka, 1972. – 175 p.
26. Deep Nature of Gas Flares of the Western Part of the Black Sea, based on the results of geophysical studies / E.F. Shnyukov [and others] // *Geology and Mineral Resources of the World Ocean*. – 2005. – № 1. – P. 70–82.
27. Shnyukov E.F., Shcherbakov E.E., Shnyukova E.E. Paleoisland Arc of the Northern Black Sea. – Kiev, 1997. – 287 p.
28. Aharon P. Geology and biology of modern and ancient submarine Hydrocarbon seeps and vents: an introduction // *Geo-Marine Letters*. – 1994. – V. 14(2). – P. 69–72.
29. Aharon P. Microbial processes and products fueled by Hydrocarbons at submarine seeps // *Microbial sediments*. Riding R.E. and Awramic S.M. (Eds). Springer – Verlag Berlin Heidelberg. – 2000. – P. 270–281.
30. Methane in the Baltic and North Seas and a reassessment of the marine emissions of methane / H.W. Bange [et al.] // *Global biogeochemical cycles*. – 1994. – V. 4. – P. 465–480.
31. Seep carbonates and preserved methane oxidizing archaea and sulfate reducing bacteria fossils suggest recent gas venting on the seafloor in the Northeastern South China Sea / D.F. Chen [et al.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2005. – V. 22. – P. 613–621.
32. Dando P.R., Austen M.C., Burke J. Ecology of a North Sea pockmark with an active methane seep // *Marine Ecology Progress Series*. – 1991. – V. 70. – P. 49–63.
33. Authigenic carbonates from methane seeps of the northern Congo fan: microbial formation mechanism / D. Feng [et al.] // *Marine Petroleum Geology*. – 2010. – V. 27. – P. 748–756.
34. Hathaway J.C., Degens E.I. Methane derived marine carbonate of pleistocene age // *Science*. – 1968. – V. 165. – P. 690–692.
35. Hinrichs K.U., Boetius A. The anaerobic oxidation of methane: new insights in microbial ecology and biogeochemistry // Springer. – 2002. – P. 457–477.
36. Mansour A., Sassen R. Mineralogical and stable isotopic characterization of authigenic carbonate from a hydrocarbon seep site, Gulf of Mexico slope: possible relation to crude oil degradation // *Marine Geology*. – 2011. – V. 281. – P. 59–69.
37. Authigenic carbonates derived from oxidized methane vented from the Makran accretionary prism of Pakistan / U. Von Rad [et al.] // *Marine Geology*. – 1996. – V. 136. – P. 55–77.



УДК 550.837

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКОВ

### USE OF GEOPHYSICAL SURVEY DATA TO STUDY THE STRUCTURE OF LANDSLIDE SITES

**Сайганов Алексей Андреевич**

директор,  
ООО «Краснодарспецгеофизика»

**Шкирман Наталья Петровна**

руководитель отдела геофизических исследований,  
ООО «Краснодарспецгеофизика»,  
доцент кафедры геофизики,  
Кубанский государственный университет  
nshkirman2012@ya.ru

**Аннотация.** В данной статье на примере одного из участков работ (южный берег Крыма) приведены результаты статистической обработки данных геофизических исследований – электротомографии. Полученные материалы позволили получить двумерные и трехмерные цифровые модели, уточнить локализацию изучаемых объектов по площади и по глубине, что может быть использовано при проектировании инженерно-технических защитных мероприятий.

**Ключевые слова:** геофизические исследования, электротомография, профильные разрезы, кривых  $R_k$ , двумерные и трехмерные цифровые модели, статистические оценки параметров разреза.

**Sayganov Aleksey Andreevich**

Director,  
Krasnodarspetsgeofizika LLC

**Shkirman Natalia Petrovna**

Head of the Department of Geophysical Research,  
Krasnodarspetsgeofizika LLC,  
Associate Professor of the Department of Geophysics,  
Kuban State University  
nshkirman2012@ya.ru

**Annotation.** In this article, on the example of one of the sites of work (the southern coast of the Crimea), the results of statistical processing of data from geophysical studies – electrotomography are given. The materials obtained made it possible to obtain two-dimensional and three-dimensional digital models, to clarify the localization of the studied objects by area and depth, what can be used in the design of engineering and technical protective measures.

**Keywords:** geophysical research, electrotomography, profile sections, curves  $R_k$ , two-dimensional and three-dimensional digital models, statistical and estimates of section parameters.

**Краткая характеристика участка.** В 2021 году предприятием ООО «Краснодарспецгеофизика» был выполнен комплекс инженерно-геофизических исследований на территории санатория «Алупка» МВД России. В административном отношении участок работ находится в Республике Крым, в пгт. Парковое, г. Ялта (рис. 1). Согласно карте геоморфологического районирования Крыма участок расположен у подножья южного склона Главной гряды, полностью приурочен к Кучук-Койской оползневой системе и является частью крупного оползневого тела, в пределах которого в результате возможно проявление оползневых процессов.



Рисунок 1 – Схема расположения территории исследований

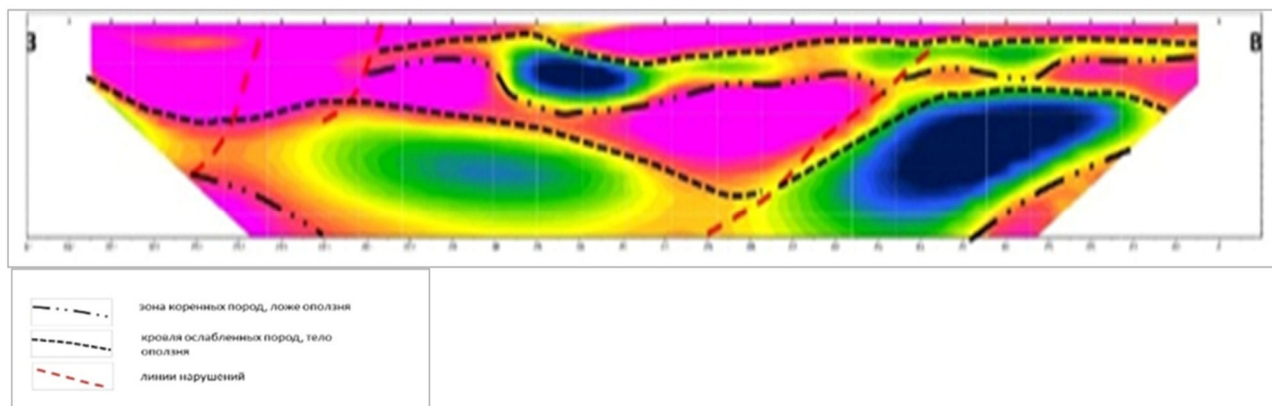




**Методика работ.** При проведении инженерно-геофизических исследований была поставлена задача изучения тела оползня, включая определение его планового положения и оценку мощности.

В зоне скольжения, являющейся основной структурной единицей оползневого тела, практически всегда отмечается резкое изменение петрофизических параметров, но степень этого изменения зависит от уровня деформации и переработки горных пород. Зависимость электрических характеристик пород от их состава, структуры и водно-физических свойств является основой для изучения оползневых участков с помощью методов электроразведки [1]. Анализ материалов, полученных методом электротомографии, являющегося одной из технологий электроразведки, позволил выделить зоны ослабления в теле оползня, связанные с изменением литологического состава и влажности пород.

Для изучения тела оползня на участке исследований были отработаны шесть электроразведочных профилей общей протяженностью 925 метров. По каждому профилю получен комплект геоэлектрических разрезов, включающий поле наблюдаемых кажущихся сопротивлений, поле расчетных кажущихся сопротивлений и разрез сопротивлений, полученный на основе решения обратной задачи, инверсии (рис. 2).



**Рисунок 2** – Пример геоэлектрического разреза ЭТ с нанесенными границами зон коренных и зон ослабленных пород

**Анализ полученных материалов.** Полученные геоэлектрические разрезы характеризуют 2D-распределение величины удельного электрического сопротивления, которые отображают неоднородную структуру геологического разреза как по латерали, так и по вертикали. Однако исходные 2D-модели демонстрируют лишь интегральную картину, при этом многие детали планового распределения и особенностей внутреннего строения предполагаемых оползневых тел остаются не освещенными.

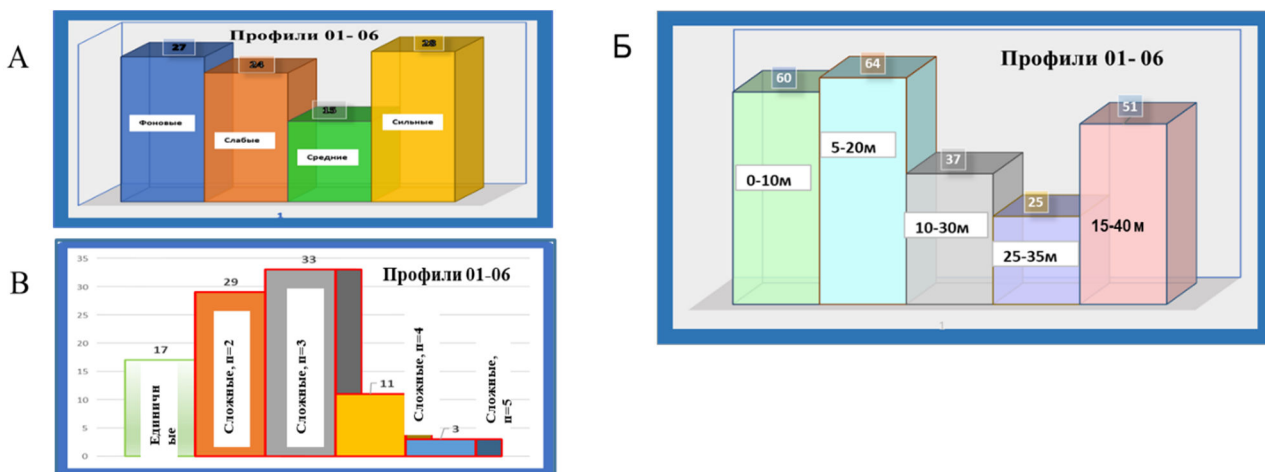
С целью детализации строения указанных объектов по каждому из профилей были построены графики  $R_k = f(H)$ , представляющие собою глубинно-пластовые параметрические модели строения изучаемого геологического разреза. Визуальный анализ полученных кривых  $R_k(H)$  показал, что дифференциация кривых как по латерали (по  $X$ ), так и по вертикали (по  $H$ ) довольно существенна.

На данном участке в рамках инженерно-геологических изысканий было выполнено бурение 52-х колонковых скважин глубиной 13,0 метров. Поэтому полученные по отдельным профилям графики  $R_k(H)$  были сопоставлены с разрезами колонковых скважин, пробуренными в пределах участка (52 скважины). Целью такого сопоставления являлось определение степени соответствия параметрических разрезов геологическим, а также оценка электрических характеристик отдельных инженерно-геологических элементов.

С целью систематизации и ранжирования выделенных аномалий весь массив данных  $R_k(H)$  был проанализирован по ряду признаков: интенсивности (величине) аномалий  $R_k$ ; глубине проявления аномалий  $R_k$ ; типу (форме) кривых  $R_k$ . При этом весь диапазон значений  $R_k$  при ранжировании по интенсивности условно был разделен на четыре класса значений: «фоновые», «слабые», «средние», «сильные» (рис. 3).

Полученный на основе классификации обобщенный «портрет» наблюдаемых аномалий, отображающий предполагаемое тело оползня, выглядит следующим образом: тело оползня отображается совокупностью «сильных» и «слабых» аномалий на фоне очень слабых по интенсивности значений и может проявляться в интервалах глубин 0–10м, 5–20м и 15–40м. Чаще всего аномалии, отображающие тело оползня, являются по форме «сложными» (состоящими из 2-х или 3-х элементов), реже простыми, «единичными» (рис. 3).

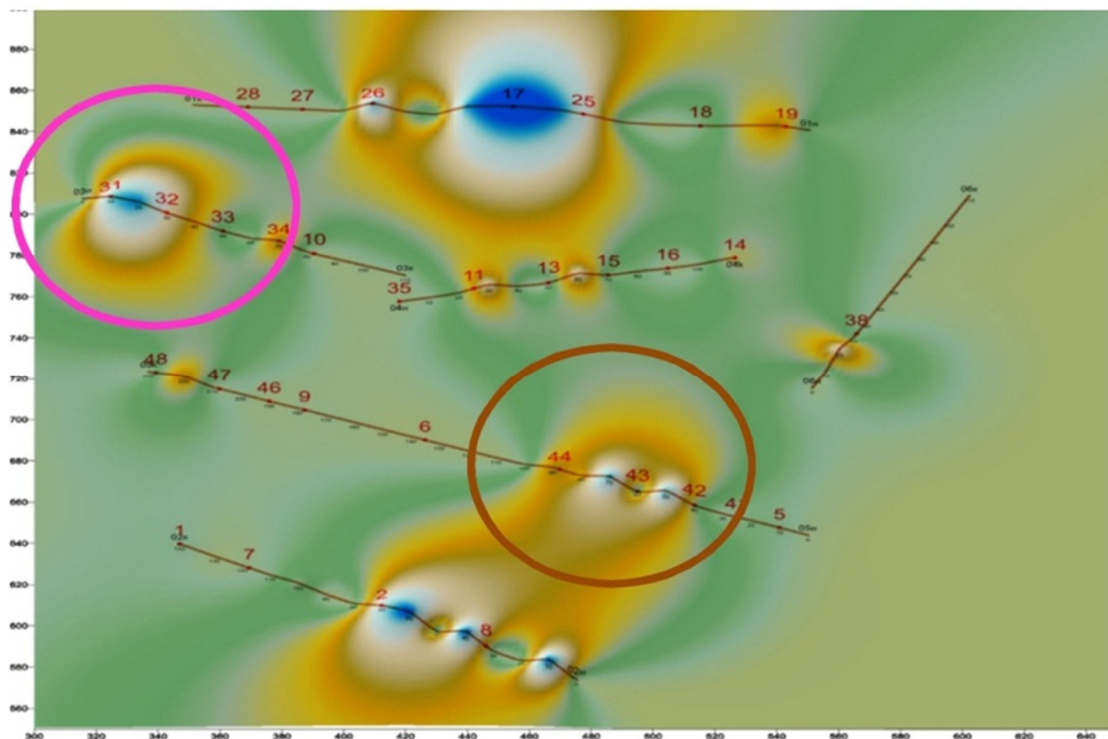
Немного истории. Кучук-Койская оползневая система, к которой приурочен участок исследований, впервые была зафиксирована в 1786 г. Оползневые породы Кучук-Койской системы представлены суглинисто-щебнистыми отложениями с глыбами известняков и смешанными пачками пород коренной основы общей мощностью около 30–40 м [2], что полностью подтверждается данными бурения и свидетельствует о том, что вышеназванная система представляет собой довольно сложную совокупность оползней, характеризующуюся определенной цикличностью своей жизнедеятельности.



**Рисунок 3** – Гистограмма распределения параметра Rk по интенсивности (А), глубине проявления (Б) и по типу аномалий (В)

Построение 2D-моделей. Для уточнения планового положения тела оползня и его конфигурации были построены карты Rk, которые представляют собой площадные распределения указанного параметра в виде серии горизонтальных срезов на фиксированных отметках глубин. Полученные карты позволяют наглядно проследить изменение конфигурации и размеров тела оползня, ограниченно изолиниями повышенных и аномальных значений Rk на разных глубинных уровнях. Изменение конфигурации оползня, его положения и глубины проявления, на наш взгляд, является признаком его стадийности оползневого процесса, цикличности «жизни» как самого оползня в виде единого тела, так и в виде совокупности самостоятельных оползневых тел, характеризуется своим циклом развития.

Построение 3D-моделей. Полученные 3D-модели были использованы для сопоставления карт параметра Rk с положением оползня, установленным по результатам инженерно-геологических изысканий в юго-западной части участка. На рисунке 4 показано положение указанного оползня на параметрической карте 3D, ниже приведен фрагмент геологического разреза через скважины, освещающий картину внутреннего строения (рис. 5) этого оползня. Полученные 3D-модели демонстрируют вполне удовлетворительное совпадение планового положения объекта, полученного по данным ИГИ и геофизическим исследованиям.



**Рисунок 4** – Положение тела оползня, выделенного в поле 3D-карты. Цветными овалами выделены участки, соответствующие фрагментам геологических разрезов

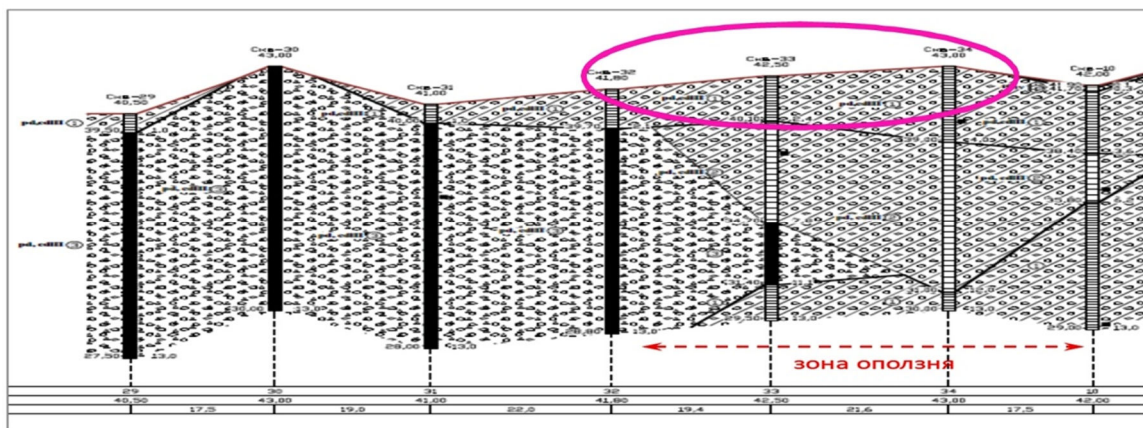


Рисунок 5 – Фрагмент геологического разреза через скв. №№ 31-32-33-34

Аналогичный пример совпадения планового положения параметрических аномалий и зон проявления оползня по данным бурения для восточного сектора участка (скв. №№ 42,44,45) приведен на рисунке 6.

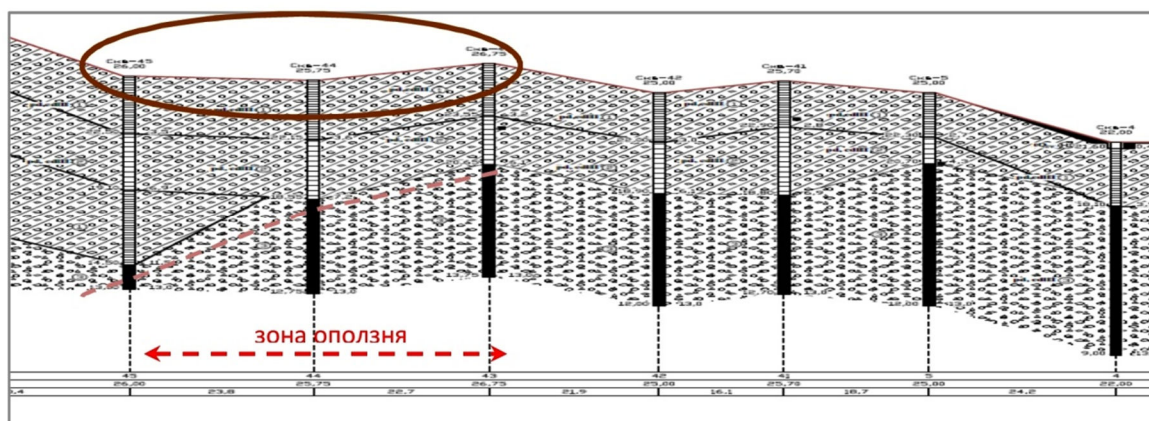


Рисунок 6 – Фрагмент геологического разреза через скв. №№ 42-44-45

**Выводы.** Использование данных электротомографии в сочетании с анализом глубинно-пластовых кривых  $R_k(H)$ , 2D и 3D-моделей позволило получить общую картину строения участка исследований с точки зрения наличия возможных оползней и уточнить их плановое положение, а также подтвердить положение тела оползня, намеченного по материалам инженерно-геологических изысканий.

**Список литературы:**

1. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики / Под ред. В.А. Богословского. – М. : Недра, 1990. – 502 с.
2. Ерыш И.Ф., Саломатин В.Н. Оползни Крыма. – Ч. 1. – Симферополь : «Апостроф», 1999. – 247 с.

**List of references:**

1. Ogilvi A.A. Osnovy inzhenernoi geofiziki / Edited by V.A. Bogoslovsky. – M. : Nedra, 1990. – 502 p.
2. Erysh I.F., Salomatin V.N. Landslides of Crimea. – Ch. 1. – Simferopol : «Apostrophe», 1999. – 247 p.



УДК 550.34

## ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ НЕОГЕНА

### EXPERIENCE IN THE USE OF MULTI-WAVE SEISMIC EXPLORATION FOR THE PREDICTION OF SHALLOW HYDROCARBON DEPOSITS IN NEOGENE SEDIMENTS

**Сайганов Алексей Андреевич**директор,  
ООО «Краснодарспецгеофизика»**Старикович Вячеслав Николаевич**ведущий программист,  
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»**Шкирман Наталья Петровна**руководитель отдела геофизических исследований,  
ООО «Краснодарспецгеофизика»,  
доцент кафедры геофизики,  
Кубанский государственный университет  
nshkirman2012@ya.ru

**Аннотация.** Достоверный прогноз залежей УВ требует сопоставления параметров сейсмических волн Р и S типов. Опыт проведения комплексных малоуглубинных сейсморазведочных работ был успешно использован при выявлении наличия газовых залежей в верхних интервалах разреза. Это обеспечило успех проектирования местоположения первой поисковой скважины и последующего сопровождения бурения.

**Ключевые слова:** малоуглубинные исследования, многоволновая сейсморазведка, залежи УВ, Краснодарский край.

**Sayganov Aleksey Andreevich**Director,  
Krasnodarspetsgeofizika LLC**Starikovich Vyacheslav Nikolaevich**Lead Programmer,  
JSC Krasnodarnerftegeofizika**Shkirman Natalia Petrovna**Head of the Department  
of Geophysical Research,  
Krasnodarspetsgeofizika LLC,  
Associate Professor of the Department  
of Geophysics,  
Kuban State University  
nshkirman2012@ya.ru

**Annotation.** A reliable forecast of hydrocarbon deposits requires a comparison of the parameters of seismic waves of P and S types. The experience of conducting complex shallow seismic surveys was successfully used in identifying the presence of gas deposits in the upper intervals of the section. This ensured the success of designing the location of the first exploratory well and the subsequent drilling support.

**Keywords:** shallow research, multi-wave seismic exploration, hydrocarbon deposits, Krasnodar region.

Весь многочисленный опыт использования сейсморазведки для прогнозирования залежей углеводородов показывает, что достоверное отождествление залежей требует сопоставления параметров сейсмических волн разных типов. Именно поэтому многоволновая сейсморазведка (МВС) в настоящее время по-прежнему остается наиболее надежным методом прогнозирования залежей УВ [1, 2].

В данной статье рассмотрено несколько примеров использования данных многоволновой сейсморазведки для выявления залежей УВ в терригенном разрезе неогена на ряде площадей Краснодарского края.

Именно благодаря таким работам, выполненным в западной части Краснодарского края, в 2000-х годах был выявлен ряд объектов в отложениях неогенового возраста. Все выявленные объекты характеризуются амплитудными аномалиями, связаны с локальными поднятиями, расположенными в условиях слабовыраженного антиклинального рельефа. Стратиграфический диапазон выявленных объектов охватывает отложения неогена от киммерия до чокрака.

Поскольку природа амплитудных аномалий может быть обусловлена рядом причин, таких как литологическое замещение, изменение коллекторских свойств пород или их УВ-насыщение, на разведочных площадях были выполнены работы по методике многоволновой сейсморазведки с регистрацией продольных (РР) и обменных (РS) волн.

Опыт проведения таких комплексных (двуволновых) малоуглубинных сейсморазведочных работ и полученные материалы были успешно использованы при выявлении наличия газовых залежей в верхних интервалах разреза для обеспечения проектирования местоположения первой поисковой скважины и последующего сопровождения бурения.

Возбуждение S-волн технически является более сложной задачей, чем возбуждение Р-волн, поэтому на практике был реализован более экономичный и доступный вариант МВС, основанный на возбуждении только Р-волн с одновременной регистрацией продольных и поперечных (обменных) волн различно ориентированными сейсмоприемниками.

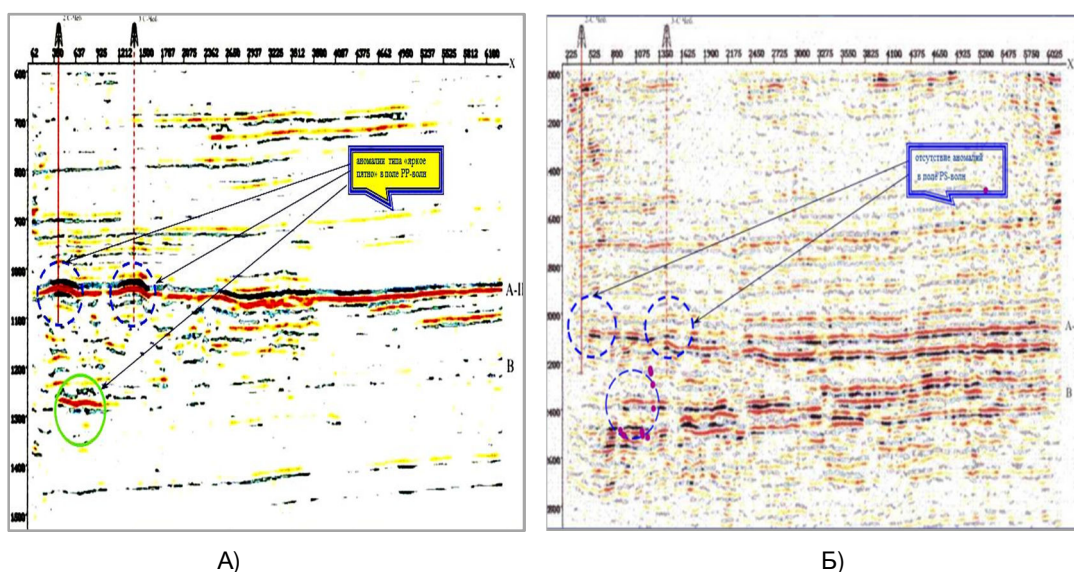


При выполнении полевых работ возбуждение колебаний осуществлялось с помощью группы вибраторов, состоящей из 4–5 единиц. Регистрация осуществлялась группами вертикальных (PP-волны) и горизонтальных (PS-волны) сейсмоприемников типа GS-20.

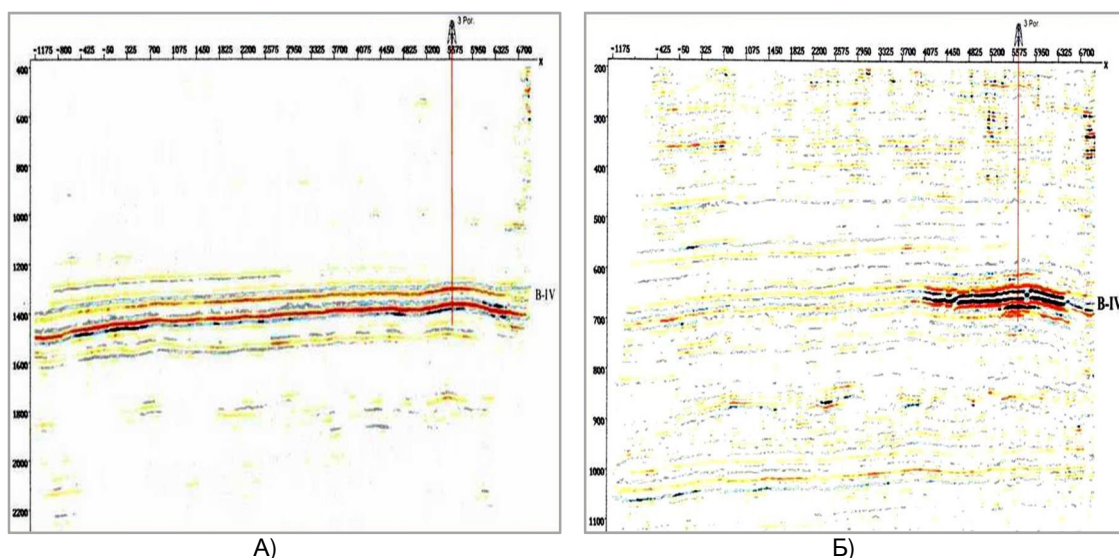
Комплексная интерпретация полученных материалов позволила в условиях преимущественно моноклинального залегания границ терригенного разреза определить природу наблюдаемых динамических аномалий и в каждом конкретном случае прогнозировать наличие либо отсутствие залежей УВ. По результатам работ был выявлен ряд перспективных объектов на Восточно-Чебургольском, Северо-Пригибском и других участках.

В последующем разработанная технология, направленная на обнаружение газовых залежей в отложениях неогена методами двуволновой сейсмики, была использована и на других площадях. Общий объем выполненных по этой методике наблюдений составил более 150,0 пог. км.

Анализ волновой картины, зарегистрированной на временных разрезах, показал, что выявленные в отложениях неогена объекты, оказались приуроченными к малоамплитудным структурным перегибам, характеризуются повышенными амплитудами PP-волн («яркие пятна») и сравнительно слабыми амплитудами PS-волн. Такие различия динамики волновых полей PP- и PS-волн позволили классифицировать выявленные объекты как газовые залежи, что на ряде площадей было подтверждено последующим бурением (рис. 1, 2).



**Рисунок 1** – А) Амплитудные аномалии в поле PP-волн, связанные с газовыми залежами в песчаниках понта (A-II) и меотиса (B); Б) Отсутствие амплитудной аномалии в поле PS-волн в интервале понта и меотиса. Пл. Северо-Чебургольская



**Рисунок 2** – А) Амплитудная аномалия в поле PP-волн, связанная с газовой залежью в песчаниках меотиса; Б) Отсутствие амплитудной аномалии в поле PS-волн в интервале меотиса (B-IV). Пл. Роговская



Одновременно с этим, структурные объекты, характеризующиеся амплитудными аномалиями как в поле продольных, так и в поле обменных волн, были отнесены к разряду литологических неоднородностей и далее как потенциальные залежи УВ не рассматривались.

Наиболее интересные материалы по результатам многоволновых наблюдений были получены на одном из нефтегазовых месторождений Краснодарского края, выбранном в качестве эталонного.

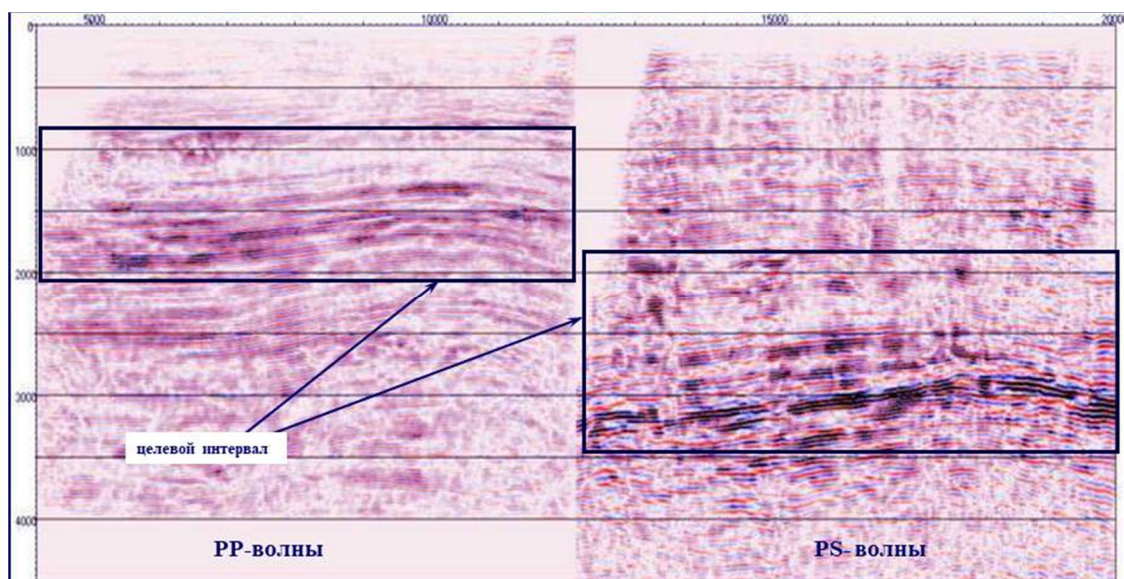
В пределах данного месторождения одновременно были выполнены многокомпонентные исследования ВСП в скважине и многокомпонентные наземные на наземном профиле протяженностью ~ 8,0 пог. км.

По форме эталонное месторождение представляет собою пологую брахиантиклиналь размерами 21,0×2,3 км. Промышленная нефтегазоносность этого месторождения связана с отложениями киммерия и понта (газовые залежи горизонтов I, Ia, II, III), а также меотиса (нефтяные залежи горизонтов IV–VII). Все залежи являются пластово-сводовыми, некоторые из них являются литологически экранированными. Ниже горизонта IV залегают песчаные горизонты V и VI, с которыми также связаны нефтяные залежи в меотисе небольшой мощности.

Основной задачей скважинных наблюдений ПМ ВСП являлось изучение влияния залежи на характеристики сейсмических волн. Наиболее полная система из 9 пунктов взрыва выполнена в скв. № 693 с диапазоном удалений от 100 до 2100 м.

На основании исследований ПМ ВСП было установлено, что для данной площади интервал нефтегазонасыщения в разрезе однозначно определяется уменьшением скоростей продольных волн ( $V_p$ ) на 20 %, аномальным увеличением параметра  $\gamma = V_s/V_p$  до 0,58–0,65 и более, увеличением коэффициента эффективного затухания и сужением ширины спектра.

В пределах эталонного месторождения был также отработан наземный профиль МОГТ-2D с использованием расстановок многокомпонентных приемников. Скв. № 693 приурочена к центральной части этого профиля. Характер волнового поля, в виде разрезов продольных и обменных волн, приведен на рисунке 3.



**Рисунок 3** – Временные разрезы продольных и обменных волн, полученные в пределах эталонного месторождения

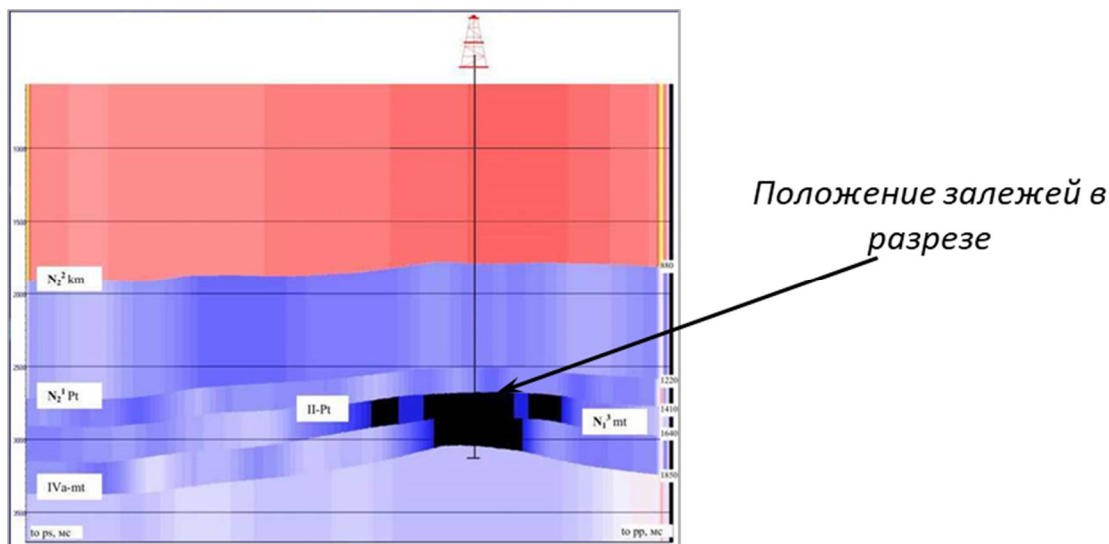
Для обработки материалов МВС был разработан пакет программ, предусматривающий реализацию полного графа обработки и интерпретации 3-х компонентных данных ВСП и многоволновой сейсморазведки 2D (автор Старикович В.Н.).

Обработка материалов МВС в профильном варианте предусматривает получение временных разрезов по продольным и обменным волнам с расчетом кинематических поправок по скоростям Р-волн (на падающем) и S-волн (на восходящем) луче.

Необходимая для расчета поправок двуволновая скоростная информация определяется путем переборов скоростей на падающем (Р-волна) и восходящем звене луча (S-волна). В остальном технология обработки данных МВС аналогична стандартной обработке, применяемой при обработке полевой информации, получаемой при наблюдениях ВСП и ОГТ. В процессе обработки временные расхождения между положением на разрезах продольных и обменных волн одних и тех же литостратиграфических комплексов компенсировались специальной программой временного масштабирования разрезов (рис. 3).



Обязательным моментом обработки многоволновых наблюдений является определение средних (предварительных) и интервальных (уточненных) значений параметра гамма ( $\gamma = V_s/V_p$ ) для целевых интервалов разреза. В нашем случае, поле параметра гамма, полученном на основе совместной интерпретации разрезов продольных и обменных волн, четко локализируются области газовой и нефтяной залежей в отложениях неогена, приуроченные к песчаникам II горизонта понтического яруса ( $t_0 = 1410\text{--}1640$  мс) и IV горизонта меотического яруса ( $t_0 = 1640\text{--}1850$  мс) (рис. 4).



**Рисунок 4** – Локализация нефтегазовых залежей понта и меотиса в поле параметра гамма

Представленные материалы наглядно демонстрируют возможности использования волновых полей различного типа для повышения надежности идентификации выявленных параметрических аномалий с предполагаемыми нефтегазовыми залежами, а также для отбраковки ложных аномалий, связанные с изменением литофациальных свойств пород.

**Список литературы:**

1. Лобусев А.В., Голь Е.М., Авдеев Н.С. Повышение эффективности геологической интерпретации за счет использования данных многоволновой сейсморазведки // NEFTEGAS. – 2018. – No 12 December.
2. Многоволновые сейсмические исследования / Под ред. Пузырева Н.Н. – Новосибирск : Наука, Сибирское отделение, 1987. – 215 с.

**List of references:**

1. Lobusev A.V., Gol E.M., Avdeev N.S. Improving the efficiency of geological interpretation through the use of multi-wave seismic data // NEFTEGAS. – 2018. – No 12, December.
2. Multiwavelength seismic studies / Ed. Puzyrev N.N. – Novosibirsk : Nauka, Sibirskoe otdelenie, 1987. – 215 p.



УДК 55

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАГАН-ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПРОГИБА

### PALEO GEOGRAPHIC CRITERIA FOR THE PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE KARAGAN-CHOKRAK DEPOSITS OF THE EASTERN PART OF THE TERSKO-CASPIAN TROUGH

**Соколов Денис Валерьевич**

геолог 1-ой категории  
отдела литолого-фациального анализа,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» г. Москва  
Denis.Sokolov@lukoil.com

**Шарафутдинов Вадим Фоатович**

д-р геол.-минерал. наук,  
начальник Отдела литолого-фациального анализа,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» г. Москва  
Vadim.Sharafutdinov@lukoil.com

**Энсон Кристина Вячеславовна**

канд. геол.-минерал. наук,  
главный специалист отдела литолого-фациального анализа,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» г. Москва  
Kristina.Enson@lukoil.com

**Аннотация.** Настоящая работа ставит себе целью осветить некоторые основные результаты изучения палеогеографии и седиментологии караган-чокракских отложений в пределах восточной части Терско-Каспийского передового прогиба.

**Ключевые слова:** среднмиоценовые отложения, клиноформы, палеогеографическая схема, Терско-Каспийский прогиб.

**Sokolov Denis Valerevich**

Category 1 petroleum Geologist  
of the Department of lithofacies analysis,  
LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow  
Denis.Sokolov@lukoil.com

**Sharafutdinov Vadim Foatovich**

Doctor of Geology and Mineralogy,  
Head of the Department of lithofacies analysis,  
LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow  
Vadim.Sharafutdinov@lukoil.com

**Enson Kristina Vyacheslavovna**

Ph. D., Chief Specialist of the Department  
of lithofacies analysis,  
LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow  
Kristina.Enson@lukoil.com

**Annotation.** The present work aims to highlight some of the main results of the study of paleogeography and sedimentology of the karagan-chokrak deposits within the eastern part of the Tersk-Caspian forward trough.

**Keywords:** Middle Miocene deposits, clinofolds, paleogeographic maps, Tersko-Caspian trough.

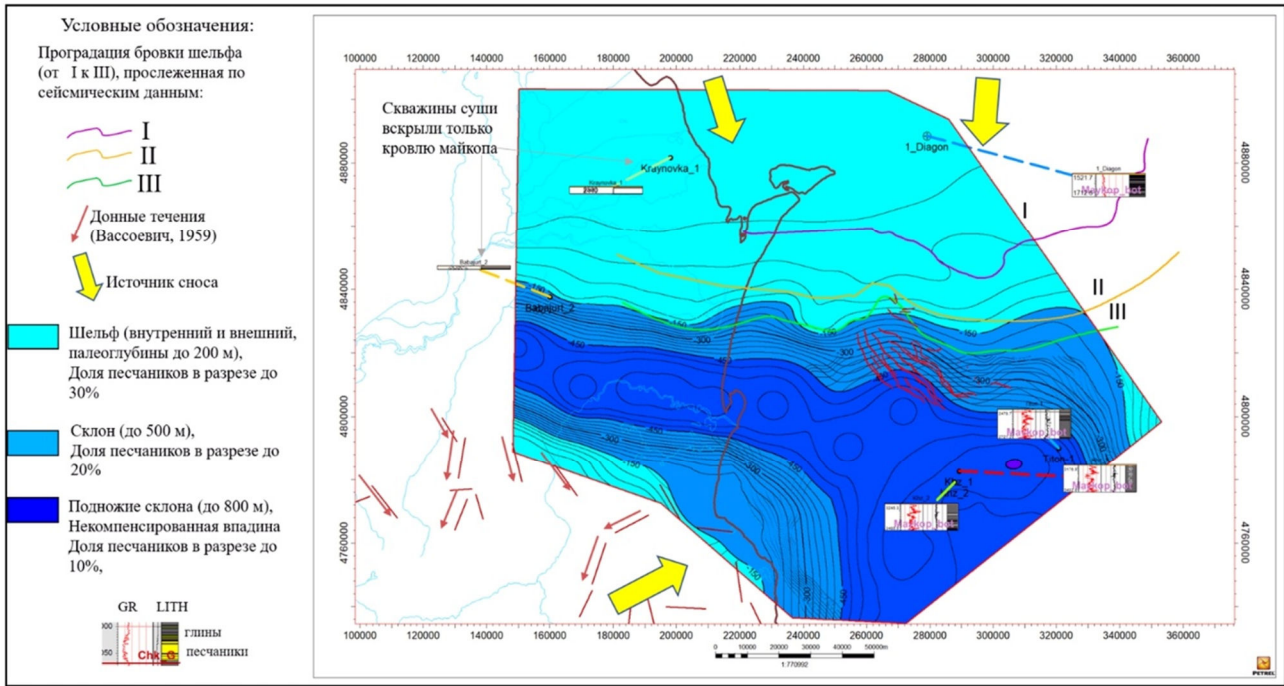
Перспективность среднмиоценовых отложений обосновывается региональной нефтегазоносностью и высокой продуктивностью карагано-чокракских песчаников на месторождениях Предкавказья. К настоящему времени, открытые в начале прошлого века залежи нефти практически выработаны, однако эти отложения продолжают оставаться интереснейшим для поисков нефти объектом изучения. Высоки возможности формирования в них литологических и тектонически экранированных ловушек.

В майкопское время помимо Кавказского острова важный источник сноса располагался в пределах Русской платформы, территория которой представляла собой обширный шельф, с «депоцентрами» проградации шельфа и перехода в склон с лавинной седиментацией. В районе морских скважин Хазри и Титон разрез майкопа не превышает 250 м и представлен глинами некомпенсированного прогиба, наиболее песчаные разрезы представлены в скважинах Русский Хутор, Бабаюрт, Крайновка (рис. 1).

Чокракские отложения Дагестана представляют собой осадки морского бассейна с несколько пониженной соленостью (сравнимой с соленостью современного Черного моря). Караганские слои отлагались в более опресненном бассейне, более пресном, чем воды современного Каспия. И в чокракских и в караганских алевролитах и песчаниках наблюдаются одни и те же текстуры – мелко-волнистая косая слоистость, потоковая односторонне-наклонная с многочисленными следами размыва, различные знаки ряби. Весьма характерны текстуры подводного оползания и олистостромообразования, что особенно масштабно проявилось в раннечокракское время.

Источником сноса, с одной стороны являлся Кавказ, но главным источником являлся юг Русской платформы, что видно по направлению развития клиноформ, увеличению грубости зерна к северу, увеличению окатанности кварца с севера на юг, выклиниванию песчаников в северном направлении, минералогическому составу, чуждому Кавказу и близкому платформенным породам. Основное течение, шедшее с северо-востока, разветвлялось на две части: грозненская ветвь отправлялась на юго-запад, дагестанская – на юго-восток. При приближении к Кавказскому острову эти течения становились менее устойчивыми и сильными, появлялись противотечения, которые усложняли впоследствии картину в некоторых районах [1, с. 121–135].

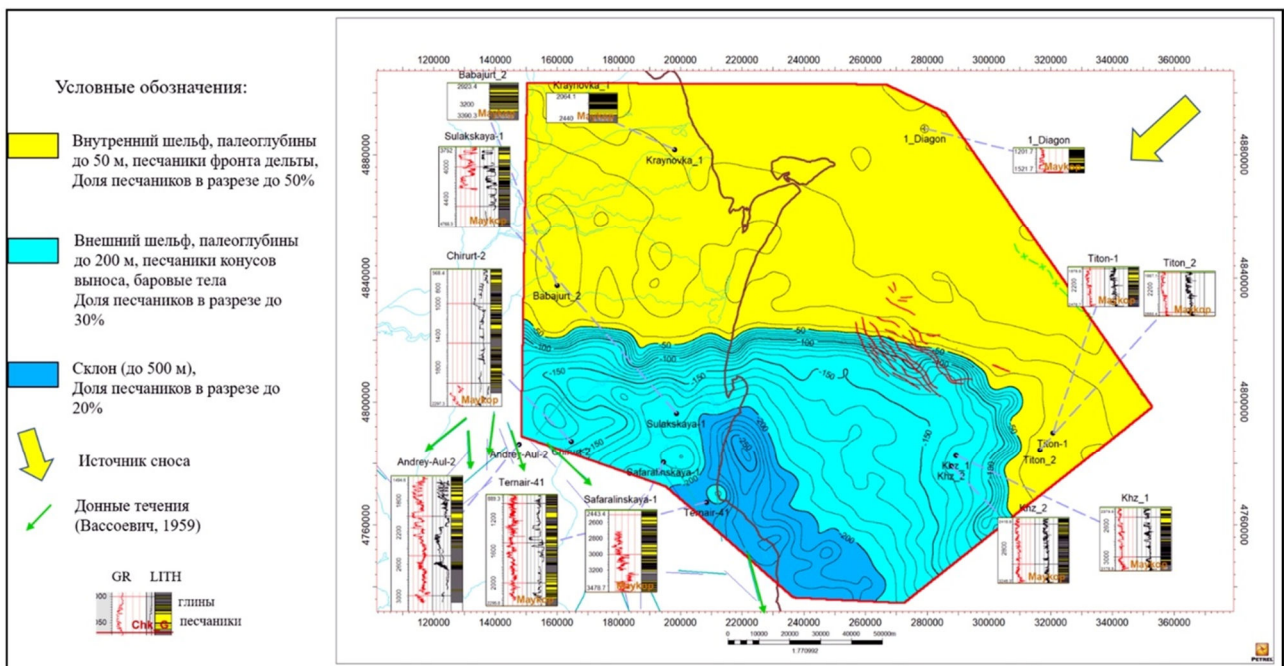




**Рисунок 1** – Палеогеографическая схема с предполагаемыми палеоглубинами бассейна на начало чокракского времени

Присутствие растительных остатков таких растений, как тополь, сапиндус, циннамона, восковник, лавр, прибрежных камышей, папоротниковых, рясковых и водорослей в чокракских отложениях, позволяет предполагать, что во время их образования климат был близким к субтропикам. Опреснение же в караганское связано с гумидизацией климата в это время.

В данной работе по результатам проведенного секвентного анализа, анализа карт мощностей были построены карты предполагаемых палеоглубин бассейна, совмещенные с литолого-фациальными схемами (рис. 1, 2). На них показано так же изменение литологии в разрезах скважин, отмечены бровки шельфа, проградирующего на протяжении конкретного интервала времени, вынесены контуры перспективных объектов.



**Рисунок 2** – Палеогеографическая схема с предполагаемыми палеоглубинами бассейна на конец караганского времени



Количественно палеоглубины оценивались по методике, когда измерение высоты клиноформ производилось при выравнивании сейсмического профиля по поверхности компенсации (кровля майкопской серии) [2, с. 55–56]. После чего оценивалась разница в значениях временных глубин между бровкой клиноформы и ее подножием. Полученный результат равен временной высоте клиноформы. Умножив это значение на коэффициент, отвечающий расстоянию, которое сейсмическая волна проходит за 1 м/с (приблизительно равен 1,5) мы получили высоту клиноформы в метрах. Она напрямую указывает на глубину палеобассейна, поскольку зависит от объема аккомодационного пространства. По картам мощностей караган-чокракских, майкопских и сарматских отложений виден приблизительный объем пространства аккомодации, из чего можно делать вывод в какой обстановке сформировались клиноформы того или иного возраста – склон шельфа (наиболее мощные клиноформы), продельта.

На конец караганского времени (рис. 2), во время тракта низкого стояния моря и регрессии, глубины накопления отложений дельтового комплекса на шельфе не превышали скорее всего 50–100 м, т.к. мощность и выраженность клиноформ в это время вдвое меньше, чем в майкопское, а доля песчаников в разрезе значительно больше.

Визуальный анализ волнового поля сейсморазведки показывает, что чокракскому разрезу, как и караганскому, свойственны аномалии разреза, локальные флуктуации толщин экстремумов и изменение динамики. Некоторые из аномалий проявляются интенсивными и устойчивыми «яркими пятнами», часто имея выраженный холмовидный рисунок. Размеры аномальных участков от небольших по отношению к плотности профилей (около 3–6 км), фиксируемых только одним профилем, до достаточно протяженных (около 20–25 км). Аномалии зачастую сопровождаются увеличением толщин, либо локальным изменением динамики отражений, или сочетанием того и другого. Природа выявленных аномалий, вероятно, связана с аккумулятивными телами, распространенными в терригенных отложениях, которые могут служить ловушками углеводородов. Высока вероятность наличия зон выклинивания на моноклинали северного борта прогиба, с чем могут быть связаны залежи, аналогичные месторождению Тернаир.

Учитывая опоскованность и разведанность подавляющего большинства антиклинальных структур на территории суши, основные перспективы нефтегазоносности неглубокозалегающего регионального нефтегазоносного комплекса среднемиоценовых отложений следует связывать с поисками неантиклинальных залежей (структурно-литологические, литологические, литолого-стратиграфические и тектонически-экранированные).

#### Список литературы:

1. Вассоевич Н.Б., Гроссгейм В.А. К палеогеографии Северо-Восточного Кавказа в среднемиоценовую эпоху // Труды КЮГЭ. – 1959. – Вып. 3. – 19516. – С. 121–135.
2. Патина И.С. Строение клиноформ майкопской серии в Среднем Каспии // ПАЛЕОСТРАТ – 2013. Годичное собрание (научная конференция) секции палеонтологии МОИП и Московского отделения Палеонтологического общества при РАН. Программа и тезисы докладов. – М., 2013. – С. 55–56.

#### List of references:

1. Vassoevich N.B. and Grossheim V.A. On the paleogeography of the Northeastern Caucasus in the Middle Miocene Epoch // Proceedings of the SSCE. – 1959. – Vyp. 3. – 19516. – P. 121–135.
2. Patina I.S. Structure of the clinoforms of the Maikop series in the Middle Caspian // PALEOSTRAT – 2013. Annual meeting (scientific conference) of the section of paleontology of the Moscow department of the Paleontological Society of the Russian Academy of Sciences. Program and theses of reports. – M., 2013. – P. 55–56.



УДК 553.98.061

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К МЕГАРЕЗЕРВУАРАМ

### GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL PREREQUISITES FOR THE SEARCH FOR LARGE OIL AND GAS ACCUMULATIONS ASSOCIATED WITH MEGARESERVARIES

**Шустер Владимир Львович**

доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ РАН)  
tshuster@mail.ru

**Аннотация.** Уточнены, дополнены и систематизированы представления о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование крупных и гигантских месторождений углеводородов, приуроченных, как правило, к крупным по площади и объему резервуарам (мегарезервуарам).

**Ключевые слова:** нефть, газ, крупные скопления, запасы, мегарезервуары, площадь, коллектор, флюидоупор, генерация и аккумуляция углеводородов.

**Shuster Vladimir Lvovich**

Doctor of Geological  
and Mineralogical Sciences,  
Chief Researcher Institute  
of Oil and Gas Problems (IPNG RAS)  
tshuster@mail.ru

**Annotation.** The concepts of the influence of geological and geochemical factors on the formation of large and giant hydrocarbon deposits, confined, as a rule, to large reservoirs in area and volume (megareservoirs), have been clarified, supplemented and systematized.

**Keywords:** oil, gas, large accumulations, reserves, megareservaries, area, reservoir, fluid barrier, generation and accumulation of hydrocarbons.

**В**ажным условием эффективного решения проблемы восполнения добычи углеводородов (УВ) приростом ресурсов и запасов на новых направлениях геологоразведочных работ в России является открытие и освоение крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам.

Еще 10 лет назад среди приоритетных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в России рассматривались глубокозалегающие горизонты, низкопроницаемые низкопоровые коллекторы (бажениты, доманикиты, сланцы) [1]. В последние годы, в связи с резким ростом цен на нефть и газ, вырос интерес к арктическим проектам. Ранее, на шельфе морей (Баренцева и Карского) Северного Ледовитого океана проводились, в основном, поисково-оценочные работы. Освоение открытых запасов газа и нефти при «старых» ценах на углеводороды было не рентабельным. При новых устойчивых и все возрастающих ценах при повышении спроса на нефть и газ, особенно, в странах с бурно развивающейся экономикой (Китай, Индия, Вьетнам, Индонезия и др.) дорогостоящие проекты в сложных природно-климатических условиях Арктики становятся рентабельными. Ведущие газовые и нефтяные компании России приступили к осуществлению геологоразведочных работ по освоению открытых газовых и нефтяных месторождений и продолжают поисково-разведочные работы в условиях Арктики [2].

Исходя из того, что открытые крупные и гигантские месторождения нефти и газа приурочены к обширным по площади и значительным по объему резервуарам, в исследованиях поставлена цель изучить существующие представления об условиях формирования, строения и нефтегазоносности крупных резервуаров, названными мегарезервуарами. Дополнить и систематизировать эти представления, а также оценить степень влияния основных геолого-геохимических факторов на формирование крупных по запасам нефтегазовых скоплений.

Термин мегарезервуар употребляется как расширенное понятие термина природный резервуар.

В работах (Леворсен, 1970; Конторович и др., 1970) используется термин мегарезервуар нефти и газа, означающий резервуар, занимающий значительную площадь и охватывающий значительный стратиграфический интервал разреза (объем) осадочно-вулканогенных пород. В работе (Конторович, 1976) уточняется значение термина мегарезервуар, как резервуар, содержащий значительное количество УВ, занимающий значительную площадь и охватывающий широкий стратиграфический интервал разреза.

Проблеме формирования крупных и гигантских месторождений углеводородов, в том числе, такой важной составляющей этой проблемы как резервуар-аккумулятор нефти, посвящено значительное количество публикаций зарубежных и российских (советских) ученых. Это работы И.О. Брода, Н.А. Еременко,



А.И. Леворсена, Н.Б. Вассоевича, В.Е. Хаина, А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, А.А. Вышемирского, М.Д. Белонина, О.М. Прищепы, В.А. Скоробогатова, Г.Г. Шемина, В.И. Высоцкого, В.Л. Шустера и др.

Так, в работе [3] говорится, что на начало 2021 г. около 1/3 начальных запасов УВ приходится на гигантские месторождения. К гигантским относятся месторождения с начальными запасами нефти от 300 млн т до 1 млрд т и газа от 300 млрд м<sup>3</sup> до 1 трлн м<sup>3</sup>. На эту дату открыто 42 нефтяных и 25 газовых гигантов. Из них в России три нефтяных и 11 газовых гигантов (в Западной Сибири – два нефтяных и семь газовых).

Наибольшее количество гигантов открыто в бассейнах Персидского Залива – 36. В Прикаспийском – 5, Маракайбо – 3. В остальных бассейнах 1–2 гиганта. При оценке распределения крупных и гигантских месторождений нефти и газа по бассейнам возникает основной вопрос об особенностях формирования крупных скоплений УВ и в чем заключается отличие от средних и мелких по запасам месторождений. То есть, каковы геолого-геохимические предпосылки (или критерии оценки) бассейнов и резервуаров, благодаря которым формируются крупнейшие скопления нефти и газа.

В работах [4–6] в начале 70-х годов прошлого века был сформирован комплекс геолого-геохимических показателей, благоприятных для формирования крупных скоплений УВ:

- наличие в пределах нефтегазосборной зоны нефтегазонакопления генераторов больших масс УВ (определяющим является абсолютная масса органического вещества (ОВ));
- близость зоны нефтегазонакопления к области максимального прогибания;
- наличие надежного флюидоупора;
- наличие мощного проницаемого комплекса;
- значительный объем ловушек, сформировавшихся синхронно с главной фазой нефтенакопления или периодом интенсивного газообразования. С использованием предложенных прогнозных критериев в 80-х годах XX века были открыты в Западной Сибири нефтяные и газовые гиганты.

В публикации [7], на основе анализа работ в Северном море, сформирована программа поисков нефтегазовых гигантов в арктических акваториях России. Предложены три системы показателей, по которым оценивается возможность выявления в нефтегазоносном бассейне (НГБ) месторождений гигантов. По первой системе оценивается связь между выявленными запасами УВ, запасами локализованных месторождений и запасами НГБ. В качестве связующих показателей предлагается использовать для прогноза наличие (или отсутствие) гигантов и их число; площадь, приходящуюся на одно месторождение – гигант; структуру запасов НГБ по классам крупности и фазовую зональность запасов НГБ (отношение нефть-газ).

Вторая система – структурирование НГБ по признакам: число и фазовые типы месторождений гигантов, площадь НГБ и положение на профиле «континент – океан»; фазовая структура запасов НГБ.

Третья система – система типов нефте-газоматеринских свит по Сорг, биомаркерам, содержанию серы.

Достаточно полная оценка специфических особенностей формирования нефтяных и газовых гигантов в Западной Сибири дана в работах [8, 9].

Среди благоприятных условий для формирования гигантов по мнению В.А. Скоробогатова необходимы значительный объем генерации, масштабные первичная и коллекторская (собирающая) миграции, возможности аккумуляции, оптимальные эволюционные условия сохранности скоплений УВ (флюидоупоры).

Рассмотрены онтогенетические причины формирования и сохранности гигантских газовых месторождений на севере Западной Сибирской провинции и нефтяных гигантов в центральной части провинции.

Образование нефтяных гигантов обусловлено наличием в разрезе мощного генерационного доминант-комплекса (на что ранее указывал А.Э. Конторович), сложенного глинами или силицитами, образованием крупных консидементационных ловушек, сохранностью первоначальной пористости от постсидементационных изменений, незначительной по расстоянию латеральной миграцией.

Для формирования газовых гигантов необходимы большие объемы газосбора с субвертикальными путями для перетока свободного газа на расстояние до 1,5 км и более, наличие мощных флюидоупоров.

Автором доклада, кроме анализа и обобщения публикаций, проведен статистический анализ по 26 крупнейшим мировым нефтяным и газовым месторождениям связи крупности запасов и площади, пористости и проницаемости коллекторов. Площади крупнейших месторождений колеблются в интервале 800–900 км – 4000–5000 км<sup>2</sup>, пористости коллекторов от 15 до 30 %, проницаемости от 300 до 1500 мД [10].

### **Выводы**

В результате анализа существующих представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование крупных нефтегазовых скоплений, приуроченных к мегарезервуарам, можно сделать предварительное заключение:



Для формирования крупных и гигантских месторождений нефти и газа необходимо последовательное временное совпадение процессов нефтегазообразования формирования ловушки (резервуара), миграции и аккумуляции УВ, сохранности залежей. Все эти процессы должны характеризоваться значительной масштабностью. Резервуары (мегарезервуары) должны характеризоваться значительной площадью и объемом, повышенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, надежными флюидоупорами.

### Финансирование

*Статья написана в рамках государственного задания по теме: « Научно-метадические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехра, 122022800253-3.*

### Список литературы:

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7(53). – С. 12–15.
2. Дзюбло А.Д., Васинкин С.А. Особенности разработки и обустройства месторождения 75 лет Победы в рамках концепции кластерного освоения запасов «сухого» газа месторождений Приямальского шельфа Карского моря // Научный журнал российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С. 50–57.
3. Стратегическая значимость освоения газовых месторождений Ямала и Западно-Арктического шельфа в текущем столетии / В.В. Бессель [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 2. – С. 26–32.
4. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович [и др.]. – Л. : Недра, 1967. – 224 с.
5. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Труды института геологии и геофизики. – Новосибирск : Наука. Сибирское отделение. Академия наук СССР, 1971. – Вып. 143. – 167 с.
6. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений / А.А. Трофимук [и др.] // В книге Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск : Наука, 1971. – С. 34–51.
7. Белонин М.Д., Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Концепция и предварительные результаты прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. – 2001. – № 1. – С. 3–9.
8. Скоробогатов В.А., Ростовцев В.Н. Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1983. – № 11. – С. 15–19.
9. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Neftegaz.RU. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
10. Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // Socar Proceedings. – 2022. – № 2. – С. 30–38.

### List of references:

1. Abukova L.A., Shuster V.L. Prospects for the development of the oil and gas complex of Russia // Exposition Oil Gas. – 2016. – № 7(53). – P. 12–15.
2. Dzyublo A.D., Vasinkin S.A. Features of development and development of the field 75 years of Victory within the concept of cluster development of «dry» gas reserves in the Priyamalskoye shelf fields of the Kara Sea // Scientific Journal of the Russian Gas Society. – 2022. – № 1(33). – P. 50–57.
3. Strategic importance of development of gas fields of Yamal and West Arctic shelf in the current century / V. V. Bessel [et al.] // Bulletin of Association of drilling subcontractors. – 2022. – № 2. – P. 26–32.
4. Oil-producing strata and conditions of oil formation in Mesozoic sediments of Zapadno-Sibirskaya Lowland / A.E. Kontorovich [et al.]. – L. : Nedra, 1967. – 224 p.
5. Vyshemirsky V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of dispersed bitumoids // Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics. – Novosibirsk : Nauka. Siberian Branch. Academy of Sciences of the USSR, 1971. – Wyp. 143. – 167 p.
6. Recognition of images of giant oil deposits / A.A. Trofimuk [et al.] // In the book Problems of oil bearing capacity of Siberia. – Novosibirsk : Nauka, 1971. – P. 34–51.
7. Belonin M.D., Novikov Y.N., Sobolev V.S. Concept and preliminary results of prognosis of largest oil and gas fields on Russian Arctic shelf // Geology of oil and gas. – 2001. – № 1. – P. 3–9.



8. Skorobogatov V.A., Rostovtsev V.N. Prospects of searches of gas deposits in northern areas of Western Siberia // *Geology of oil and gas.* – 1983. – № 11. – P. 15–19.
9. Skorobogatov V.A. The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the XXI century // *Neftegaz.RU.* – 2018. – № 10. – P. 126–141.
10. Schuster V.L. Features of formation and placement of large and giant oil and gas deposits in mega-reservoirs of sedimentary basins // *Socar Proceedings.* – 2022. – № 2. – P. 30–38.

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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

**DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS**







УДК 622.276

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМОВ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АСИМПТОТИЧЕСКОГО ПОДХОДА

### DETERMINATION OF THE REGIMES OF GAS-LIFT WELLS ON THE BASIS OF THE ASYMPTOTIC APPROACH

#### Аббасова Самира Вагиф

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Нефтегазовая инженерия»,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
abbasovasamira@mail.ru

#### Abbasova Samira Vagif

PhD of Technical Sciences,  
Assistant Professor,  
of Oil and Gas Engineering Department,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
abbasovasamira@mail.ru

**Аннотация.** Для скважин, характеризующихся схожими условиями функционирования, показана возможность представления регулировочных кривых компрессорных скважин в виде универсальной зависимости. Это представляется возможным путем применения метода асимптотических координат. В результате применения указанной методики уменьшается количество замеров, которые необходимы для построения зависимости  $Q = Q(V)$  применительно к скважине, которая является объектом исследования, что в свою очередь обеспечивает сокращение потерь нефти и нагнетаемого газа в процессе определения необходимых режимов закачки рабочего агента.

**Annotation.** For wells characterized by similar operating conditions, the possibility of presenting the control curves of compressor wells in the form of a universal dependence is shown. This seems to be possible by applying the method of asymptotic coordinates. As a result of the application of this technique, the number of measurements that are necessary to plot the dependence  $Q = Q(V)$  in relation to the well, which is the object of study, is reduced, which in turn reduces the loss of oil and injected gas in the process of determining the necessary modes of injection of the working agent.

**Ключевые слова:** разработка, газлифтная скважина, оптимальный режим, добыча нефти, асимптотический подход.

**Keywords:** development, gas-lift well, optimal mode, oil production, asymptotic approach.

В последнее время все более широкое применение для добычи углеводородов находит газлифтный способ эксплуатации. Однако, его широкое применение сопряжено с рядом задач, которые направлены на оптимизацию работы газлифтного подъемника, основной проблемой здесь является регулирование расхода рабочего агента, минимальное значение которого необходимо для обеспечения некоторого оптимального показателя.

В большинстве случаев определение оптимального режима работы газлифтных скважин сводится к построению зависимости добытой нефти от расхода закачиваемого рабочего агента (газа) [1, 2]. Следует отметить, что недостаток такого подхода заключается в том, что реализация традиционного подхода возможна лишь на нескольких режимах, что в свою очередь, оказывает влияние на недобор нефти при сопутствующих больших затратах. Описанный результат можно избежать при уменьшении количества точек, полученных экспериментальным путем, и на основании которых строят регулировочные кривые.

Далее показан тот факт, что надежность восстановленной зависимости обеспечивается за счет информации, полученной на практике ранее. Эта информация послужила основой для построения регулировочных кривых. Информационный массив для определенной скважины корректируется в соответствии с предысторией скважин, которые схожи с исследуемой по технологическим характеристикам.

Способ, который включает информацию о газлифтных скважинах, имеющуюся в наличии, подразумевает построение зависимости  $Q = Q(V)$  для подъемников различных диаметров в виде универсального графика, что осуществимо при переходе к асимптотической координатной системе [3–5].

Применение и описание данного подхода проводится на примере скважин гипотетического месторождения. Апробация способа проводится в соответствии с результатами лабораторных исследований, моделирующих работу подъемника.

Допустим, существует некоторая зависимость  $F$  от параметров  $p$  и  $q$ . Для определенных условий эксперимента заданы значения параметра  $q$  и определена зависимость  $F(p)$  для указанных  $q$ . Далее при выполнении определенных условий представляется возможным определить такие значения координат, которые в двумерной системе  $F = F(p, q)$  позволяют построить единственную универсальную кривую.

Описанный метод более перспективен в сравнении с традиционными, так как существует возможность построения приближенной аналитической формулы. Кроме того, следует отметить универсальный характер полученной зависимости, который обуславливает ее применимость для более ши-



рокого диапазона процессов схожих качественно. На рисунках 1–4 представлены результаты исследования ряда скважин на промысле, а график зависимости объемов добытой нефти от объема рабочего агента (газа) был построен в результате обработки параметров скважин.

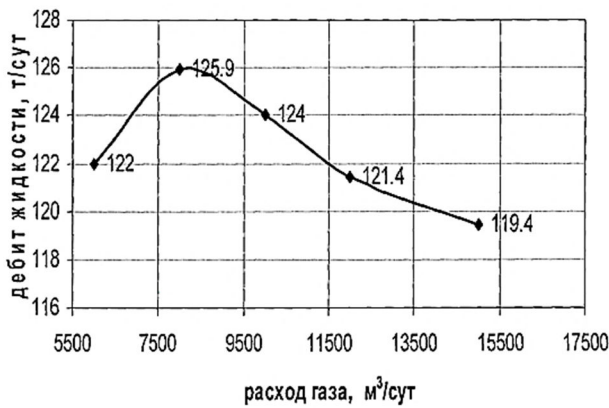


Рисунок 1 – Регулировочные кривые  $Q_{ж} = f(V)$  скважины  $C_1$

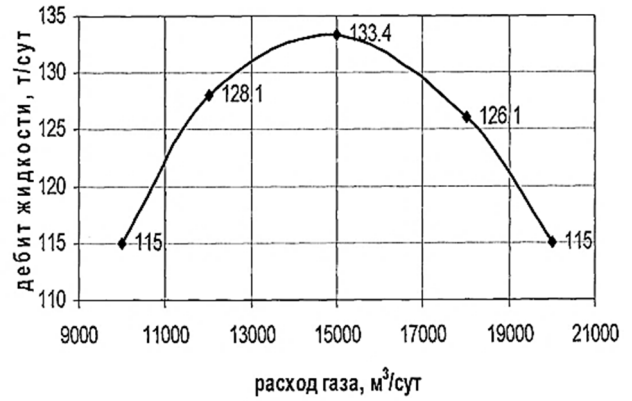


Рисунок 2 – Регулировочные кривые  $Q_{ж} = f(V)$  скважины  $C_2$

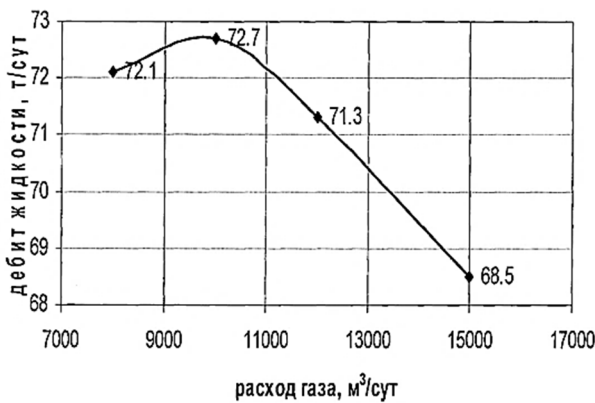


Рисунок 3 – Регулировочные кривые  $Q_{ж} = f(V)$  скважины  $C_3$



Рисунок 4 – Регулировочные кривые  $Q_{ж} = f(V)$  скважин  $C_4$  и  $C_5$

Анализ графиков показывает качественно схожий характер зависимостей. Таким образом, возможно представить кривые в виде универсальной зависимости  $y = Q / Q_m$  от  $x = (V - V_0) / (V_m - V_0)$ , где  $V_m(d)$  расход рабочего агента, который соответствует максимальному дебиту  $Q_m$ , а  $V$  расход агента, при котором регистрируется начало процесса подъема флюида  $Q \rightarrow 0$  при  $V \rightarrow V_0$ .

На рисунке 5 показаны результаты, которые, как видно из графика, в достаточно высокой степени согласованы с общей кривой  $y = f(x)$  для всех исследуемых скважин.

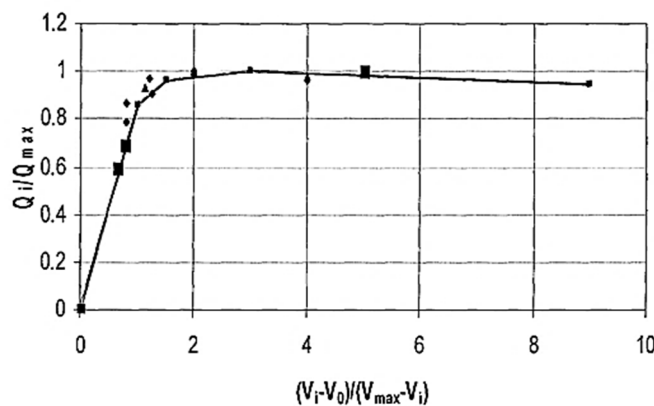


Рисунок 5 – Регулировочные кривые в асимптотических координатах



На основе сказанного можно заключить, что представление регулировочных кривых посредством универсальной зависимости существенно облегчает представление информационного массива аналитически и значительно снижает объем вычислительных работ, целью которых является определение оптимального режима подъемника.

Кроме того, особую значимость приобретает тот факт, что в условиях наличия скважин, условия работы которых схожи, регулировочные кривые объединяют и выражают в виде универсальной зависимости, которая строится в асимптотических координатах при дальнейшем определении ее вида.

#### Список литературы:

1. Барашкин Р.Л., Самарин И.В. Моделирование режимов работы газлифтной скважины // Известия Томского Политехнического Университета. – 2016. – С. 42–46.
2. Рамазанова Э.Э., Гурбанов Р.С., Насибов Н.Б. Новый подход к исследованию газлифтных скважин в режиме установившихся отборов // Научное хозяйство. – Баку, 2010. – С. 15–17.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: Системный анализ, диагноз, прогноз. – М. : Наука, 1997. – 254 с.
4. Асимптотический метод решения задачи идентификации для нелинейных динамических систем / Ф.А. Алиев [и др.] // Proceedings of IAM. – 2016. – Т. 5. – № 1. – С. 84–97.
5. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists / J.L. Jensen [et al.]. – Amsterdam : Elsevier, 2000. – 338 p.

#### List of references:

1. Barashkin R.L., Samarin I.V. Modeling modes of gas lift well operation // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. – 2016. – P. 42–46.
2. Ramazanova E.E., Gurbanov R.S., Nasibov N.B. New approach to the study of gas lift wells in the mode of steady withdrawal // Scientific economy. – Baku, 2010. – P. 15–17.
3. Mirzajanzade A.Kh., Shakhverdiyev A.Kh. Dynamic processes in oil and gas production: Si–system analysis, diagnosis, forecast. – M. : Nauka, 1997. – 254 p.
4. Asymptotic method for solving the identification problem for nonlinear dynamic systems / F.A. Aliev [et al.] // Proceedings of IAM. – 2016. – Т. 5. – № 1. – P. 84–97.
5. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists / J.L. Jensen [et al.]. – Amsterdam : Elsevier, 2000. – 338 p.



УДК 553.981.8

## МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СЕРОВОДОРОДОМ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

### METHODS OF COMBATING HYDROGEN SULFIDE IN OIL PRODUCTION

**Адельгужин Рустам Раилевич**

аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (РГКМ), Уфимский государственный нефтяной технический университет  
adelguzhin.rr@ozna.ru

**Ивашов Александр Юрьевич**

Заведующий базовой кафедры «Технологии промышленной подготовки газа и конденсата» в составе кафедры «РГКМ», Уфимский государственный нефтяной технический университет  
lvashov.ay@ozna.ru

**Никольская Валентина Викторовна**

Ведущий инженер-конструктор, «НПП-ОЗНА-Инжиниринг»  
Nikolskaya.vv@ozna.ru

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются основные причины появления сероводорода во время эксплуатации скважины, а также приведены основные методы борьбы с сероводородом при добыче нефти.

**Ключевые слова:** сероводород, сероводородсодержащая нефть, борьба с сероводородом, коррозия, ингибиторы коррозии, химические нейтрализаторы.

**Adelguzhin Rustam Railevich**

Postgraduate student of the Department «Development and Operation of gas and oil and gas condensate fields» (RGKM), Ufa State Petroleum Technical University  
adelguzhin.rr@ozna.ru

**Ivashov Alexander Yurievich**

Head of the basic department «Technologies of field preparation of gas and condensate» as part of the department «RGKM», Ufa State Petroleum Technical University  
lvashov.ay@ozna.ru

**Nikolskaya Valentina Viktorovna**

Leading Design Engineer, NPP-OZNA-Engineering,  
Nikolskaya.vv@ozna.ru

**Annotation.** This article discusses the main causes of the appearance of hydrogen sulfide during the operation of the well, as well as the main methods of combating hydrogen sulfide in oil production.

**Keywords:** hydrogen sulfide, hydrogen sulfide-containing oil, hydrogen sulfide control, corrosion, corrosion inhibitors, chemical neutralizers.

**В** современной нефтепромышленной практике одной из актуальных проблем при добыче сероводородсодержащих нефтей является проблема повышения эффективности эксплуатации и экологической безопасности нефтепромышленных систем, включающих в себя продуктивные пласты, скважины и наземное оборудование.

Особенно актуальна эта проблема в настоящее время, в связи с переходом большинства нефтяных месторождений, в позднюю стадию разработки, которая характеризуется высокой степенью обводненности добываемой продукции (до 75...97 %). В результате закачки больших объемов пресной и сточной воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления происходит их микробиологическое заражение, и сероводород (сероводород вторичного происхождения) появляется даже на тех месторождениях, где его раньше не было [1].

Сероводород обнаруживается не только в сырых нефтях, но и в природных газах и газоконденсатах, добываемых, например, на месторождениях, относящихся к Прикаспийскому нефтегазоносному бассейну (НГБ) – Оренбургское, Астраханское, Исимовское, Беркутовское Карачаганакское, Тенгизское и др.) [2].

Природные газы и нефти различных месторождений могут содержать сернистые соединения в количествах, колеблющихся в широких пределах – от нуля до десятков процентов. Известны нефти, в которых массовая доля серы превышает 10 % [3]. В России и во многих странах мира нефти по содержанию серы делятся на три класса (табл. 1):

**Таблица 1** – Классификация нефти по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5–1,0	Среднесернистые
1,0–3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

\*Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р.



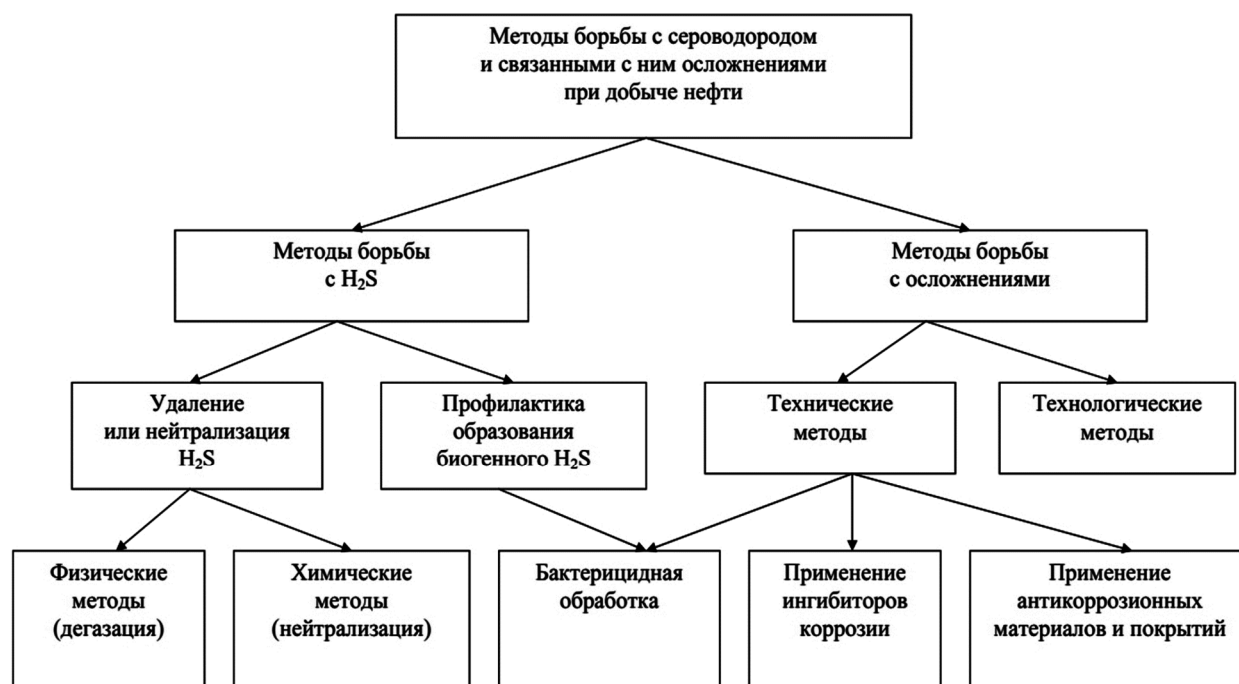
Присутствие в составе пластовой нефти сероводорода (независимо от его происхождения: первичного или вторичного - реликтовый сероводород и биогенный сероводород соответственно) предопределяет ряд серьезных проблем при добыче нефти. Это не только коррозия металла (табл. 2), ухудшение качества нефти, но и закупоривание призабойной зоны скважин (снижение проницаемости), связанное с высокой коррозионной активностью и токсичностью сероводорода.

**Таблица 2** – Основные виды коррозии

Основные виды коррозии	
1	Сероводородная коррозия
2	Водородное растрескивание (ВР)
3	Сернистые сероводородное растрескивание под напряжением (СРН)
4	Язвенная коррозия
5	Общая коррозия

Применение различных технологий воздействия на нефтепромысловые системы, таких как бактерицидная обработка; ингибирование с помощью веществ – ингибиторов коррозии; физико-химические способы удаления сероводорода; применение электрохимических методов защиты от коррозии; применение специальных технологических режимов эксплуатации оборудования, а также использование для оборудования легированных коррозионно-стойких сплавов и сталей; использование коррозионно-стойких металлических и неметаллических покрытий (рис. 1) позволяет минимизировать многие негативные последствия наличия сероводорода в составе скважинной продукции [4].

Однако данные методы не полностью устраняют присутствие сероводорода, и до настоящего времени так и не удалось решить эту проблему. Поэтому на сегодняшний день многие отечественные добывающие компании заинтересованы в борьбе с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти, поскольку это позволит повысить качество продукции, тем самым положительно скажется на экономике предприятия.



**Рисунок 1**– Классификация способов борьбы при содержании сероводорода при эксплуатации скважин

Удаление сероводорода из продукции нефтяных скважин возможно двумя путями [5]:

- физическими способами;
- химическими методами нейтрализации сероводорода.

Среди физических способов, оснащающихся на десорбции молекул сероводорода в газовую фазу, выделяют три основных:

- сепарацию;
- ректификацию;
- отдувку.



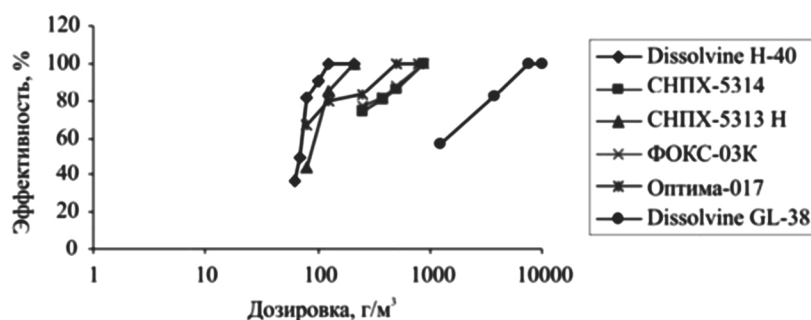
Физические способы извлечения сероводорода из продукции нефтяных скважин используют при промысловой подготовке нефти. При подготовке нефтей с небольшим содержанием сероводорода и при небольших газовых факторах процесс сепарации эффективен, так как удаляется основное количество сероводорода из продукции скважин. Для повышения степени извлечения сероводорода из нефти при ее сепарации, а также как самостоятельный способ очистки нефти от сероводорода применяют способ отдувки нефти углеводородным газом, реализуемый в специальных аппаратах колонного типа [6]. Для нефтей с высоким содержанием сероводорода его удаление может быть достигнуто применением способа ректификации нефти. Процесс ректификации нефти позволяет получить низкое содержание сероводорода в товарной нефти при малых ее потерях [7].

Одной из технологий по предотвращению образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, является, предложенный в работе [1] естественно существующий и находящийся выше приемного окна насоса слой нефти в качестве плавающего сменного фильтра-накопителя («жидкого пакера»). «Жидкий пакер» служит для предотвращения попадания осыпающихся из газовой среды межтрубного пространства скважины (выше динамического уровня) продуктов коррозии в ЭЦН. Функция данного пакера состоит в накоплении твердых частиц в фильтре, накопившиеся загрязнения удаляются при помощи прямой промывки скважины.

Химические методы основаны на экстракции сероводорода растворами химических реагентов-поглотителей. Данные методы удаления сероводорода в продукции нефтяных скважин делятся на 3 основных группы [8]:

- нейтрализация с получением органических соединений серы (сульфидов, меркаптанов, дисульфидов);
- нейтрализация с получением неорганической соли (сульфида, сульфита, сульфата);
- окислительно-восстановительный метод с получением серы.

В пример можно привести наиболее эффективные химические нейтрализаторы – гидроксипропилендиаминтриуксусную кислоту HEDTA-Na<sub>3</sub> (Dissolvine H-40) и гидроксипропилендиаминдифосфоновую кислоту (СНПХ-5314Н) [9]. Эффективность данных химических реагентов (комплексонеров) представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Эффективность действия комплексонеров в сероводородсодержащей среде при  $[Fe^{2+}] = 65,92 \text{ мг/дм}^3$ ,  $t = 80 \text{ }^\circ\text{C}$

Dissolvine H-40 является ацетатным соединением, а СНПХ-5313Н – соединение, содержащий фосфонат. В исследовании работы [9] наиболее подробно раскрыты каждые ингибиторы и их химические свойства.

Выбор метода удаления сероводорода определяется с точки зрения технологической и экономической эффективности, и отсутствием побочных явлений в процессах добычи, транспорта и подготовки нефти. Для удаления сероводорода в продукции добывающих скважин применение химических реагентов с получением органических соединений серы считается наиболее эффективным [8].

Борьба с сероводородом и связанными с ним осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки скважинной продукции предполагает системный подход к выбору ее технологии. При выборе способов и методов борьбы с сероводородом в каждом конкретном случае необходимо, прежде всего, определить его происхождение и причину появления в продукции нефтяных скважин, а также конкретные условия эксплуатации всех элементов нефтепромысловой системы «пласт-скважина-оборудование».

#### Список литературы:

1. Мухаметшин М.М., Рогачев М.К. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем на месторождениях сероводородсодержащих нефтей. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2001. – 127 с.
2. Мазгаров А.М., Корнетова О.М. Сернистые соединения углеводородного сырья. – Казань : Казан. ун-т, 2015. – С. 5–36.



3. Байманова А.Е., Жакупова Г.Ж. Серосодержащие соединения нефти и основные методы очистки нефти и нефтяных фракций от них: учеб. пособие. – 2010. – С. 5–37.
4. Биохимические аспекты сероводородной коррозии нефтегазового оборудования и способы борьбы с ней / А.А. Гоник [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 7. – № 6. – С. 71–75.
5. Резяпова И.Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа : Гилем, 1997. – 51 с.
6. Энергосберегающая технология очистки газа / А.И. Афанасьев [и др.] // Повышение эффективности процессов переработки газа и газового конденсата: Сборник научных трудов. – М. : ВНИИГАЗ, 1995. – Ч. 1. – С. 19–26.
7. Эксплуатация залежей и подготовка нефти с повышенным содержанием сероводорода / Г.Н. Позднышев [и др.] // Обзор, информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 16 (88). – 84 с.
8. Масланов А.А. Предотвращение осложнений при добыче высокосернистой нефти // Современные наукоемкие технологии. – 2005. – № 11.
9. Исследование эффективности нейтрализации в нефти сероводорода химическими реагентами / Р.З. Сахабутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 66–69.

#### List of references:

1. Mukhametshin M.M., Rogachev M.K. Increasing the efficiency of oilfield systems operation in the fields of hydrogen sulfide-bearing oils. – Ufa : Publishing house USNTU, 2001. – 127 p.
2. Mazgarov A.M., Kornetova O.M. Sulfur compounds of hydrocarbon raw materials. – Kazan : Kazan. univ., 2015. – P. 5–36.
3. Baimanova A.E., Zhakupova G.Zh. Sulfur-containing compounds of oil and the main methods of purification of oil and oil fractions from them: a training manual. – 2010. – P. 5–37.
4. Biochemical aspects of the hydrogen sulphide corrosion of the oil-and-gas equipment and methods of struggle against it / A.A. Gonik [et al.] // Bashkir chemical journal. – 2008. – V. 7. – № 6. – P. 71–75.
5. Rezyapova I.B. Sulfate-reducing bacteria in development of oil fields. – Ufa : Gilem, 1997. – 51 с.
6. Energy-saving technology of gas purification / A.I. Afanasyev [etc.] // Effectiveness increase of gas and gas condensate processing: Collection of scientific papers. – M. : VNIIGAS, 1995. – Part. 1. – P. 19–26.
7. Exploitation of deposits and preparation of oil with the increased hydrogen sulphide content / G.N. Pozdnyshv [et al.] // Review, inform. Ser. petroleum field business. – M. : VNIIOENG. – 1984. – Vyp. 16 (88). – 84 p.
8. Maslanov A.A. Prevention of complications during extraction of high-sulfur oil // Modern Science-Intensive Technologies. – 2005. – № 11.
9. Research of efficiency of hydrogen sulfide neutralization in oil by chemical reagents / R.Z. Sahabutdinov [and other] // Oil economy. – 2009. – № 7. – P. 66–69.



УДК 622.27.621.52

## ОЧИСТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ОТ НАФТАЛИНА

## PURIFICATION OF HYDROCARBON GAS FROM NAPHTHALENE

**Алиева О.А.**

Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности  
aliyeva.afeliya@inbox.ru

**Aliyeva O.A.**

Azerbaijan State University  
of Oil and Industry  
aliyeva.afeliya@inbox.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрена задача об очистке углеводородного газа от нафталина; показаны физико-химические свойства нафталина; при транспортировке газа в газопроводе высокого давления представлена формула для определения допустимого количества нафталина в искусственных горючих газах, объяснено образование нафталина и дано его количество. Средний выход нафталина при коксовании углей составляет 5–8%, в выходе катрана иногда достигает 13–15 %, количество нафталина в сыром коксовом газе 6–10 г/м<sup>3</sup>, также нафталин получают при переработке природного газа из науглероженного водяного газа при пиролизе нефти, еще получают и при других высокотемпературных процессах. Также в статье представлены шесть различных способов очистки углеводородных газов от нафталина.

**Annotation.** The article considers the problem of cleaning hydrocarbon gas from naphthalene; physical and chemical properties of naphthalene are shown; when transporting gas in a high-pressure gas pipeline, a formula is presented for determining the allowable amount of naphthalene in artificial combustible gases, the formation of naphthalene is explained and its amount is given. In coal coking, the average density of naphthalene is 5–6, in the density of resin sometimes it reaches the amount of naphthalene is 6–10, and naphthalene from carbureted water gas in the pyrolysis of natural gas is obtained during processing. The article also shows the locations of various ways of hydrocarbon gas from naphthalene.

**Ключевые слова:** удельный вес, температура плавления, температура кипения, теплота парообразования, теплота затвердевания, теплоемкость, критическое давление, тепловыделение, температура воспламенения, предел взрываемости.

**Keywords:** specific gravity, melting temperature, boiling temperature, heat of evaporation, heat of solidification, heat capacity, critical pressure, calorific value, flash point, explosive limits.

**Ф**изико-химические свойства нафталина – его химическое выражение: молекулярная масса 128,16; это твердый блестящий кристаллический вредитель с резким характерным запахом; удельный вес  $d_4^{20} = 1,145$ , температура плавления 80,2 °С; температура кипения 217,9 °С; теплота парообразования 75,4 ккал/кг; температура затвердевания 35,7 ккал/кг; теплоемкость твердого тела 0,31 градуса, в жидком виде (80–95 °С) 0,403 ккал/кг градуса; критическая температура 408,2 °С, критическое давление 39,2 кПа/см<sup>2</sup>, тепловыделение 9603 ккал/кг, температура воспламенения нафталина в кислороде 200 °С. Взрыв нафталина с воздухом создает опасную смесь. Нижний предел взрываемости составляет 0,44 % в воздухе, что соответствует количеству нафталина в воздухе 23,5 г/м<sup>3</sup> (при 20 °С). Относительный удельный вес паров нафталина (в воздухе) равен 4,45.

Молекула нафталина содержит 10 атомов углерода и 8 атомов водорода; валентность атома углерода (-4), валентность атома водорода (+1). Ниже приведена химическая формула нафталина. Из этой формулы видно, что количество линий, показывающих валентность в каждом атоме *C* и *H*, разбросаны по закону.

Нафталин летуч, особенно в присутствии аммиака, вытесняется с парами воды, спирта, малых фракций каменноугольной смолы; очень плохо растворим в воде, эфире, хорошо растворим в этиловом спирте, бензоле, толуоле, тетралине и ряде других растворителей.

Нафталин легко окисляется. Он может оставаться в воздухе и газе не только в виде пара, но и в виде взвешенных частиц (в виде тумана), поэтому его удерживание в газе может быть втрое больше, чем в насыщенном газе.

При транспортировке газа по газопроводу высокого давления количество нафталина, которое может быть выделено в газ, определяют по следующей формуле:

$$X = \frac{5}{P},$$

где  $X$  – количество нафталина в 100 м<sup>3</sup> газа, в гр.;  $P$  – давление газа, атм.





**Образование и количество нафталина в синтетических горючих газах** – Основным источником нафталина является коксохимическая промышленность. Нафталин образуется в камере коксовых печей, в основном, в результате пиролиза углеводородов, его выход зависит не только от вида сырья, пары которого подвергают генетической переработке, но и от протекания процесса и конструкции печей [1, 2].

Образование нафталина начинается при 900–1000 °C, поэтому в процессах, протекающих при несколько более высоких температурах, нафталин в больших количествах не образуется. Средний выход нафталина при коксовании угля составляет 5–8 % ,от выхода катран, иногда он достигает 13–15 %. Количество нафталина в сыром коксовом газе 6–10 % г/м<sup>3</sup>.

Кроме того, нафталин получают из науглероженного водяного газа пиролизом нефти при переработке природного газа и других высокотемпературных процессах.

**Способы очистки газов от нафталина** – Способы выделения нафталина из газа следующие: абсорбцию нафталина из газов осуществляют абсорбирующим маслом; дегазация нафталина тетралином, охлаждение газом.

Хорошими растворителями для нафталина являются: солярка, газойль, антрацитовое масло и кубовые отходы. Эффективность улавливания зависит от количества нафталина в нефти и температуры улавливания.

Основным источником нафталина является коксохимическая промышленность. Нафталин образуется в камере коксовых печей, в основном, в результате пиролиза углеводородов, его выход зависит не только от вида сырья, пары которого подвергают генетической переработке, но и от протекания процесса и конструкции печей.

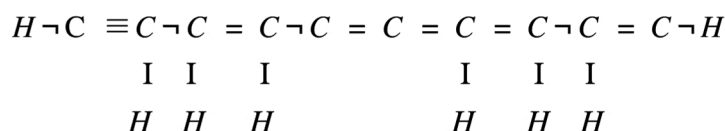
Количество нафталина в маслах должно увеличиваться: в газойле при 25 °C – 2 %, 2,25 % при 20 °C, 2,5 % при 15 °C, в антраценовом масле 2,1% при 25 °C, при 15 °C – 3,0 % в тетралине – 6,0 % при –20 °C [3, 4].

#### **Очистка газопроводов от нафталиновых отложений**

Здесь применяют следующие методы:

- 1) механический метод;
- 2) метод воздействия водяного пара;
- 3) способ прерывистого испарения газа с отвалов газопровода;
- 4) метод воздействия сжатым воздухом;
- 5) метод газового науглероживания;
- 6) способ промывки газопровода растворителями [5, 6].

Химическая формула нафталина выглядит следующим образом:



#### **Выводы:**

- В начале статьи представлены физико-химические свойства нафталина.
- Дана формула для определения допусаемого количества нафталина, выделяемого из газа при транспортировке газа по газопроводам высокого давления.
- Приведены сведения об образовании и количестве нафталина в синтетических горючих газах.
- Образование нафталина начинается при 900–1000 °C.
- Нафталин не образуется в больших количествах в процессах, протекающих при низких температурах.
- Средний выход нафталина без коксования угля составляет 5–8%, от выхода катрана иногда достигает 13–15%. Нафталин в сыром коксовом газе составляет 6–10 г/м<sup>3</sup>.
- Нафталин получают из науглероженного водяного газа при пиролизе нефти в процессе переработки природного газа, и его также получают в других высокотемпературных процессах.
- Также в статье показаны шесть способов очистки нафталиновых отложений в газопроводах.

#### **Список литературы:**

1. Смирнов А.С., Широковский А.И. Добыча и транспорт газа.– М. : Гостоптехиздат, 1957. – С. 558, 244–287.
2. Салаватов Т.Ш., Исмаилов Ф.С., Османов Б.А. Технология скважинной добычи нефти : учебник. – Баку, 2012. – С. 538.
3. Алиева О.А., Алиев А.С. Закачка и добыча газа при создании подземных хранилищ газа и эксплуатации горнодобывающей промышленности // Новости Азербайджанской Инженерной Академии. – 2021. – Т. 13. – № 3. – С. 61–66.



4. Гурбанов А.Н. Исследование технологии подготовки и газа к транспорту в подземном газосодержащем хранилище Карадаг // Новости высших технических школ. – Азербайджана, 2014. – Т. 16. – № 2. – С. 12–18.
5. Расулов А.М. Сбор, подготовка и использование природных газов. – Баку, 2008. – С. 379–392.
6. Джафаров Р.Р., Гаджиев С.С., Гусейнова С.М. Определение порового объема коллекторов в связи с расширением Гарадагского подземного газохранилища счет // Азербайджанское нефтяное хозяйства. – 2013. – № 6. – С. 10–15.

**List of references:**

1. Smirnov A.S., Shirokovsky A.I. Extraction and transportation of gas. – P. 558, 244–287.
2. Salavatov T.Sh., Ismailov F.S., Osmanov B.A. Technology of downhole oil production : textbook. – Baku, 2012. – P. 538.
3. Alieva O.A., Aliev A.S. Gas injection and extraction during the creation of underground gas storages and mining operation // News of the Azerbaijan Engineering Academy. – 2021. – V. 13. – № 3. – P. 61–66.
4. Gurbanov A.N. Study of technology of preparation and gas for transportation in underground gas storage Karadag // News of Higher Technical Schools. – Azerbaijan, 2014. – V. 16. – № 2. – P. 12–18.
5. Rasulov A.M. Collection, preparation and use of natural gases. – Baku, 2008. – P. 379–392.
6. Jafarov R.R., Hajiyev S.S., Huseynova S.M. Determination of pore volume of reservoirs in connection with the expansion of Garadagh underground gas storage account // Azerbaijan Oil Economy. – 2013. – № 6. – P. 10–15.



УДК 622.276.63

## ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ С МОДЕЛЯМИ ПЛАСТА ЮС<sub>2</sub> В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

### INTERACTION OF ACID SOLUTIONS WITH A FORMATION JS<sub>2</sub> MODELS UNDER THERMOBARIC CONDITIONS

#### Антонов Сергей Михайлович

кандидат химических наук,  
ведущий инженер НИО моделирования физико-химического воздействия на пласт,  
ТО «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,  
старший преподаватель Института химии,  
Тюменский государственный университет  
s.m.antonov@utmn.ru

#### Лапина Алиса Дмитриевна

бакалавр Института химии,  
Тюменский государственный университет  
stud0000226860@study.utmn.ru

#### Киселев Константин Владимирович

кандидат химических наук,  
начальник НИО моделирования физико-химического воздействия на пласт,  
ТО «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»  
kiselev\_kv@mail.ru

#### Андреев Олег Валерьевич

доктор химических наук, профессор,  
заведующий кафедрой неорганической  
и физической химии Института химии,  
Тюменский государственный университет  
o.v.andreev@utmn.ru

**Аннотация.** В данной работе представлены результаты обработки моделей пласта ЮС<sub>2</sub> кислотными растворами в термобарических условиях. Определены коэффициенты проницаемости моделей пласта до и после проведения кислотных обработок, проведен визуальный анализ керна. По результатам опытов рекомендован подходящий кислотный раствор для проведения кислотной обработки пласта ЮС<sub>2</sub>.

**Ключевые слова:** пласт ЮС<sub>2</sub>, кислотная обработка, модель пласта, глинокислота, изопропиловый спирт, этиленгликоль.

#### Antonov Sergey Mikhaylovich

Ph. D., Lead Engineer of Research  
Department of Simulation of Physical  
and Chemical Impact on the Reservoir,  
Tyumen branch of «SurgutNIPIneft»,  
«Surgutneftegas» PJSC,  
Senior Lecturer of Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
s.m.antonov@utmn.ru

#### Lapina Alisa Dmitrievna

Bachelor of Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
stud0000226860@study.utmn.ru

#### Kiselev Konstantin Vladimirovich

Ph.D., Head of Research Department  
of Simulation of Physical  
and Chemical Impact on the Reservoir,  
Tyumen branch of «SurgutNIPIneft»,  
«Surgutneftegas» PJSC  
kiselev\_kv@mail.ru

#### Andreev Oleg Valerievich

D.Sc., Professor,  
Head of the Department of Inorganic  
and Physical Chemistry,  
Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
o.v.andreev@utmn.ru

**Annotation.** The results of treatment of a formation JS<sub>2</sub> models with solutions under thermobaric conditions are presented in this paper. The permeability coefficients of reservoir models were determined before and after acid treatments, and a visual analysis of the core were carried out. According to the results of the experiments, a suitable acid solution was recommended for treatment of the formation JS<sub>2</sub>.

**Keywords:** formation JS<sub>2</sub>, acid treatment, reservoir model, clay acid, isopropyl alcohol, ethylene glycol.

The Tyumen formation (formation JS<sub>2</sub>) contains up to 4.5 billion tons of oil according to various estimate [1, 2]. JS<sub>2</sub> formation is a terrigenous reservoir. However, the reserves of the JS<sub>2</sub> formation are hard-to-recover. Low oil production rates are due to low permeability ( $3-5 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) and layered reservoir heterogeneity. Also, the clogging of the near-wellbore zone in the process of construction and repair of wells lead to reduce hydrodynamic connection between production wells and injection wells [3].

The main method of cleaning from clogging and increasing the permeability of the formation is acid treatment. The treatment of terrigenous reservoir is carried out by Clay acid with various additives. Clay acid with Isopropyl alcohol is used for treatment of JS<sub>2</sub> formation [4]. However, Isopropyl alcohol is a flammable liquid. Safety requirements at some oilfield facilities prohibit the storage of flammable liquids with acids in the storage of chemicals. In this regard, the selection of a non-flammable co-solvent for adding to the acid is relevant.

A series of filtration experiments was carried out to compare of acid solution. An increase in the fluid conductivity of the rock was an indicator of effectiveness. The experiments were carried out on multiprofile module system ACRS-831Z (Coretest system, USA) under thermobaric conditions (pore pressure  $P = 10 \text{ MPa}$ , reservoir



pressure  $P = 42\text{--}44$  МПа, reservoir temperature  $t = 82$  °C). Solutions of the composition Clay Acid+Surfactant (HCl – 22 wt %, HF – 3 wt %, Surfactant – 3 wt %) [5], Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant (HCl – 16 wt %, HF – 3 wt %, Surfactant – 3 wt %, Isopropyl alcohol – 20 wt %) and Ethylene glycol +Clay Acid (HCl – 17,1 wt %, HF – 3,2 wt %, Ethylene glycol – 8 wt %, Tradename – «СНПХ-9030, марка Б») were chosen for experiment. Core samples from the JS<sub>2</sub> formation (fine-grained silty sandstone) were used. Cylindrical samples had dimensions of length and diameter  $l = d = 3$  cm, helium gas permeability in the range  $K = 3.52\text{--}6.62 \cdot 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$ , porosity  $\phi = 15.08\text{--}17.68$  %. The reservoir model was composed of 3 samples. Fluid injection rate of solutions to the reservoir model was  $Q = 6$  cm<sup>3</sup>/h. Drilling fluid filtrate (polyacrylamide Survey D1 – 1.0 wt %; biopolymer Xanthan Gum – 1.0 wt %; filtration stabilizer Survey FL – 2.0 wt %; Clay powder – 8.0 wt %; NaOH – 0.1 wt %) was used as a clogging agent.

The permeability assessment test was based on the pressure difference created by fluids injected into the reservoir model at the ends of a core sample. First, a reservoir oil model was pumped through the core and oil permeability ( $K_1 \cdot 10^{-3}$ ,  $\mu\text{m}^2$ ) was determined; then drilling fluid filtrate was injected, and afterwards oil phase permeability ( $K_2 \cdot 10^{-3}$ ,  $\mu\text{m}^2$ ) was determined. The next stage involved acid treatment, followed by the determination of oil permeability of the reservoir model ( $K_3, K_4 \cdot 10^{-3}$ ,  $\mu\text{m}^2$ ). Also, the calculation of the coefficient of decrease and increase in permeability relative to the initial value of  $K_1$ :  $(1 - K_3(K_4)/K_1) \cdot 100\%$  and  $(K_3/K_2) \cdot 100\%$  was made [6].

Rock permeabilities were assessed in terms of the Darcy linear filtration law:

$$K = \frac{\mu \cdot l \cdot Q}{\Delta P \cdot F} \tag{1}$$

Where  $K$  is rock permeability, m<sup>2</sup>;  $Q$  is fluid volume rate per unit time, m<sup>3</sup>/s;  $\mu$  is dynamic viscosity of the fluid, N·s/m<sup>2</sup>;  $l$  is carbonate reservoir model length, m;  $\Delta P$  is pressure difference at the ends of reservoir model, N/m<sup>2</sup>; and  $F$  is filtration area, m<sup>2</sup>.

The results of filtration experiments are presented in Table 1. Treatment of the JS<sub>2</sub> reservoir models with drilling fluid filtrate led to a decrease in oil permeability by 2.3–2.6 times. Also this shown in the graphs of pressure gradient changes versus injected pore volumes of solutions. He increased from initial values GradP = 35–55 atm/m to GradP = 80–120 atm/m (Fig. 1).

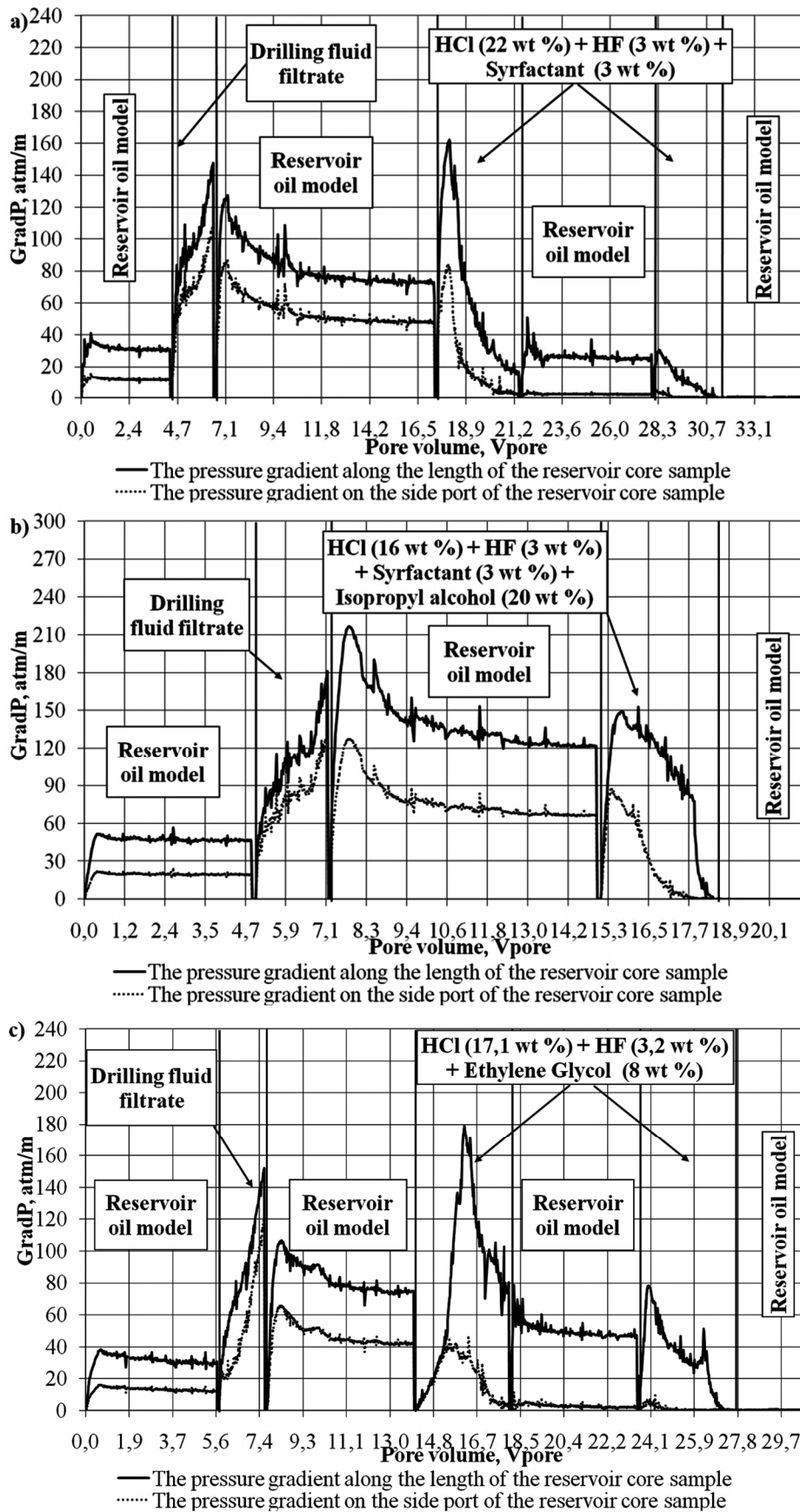
**Table 1** – Filtration characteristics of the reaction between terrigenous core models and acid fluids

Acid solution	V <sub>pore</sub>	K <sub>1</sub> , $\mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	K <sub>2</sub> , $\mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	K <sub>3</sub> (K <sub>4</sub> ), $\mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	K <sub>4</sub> (K <sub>3</sub> )/K <sub>1</sub> - K <sub>1</sub> /K <sub>4</sub> (K <sub>3</sub> )
Clay Acid+Surfactant [5]	7,2	2,61	1,09	>920	>380
Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant	3,3	1,65	0,63	>1590	>610
Ethylene glycol+Clay Acid	7,7	2,62	1,04	>960	>420

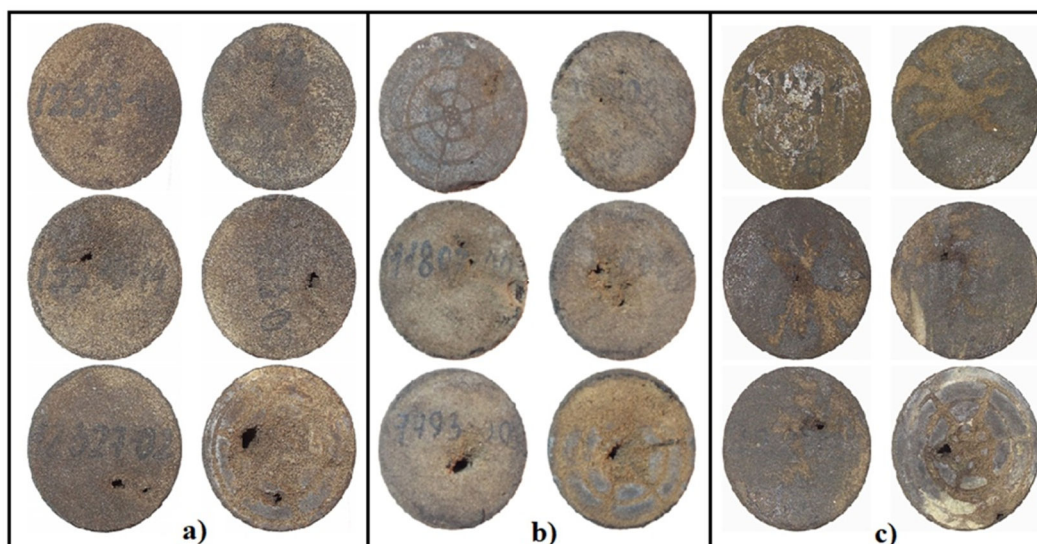
Filtering the first volume of Clay Acid+Surfactant led to an increase in permeability with  $K = 1.09 \cdot 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$  up to  $K = 3.13 \cdot 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$  [4]. Injection of the second volume acid solution led to significant ( $K > 1000 \cdot 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$ ) increase in rock permeability. This is explained by the dissolution of the aluminosilicate framework of the rock by hydrofluoric acid and the formation dissolution channel. Injection of an acid solution of Isopropyl alcohol+Clay Acid+ Surfactant into the reservoir model also led to a significant ( $K > 1000 \cdot 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$ ) increase rock permeability. Smallest volume of solution  $V = 3.3 V_{\text{pore}}$  was spent on this treatment. Injection the second volume of acid solution was not required. Filtering of solution with non-flammable co-solvent looks like injection of Clay Acid+Surfactant, but volume of solution was  $V = 7.7 V_{\text{pore}}$ .

Visual analysis of the core was carried out after filtration experiments (fig. 2). Formation of highly permeable dissolution channels in all models was confirmed. The formation of dissolution channels with a diameter of 1-3 mm was noted. High reactivity led to the destruction of the rock matrix and the removal a layer of frame grains of sandstone (quartz, feldspar) by the filtration flow from models.

Thus, in a series of experiments, it was confirmed a significant decrease of the permeability of the JS<sub>2</sub> reservoir models after their treatment with process fluid (drilling fluid filtrate). All acid solutions led to increase of permeability and formation of highly permeable channels of dissolution. The smallest volume of the solution is required when acidizing the reservoir model with a solution of Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant. However isopropyl alcohol is a flammable liquid. Therefore, the treatment of formation JS<sub>2</sub> at some oilfield facilities is recommended to be carried out with acid solution Clay Acid+Surfactant. Acid treatment of the JS<sub>2</sub> formation with an acid composition with non-flammable alcohol (Ethylene glycol+Clay Acid) is also an acceptable method. Besides this, the addition of various surfactants to the acid solution Ethylene glycol+Clay Acid is of interest and will be further investigated by the authors.



**Figure 1** – Pressure gradients at the ends of the reservoir core sample upon the injection of oil, drilling fluid filtrate, and (a) Clay Acid+Surfactant [5], (b) Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant and (c) Ethylene glycol+Clay Acid



**Figure 2** – End surfaces of terrigenous core models after the rock was treated with (a) Clay acid+Surfactant [5], (b) Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant and (c) Ethylene glycol+Clay Acid

### Список литературы:

1. Перспективы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на территории ХМАО-ЮГРЫ / А.А. Севастьянов [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Т. 1. – № 1. – С. 15–21.
2. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 36–58.
3. Анализ факторов, влияющих на эффективность методов ОПЗ пород-коллекторов Тюменской свиты юрских отложений / И.Б. Дубков [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 17–19.
4. Кондаков А.П., Гусев С.В., Нарожный О.Г. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74–77.
5. Моделирование кислотной обработки терригенной породы в термобарических условиях / С.М. Антонов [и др.] // Булатовские чтения: Материалы VI Международной научно-практической конференции (31 марта 2022) в 2-х томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 150–153.
6. Andreev O.V., Antonov S.M., Kiselev K.V. Kinetics of reaction between gelled HCl and Dolomite  $\text{Ca}_{1,16}\text{Mg}_{0,84}(\text{CO}_3)_2$  and filtration of gelled acid in a reservoir core sample // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. – Vol. 14. – No. 4. – P. 369–379.

### List of references:

1. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk autonomous Okrug-YUGRA / A.A. Sevastianov [et al.] // Petroleum and Gas: Experience and Innovation. – 2017. – Vol. 1. – No. 1. – P. 15–21.
2. Skorobogatov V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future // Scientific-Technical collection book Vesti Gazovoy Nauki. – 2017. – No 3. – P. 36–58.
3. Analysis of the factors influencing efficiency of methods of down-the-hole treatment of the rock-collectors of Tyumen horizon of Yursky deposits / I.B. Dubkov [et al.] // Drilling and oil. – 2008. – No 3. – P. 17–19.
4. Kondakov A.P., Gusev S.V., Narozhnyi O.G. The results of large-volume matrix acidizing treatments in injection wells in JS<sub>2</sub> formations at the Surgutneftegas OJSC fields // Oil industry. – 2016. – No 9. – P. 74–77.
5. Simulation of acid treatment of terrigenous rock under thermobaric conditions / S.M. Antonov [et al.] // Readings of A.I. Bulatov: Materials of V International scientific and practical conference in 2 Vol (on March 31, 2022). – Krasnodar : «Publishing House – Yug» LLC, 2022. – Vol. 1. – P. 150–153.
6. Andreev O.V., Antonov S.M., Kiselev K.V. Kinetics of reaction between gelled HCl and Dolomite  $\text{Ca}_{1,16}\text{Mg}_{0,84}(\text{CO}_3)_2$  and filtration of gelled acid in a reservoir core sample // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. – Vol. 14. – No 4. – P. 369–379.



УДК 622.276.63

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЗАСОЛОНЕННОГО ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

### MODELING OF THE NEAR-WELLBORE ZONE CLEANING OF A SALINE TERRIGENOUS RESERVOIR

**Антонов Сергей Михайлович**

кандидат химических наук,  
ведущий инженер НИО моделирования физико-химического  
воздействия на пласт,  
ТО «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»,  
старший преподаватель Института химии,  
Тюменский государственный университет  
s.m.antonov@utmn.ru

**Касымова Ляйля Темирбулатовна**

бакалавр Института химии,  
Тюменский государственный университет  
stud0000240774@study.utmn.ru

**Киселев Константин Владимирович**

кандидат химических наук,  
начальник НИО моделирования физико-химического  
воздействия на пласт,  
ТО «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»  
kiselev\_kv@mail.ru

**Андреев Олег Валерьевич**

доктор химических наук, профессор,  
заведующий кафедрой неорганической  
и физической химии Института химии,  
Тюменский государственный университет  
o.v.andreev@utmn.ru

**Аннотация.** В данной работе представлены результаты моделирования очистки от бурового раствора моделей пласта B<sub>5</sub> ботубинского горизонта. Установлено снижение проницаемости при проведении кислотных обработок засоленного терригенного пласта, что связано с выпадением хлорида натрия в поровом пространстве. По результатам опытов даны рекомендации по проведению кислотных обработок засоленного терригенного коллектора.

**Ключевые слова:** кислотная обработка, терригенный коллектор, модель пласта, глинокислота, изопропиловый спирт.

**Antonov Sergey Mikhaylovich**

Ph. D., Lead Engineer of Research  
Department of Simulation of Physical  
and Chemical Impact on the Reservoir,  
Tyumen branch of «SurgutNIPIneft»,  
«Surgutneftegas» PJSC,  
Senior Lecturer of Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
s.m.antonov@utmn.ru

**Kasymova Lyajlya Temirbulatovna**

Bachelor of Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
stud0000240774@study.utmn.ru

**Kiselev Konstantin Vladimirovich**

Ph.D., Head of Research Department  
of Simulation of Physical  
and Chemical Impact on the Reservoir,  
Tyumen branch of «SurgutNIPIneft»,  
«Surgutneftegas» PJSC  
kiselev\_kv@mail.ru

**Andreev Oleg Valerievich**

D.Sc., Professor,  
Head of the Department of Inorganic  
and Physical Chemistry,  
Institute of Chemistry,  
Tyumen State University  
o.v.andreev@utmn.ru

**Annotation.** The results of modeling the drilling fluid cleanup of reservoir models B<sub>5</sub> of the Botubinsky horizon are presented in this paper. A decrease in permeability during acid treatment of a saline terrigenous formation was determined, which is associated with the precipitation of sodium chloride in the pore space. Recommendations for acid treatment of a saline terrigenous reservoir were given based on the results of the experiments.

**Keywords:** acid treatment, terrigenous reservoir, reservoir model, clay acid, isopropyl alcohol.

The oil and gas fields on the territory of the Nepa-Botuoba anticline are a major base for the oil and gas industry [1–3]. Some oil reservoirs on the territory have unique thermobaric parameters. There are 12–18 °C reservoir temperature and 10 MPa pore pressure [3]. Also, the salinity of formation water reaches 300 g/l of chloride salts [3, 4]. Drilling fluids with high salinity are used in the construction and repair of wells in these fields [5]. Cleaning of the near-wellbore zone of the well from process fluids is carried out by acid treatment. However, major acid compositions for treatment contain HCl [6]. The study of the effect of acid solutions on the permeability of a saline terrigenous reservoir is relevant.

A series of filtration experiments was carried out to estimation of acid treatment effect on permeability of terrigenous rock models. An increase or decrease of permeability were fixed in experiments. The experiments were carried out on multiprofile module system ACRS-831Z (Coretest system, USA) under thermobaric conditions (pore pressure P = 10 MPa, reservoir pressure P = 32 MPa, reservoir temperature t = 14 °C). Solutions of the composition Hydrochloric acid+Surfactant (HCl – 22 wt %, Surfactant – 3 wt %) – 1, Clay Acid+Surfactant (HCl – 22 wt %, HF – 3 wt %, Surfactant – 3 wt %) – 2 and Isopropyl alcohol+Clay Ac-



id+Surfactant (HCl – 16 wt %, HF – 3 wt %, Surfactant – 3 wt %, Isopropyl alcohol – 20 wt %) – 3 were chosen for experiment. Core samples from the B<sub>5</sub> of the Botuobinsky horizon were used. Cylindrical samples had dimensions of length and diameter  $l = d = 3$  cm, helium gas permeability in the range  $K = 38.31–106.73 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , porosity  $\phi = 7.08–15.23\%$ , mineralization of formation water was 300 g/l (NaCl). Reservoir model was composed of 3 samples. Fluid injection rate of solutions to the reservoir model was  $Q = 15 \text{ cm}^3/\text{h}$ . Drilling fluid (xanthan biopolymer – 0.35 wt %; carboxymethylcellulose (CMC) – 0.6 wt %; calcined soda ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) – 0.05 wt %; defoamer – 0.02 wt %; sodium chloride – 26.4 wt %) was used as a clogging agent.

The permeability assessment test was based on the pressure difference created by fluids injected into the reservoir model at the ends of a core sample. First, a reservoir oil model was pumped through the core and oil permeability ( $K_1 \cdot 10^{-3}, \mu\text{m}^2$ ) was determined; then drilling fluid was injected, and afterwards oil phase permeability ( $K_2 \cdot 10^{-3}, \mu\text{m}^2$ ) was determined. The next stage involved acid treatment, followed by the determination of oil permeability of the reservoir model ( $K_3, K_4 \cdot 10^{-3}, \mu\text{m}^2$ ). Also, the calculation of the coefficient of decrease or increase in permeability relative to the initial value of  $K_1$ :  $K_3(K_4)/K_1$  was made [7].

Rock permeabilities were assessed in terms of the Darcy linear filtration law:

$$K = \frac{\mu \cdot l \cdot Q}{\Delta P \cdot F} \tag{1}$$

where  $K$  is rock permeability,  $\text{m}^2$ ;  $Q$  is fluid volume rate per unit time,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $\mu$  is dynamic viscosity of the fluid,  $\text{N} \cdot \text{s}/\text{m}^2$ ;  $l$  is carbonate reservoir model length,  $\text{m}$ ;  $\Delta P$  is pressure difference at the ends of reservoir model,  $\text{N}/\text{m}^2$ ; and  $F$  is filtration area,  $\text{m}^2$ .

The results of filtration experiments are presented in Table 1. Treatment of the B<sub>5</sub> terrigenous reservoir models with drilling fluid led to decrease in oil permeability by 4.88–7.79 times. Also this shown in the graphs of pressure gradient changes versus injected pore volumes of solutions. He increased from initial values  $\text{GradP} = 5–15 \text{ atm}/\text{m}$  to  $\text{GradP} = 38–45 \text{ atm}/\text{m}$  (Fig. 1).

**Table 1** – Filtration characteristics of the reaction between saline terrigenous core models and acid fluids

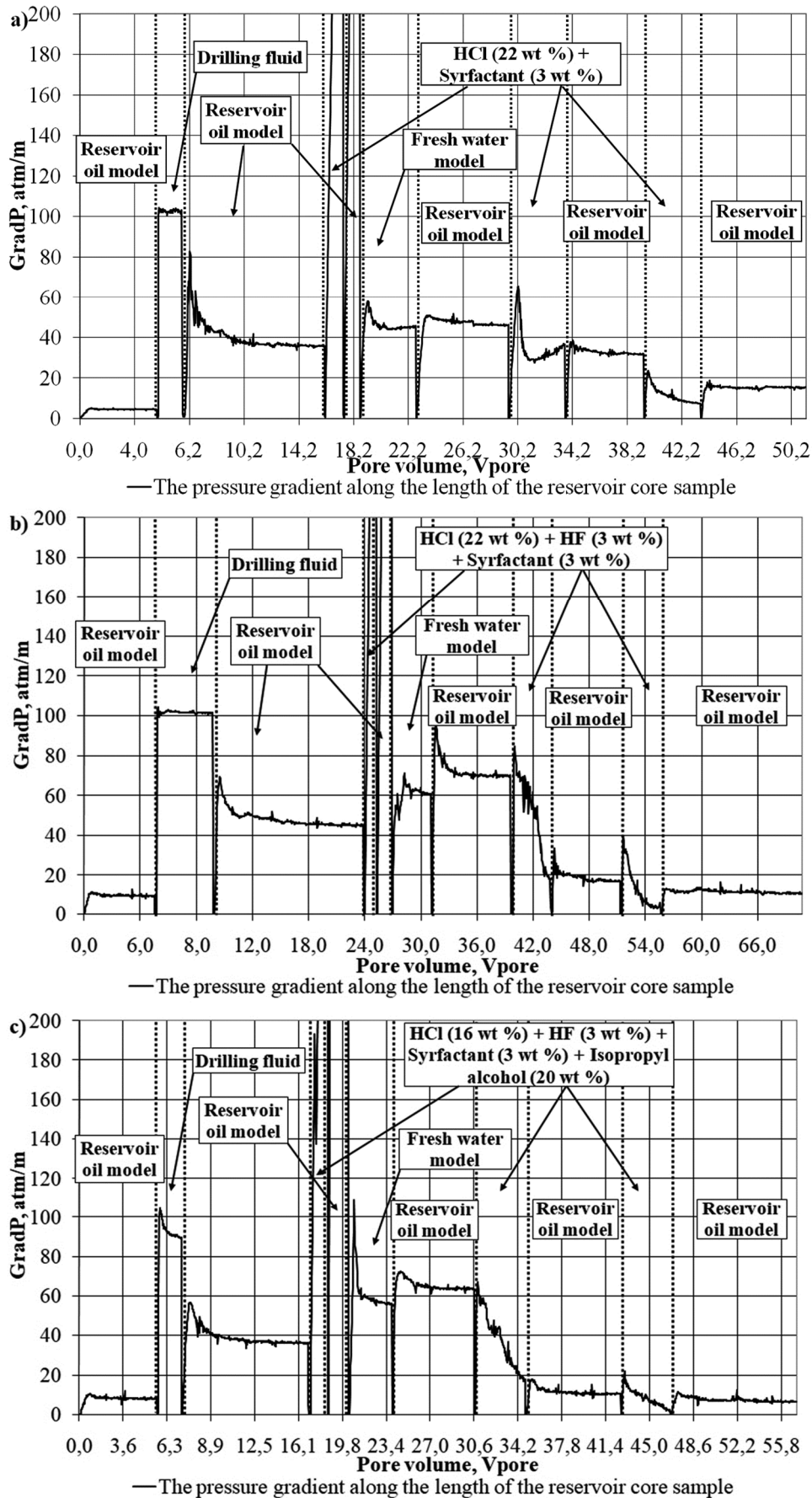
Acid solution	$V_{\text{pore}}$	$K_1, \mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_2, \mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	K after first acid injection, $\mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	K after fresh water injection, $\mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_3 (K_4), \mu\text{m}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_3(K_4)/K_1$ , times
1	9.4	66.80	8.57	< 0.1	6.64	19.88	low 3.36
2	9.2	18.29	3.75	< 0.2	2.40	15.48	low 1.18
3	9.4	37.27	8.25	< 0.4	4.65	46.53	high 1.25

Filtering the first volumes of acid solutions led to significant decrease in permeability. Pore space clogging is explained by the contact of acid solutions with abnormally highly mineralized water. Additional Cl<sup>-</sup> ions lead to the precipitation of sodium chloride, when HCl interacting with a supersaturated mineralized water (the solubility of NaCl at 20 °C is 26.4 % or 311 g/l). This sharp increases the pressure gradient along the length of the reservoir model. The sharply increasing pressure gradient does not allow to measure the permeability of the rock with oil. However, fresh water injection ( $V = 4 V_{\text{pore}}$ ) dissolves the NaCl crystals and increases the permeability of the reservoir. Subsequent injections of acid solutions do not lead to reservoir clogging. The injection of Hydrochloric acid+Surfactant acid solution increases the permeability in relation to clogging with drilling fluid by 2.32 times. However, decrease in permeability relative to the initial values by 3.36 times was noted. Clay Acid+Surfactant increases the permeability in relation to clogging with drilling fluid by 4.13 times, but decrease in permeability relative to the initial values by 1.18 times was fixed. Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant increases the permeability in relation to clogging with drilling fluid by 5.64 times and increases in permeability relative to the initial values by 1.25 times.

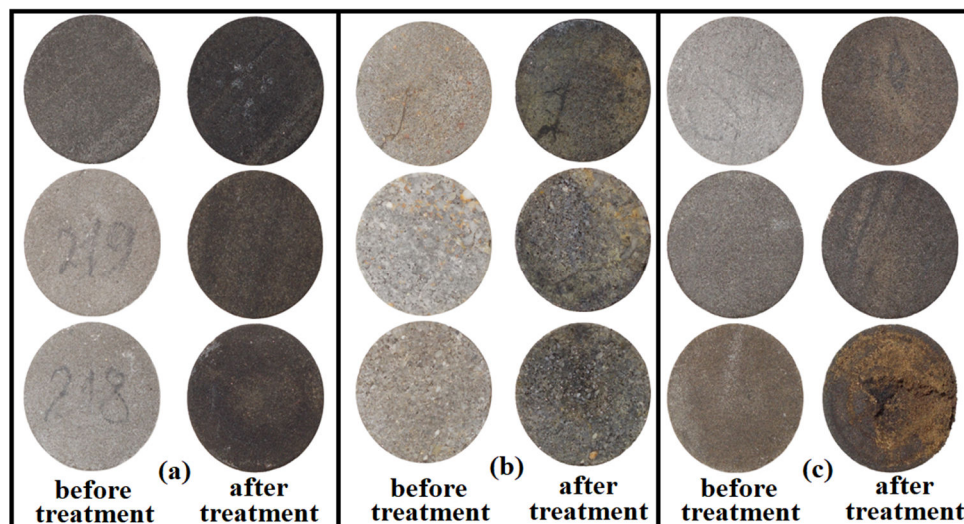
Visual analysis of the core was carried out after filtration experiments (fig. 2). The injection of acid solutions in the reservoir model does not lead to the formation of macroscopic filtration channels. Presumably, microscopic channels are formed during the injection of an acid solution Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant. Traces of NaCl were found on some samples, which is consistent with the increase in pressure gradient during injection.

Thus, based on laboratory experiments, the following recommendations were made. Sequential injection of 3–4  $\text{m}^3$  of fresh water buffer into the reservoir, then injection of 6–10  $\text{m}^3$  of acid solution and fresh water injection buffer in the tubing volume is the recommended option for acid treatment of a saline terrigenous reservoir. If there is no initial water injectivity of injection wells, then the combination of acid treatments with jet fracturing in the formation zone near the well (mini-fracturing) should also be carried out with fresh water buffers.





**Figure 1** – Pressure gradients at the ends of the reservoir core sample upon the injection of oil, drilling fluid, and (a) Hydrochloric acid+Surfactant, (b) Clay Acid+Surfactant and (c) Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant



**Figure 2** – End surface of terrigenous core models before and after the rock was treated with (a) Hydrochloric acid+Surfactant, (b) Clay Acid+Surfactant and (c) Isopropyl alcohol+Clay Acid+Surfactant

**Список литературы:**

1. Грязнухина В.Р. Современное состояние газовой промышленности республики Саха // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 4. – С. 25–28.
2. Концептуальный подход к оценке ресурсов нефти и газа и анализу геологических рисков при поиске высокопродуктивных объектов в Восточной Сибири / Н.А. Редькина [и др.] // Нефтяное хозяйство (электронная версия). – 2018. – № 11. – С. 28–31.
3. Месторождения нефти и газа центральной части Непско-Ботубинской антеклизы / В.Н. Воробьев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: НТЖ. – 2006. – № 7. – С. 4–17.
4. Прогноз зон засоления нижневендских терригенных пород-коллекторов Непско-Ботубинской антеклизы / Г.М. Золоева [и др.] // Геофизика: Научно-технический журнал. – 2019. – № 2. – С. 8–15.
5. Ахметзянов Р.Р. Снижение проницаемости терригенных продуктивных пластов месторождений Восточной Сибири при первичном вскрытии бурением // Нефтяное хозяйство (электронная версия). – 2019. – № 6. – С. 33–37.
6. Подбор составов и технологий для проведения работ по обработке призабойной зоны, гидроразрыва пласта и кислотного гидроразрыва пласта на примере месторождений Восточной Сибири / К.В. Торопецкий [и др.] // Нефтепромысловое дело: НТЖ. – 2018. – № 4. – С. 31–37.
7. Andreev O.V., Antonov S.M., Kiselev K.V. Kinetics of reaction between gelled HCl and Dolomite  $Ca_{1,16}Mg_{0,84}(CO_3)_2$  and filtration of gelled acid in a reservoir core sample // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. – Vol. 14. – No 4. – P. 369–379.

**List of references:**

1. Gryaznukhina V.R. Contemporary state of gas industry development in the Republic of Sakha // Problems of economics and management of oil and gas complex. – 2014. – No 4. – P. 4–17.
2. Conceptual approach to the estimation of resources and evaluation of geological risks in the search for highly productive reservoirs in East Siberia / N.A. Redkin [et al.] // Oil industry . – 2018. – No 11. – P. 28–31.
3. Oil and gas fields in the central part of the Nepa-Botuoba anticline / V.N. Vorobyev [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2006. – No 7. – P. 14–17.
4. The prediction of salinization lower vendian terrigenous reservoir rocks of Nepsko-Botuobinskaya anticline / G.M. Zoloeva [et al.] // Journal of Geophysics. – 2019. – No 2. – P. 8–15.
5. Akhmetzyanov R.R. Decrease of permeability in terrigenous productive deposits while formation drilling-in in the Eastern Siberia // Oil industry. – 2019. – No 6. – P. 33–37.
6. Selection of compositions and technologies to be used when treating a near-wellbore zone, conducting hydraulic fracturing of a formation and acid hydraulic fracturing of a formation on the example of the Eastern Siberia fields / K.V. Toropetsky [et al.] // Oilfield Engineering. – 2018. – No 4. – P. 31–37.
7. Andreev O.V., Antonov S.M., Kiselev K.V. Kinetics of reaction between gelled HCl and Dolomite  $Ca_{1,16}Mg_{0,84}(CO_3)_2$  and filtration of gelled acid in a reservoir core sample // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2017. – Vol. 14. – No 4. – P. 369–379.



УДК 622.276

## ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ПОДБОРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ

### SUBSTANTIATION OF THE METHODOLOGY FOR SELECTION OF FIELDS-ANALOGUES OF OIL AND GAS IN THE DESIGN OF DEVELOPMENT

**Бовконюк Павел Алексеевич**

аспирант кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
pavelbovkonuk@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Аннотация.** Разработка нефтяных и газовых месторождений подразумевает под собой принятие сложных технологических решений, основанных на огромном количестве исходных данных. На успешность того или иного решения может повлиять множество факторов, порой совершенно не взаимосвязанных и зависящих от состояния необходимой материально-технической базы, доступа к информации о месторождении, от качества этой информации, а также от опыта и квалификации людей, принимающих решения. Все эти факторы в совокупности позволяют прогнозировать успешность тех или иных геолого-технических мероприятий лишь с определённой долей вероятности, что негативно влияет на сам процесс принятия технологических решений, а также на их конечный результат. Для борьбы с негативным влиянием приведённых факторов принято использовать так называемый метод аналогий, заключающийся в сравнении двух месторождений или пластов, похожих друг на друга по ряду признаков. Данная методика не только позволяет оперативно принимать те или иные решения, основанные на опыте разработки месторождений-аналогов, но и работать в условиях отсутствия необходимых данных, что нередко имеет место быть на промысле. В статье рассмотрены различные подходы к определению месторождений-аналогов, а также существующие проблемы и связанные с этим возможности для дальнейшего развития метода аналогий.

**Ключевые слова:** опыт применения метода аналогий; недостатки и пути их решения метода аналогий; методика подбора месторождений-аналогов; учёт основных характеристик сходства залежей; программы, позволяющие в автоматическом режиме производить поиск месторождений-аналогов; классификационные признаки свойств продуктивных пластов; структурированная база данных месторождений-аналогов.

**Bovkonyuk Pavel Alekseevich**

graduate student of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
pavelbovkonuk@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

doctor of technical sciences,  
professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Annotation.** The development of oil and gas fields implies the adoption of complex technological decisions based on a huge amount of initial data. The success of a decision can be influenced by many factors, sometimes completely unrelated and depending on the state of the necessary material and technical base, access to information about the field, the quality of this information, as well as the experience and qualifications of people making decisions. All these factors together make it possible to predict the success of certain geological and technical measures only with a certain degree of probability, which negatively affects the process of making technological decisions, as well as their final result. To combat the negative impact of these factors, it is customary to use the so-called analogy method, which consists in comparing two deposits or reservoirs that are similar to each other in a number of ways. This technique not only allows you to quickly make certain decisions based on the experience of developing analogous fields, but also to work in the absence of the necessary data, which often takes place in the field. The article discusses various approaches to the definition of analogue deposits, as well as existing problems and related opportunities for further development of the analogy method.

**Keywords:** experience in applying the analogy method; shortcomings and ways of their solution of the method of analogies; methodology for selecting analogous deposits; accounting for the main characteristics of the similarity of deposits; programs that allow you to automatically search for analogous fields; classification features of properties of productive layers; structured database of analogue fields.

**В** ведение  
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений представляет собой комплексный процесс, объединяющий этапы предпроектных исследований, проектирования системы разработки, реализации проектных решений, контроля технологических показателей и дальнейшего совершенствования проектных решений с учётом уточнения геологической информации, появления новых технологий, изменения сценарных условий. Все эти этапы характеризуются дефицитом и ограниченной достовер-



ностью исходной информации. При этом, как правило, наиболее ответственные решения принимаются в начале разработки, а наиболее полная информация появляется только к концу разработки.

В результате накопления данных по геологическому строению и разработке нефтяных и газовых месторождений, представлению их в публикациях, отчётах, базах данных приём применения аналогий становится все более доступным. Приём состоит в восполнении данных и анализе эффективности используемых методов управления по интересующему объекту путем поиска объектов-аналогов, изучения их строения и истории разработки. Таким образом, по аналогии становится возможной интерпретация более ограниченных сведений, появляется дополнительное подтверждение принимаемых допущений. Опыт последних лет свидетельствует об эффективности данного подхода [1].

В связи с этим задача поиска месторождений-аналогов с целью восполнения данных и анализа методов разработки и добычи по интересующему объекту представляется весьма актуальной [2].

Таким образом, целью данного научного исследования является повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений путём совершенствования средств и методов подбора месторождений-аналогов.

### **Общемировые научные достижения по теме исследований**

Опыт ввода в эксплуатацию новых месторождений углеводородов показывает, что все проектные решения, принимаемые на начальных стадиях освоения залежи, оказывают определяющую роль как на стратегию разработки, так и на конечную стоимость всего проекта в целом. Исходя из этого, ещё на ранних стадиях геологоразведочных работ необходим простой и эффективный инструмент, который бы позволил определить наиболее вероятные параметры природного резервуара для получения нескольких сценариев реализации стратегии разработки с её последующей корректировкой при получении новых данных. Таким инструментом является метод аналогий, который является неотъемлемой частью системного подхода, реализуемого в нефтегазовой отрасли. Он учитывает степень неопределённости и геологические риски проекта, сохраняя преемственность технологических решений. Важной особенностью данного метода является возможность оценки экономических показателей, когда на любой стадии проекта можно просчитать экономический эффект. Это ведёт к снижению рисков принятия экономически нерентабельных решений (которые могут вести к большим объёмам дополнительных затрат на обустройство нового месторождения и составлять до 40 % от всего объёма капитальных вложений) и позволяет оперативно оптимизировать время выполнения проекта.

Корректный выбор пласта-аналога чрезвычайно важен не только с точки зрения выбора стратегии разработки месторождения, но и с позиции особенностей геологического строения изучаемого объекта [3]. Поэтому изучением этого вопроса на протяжении последних десятилетий занимается достаточно большое количество авторов. Первые обобщающие работы по возможному применению метода аналогии в качестве источника дополнительной информации о месторождениях УВ появились в отечественной литературе ещё в начале 70-х годов XX века. Были сделаны попытки создания критериев уникальности объектов разработки, которые бы служили в качестве классификаторов для распознавания основных технологических показателей разработки месторождений УВ, давая оценку успешности применения различных методов увеличения нефтеотдачи. Другие работы [4, 5] были направлены на разработку критериев качественного выбора тампонажных растворов и режимов цементирования, которые смогли бы обеспечить качественное крепление конструкции скважин. В течение последнего десятилетия в связи со значительным увеличением доли интегрированного проектирования в общем объёме работ, связанных с прогнозом технологических показателей разработки, в российских нефтегазовых компаниях всё чаще применяется метод аналогий. В первую очередь, это касается изучения стратегии разработки и применения технологий добычи и МУН, которые наиболее эффективны на месторождениях со схожим геологическим строением. Так, например, была создана база данных «МУН», которая разработана по типу экспертной системы [6].

В классификациях SPE и SEC термин месторождения-аналоги, прежде всего, связан с оценкой доказанных запасов. При этом в качестве аналога выбирается объект со сходными свойствами породы и флюида, но, как правило, находящийся на более поздней стадии эксплуатации, с аналогичными или лучшими характеристиками, обоснованной рентабельностью разработки [7].

В задачах разработки привлечение аналогий позволяет принимать решения, обосновывать жизнеспособность проекта, величины основных параметров, таких как, например, коэффициент извлечения нефти (КИН), или наоборот, указывать на высокие риски, связанные с реализацией проекта. Изучение месторождений-аналогов достаточно широко используется при выполнении совместных проектов. Данный подход особенно показателен для шельфовых месторождений, где риски высокие, а решения по основным инвестициям приходится принимать на этапе, когда объём исследований минимален (например, отсутствуют данные по добыче). Так, при принятии ключевых решений по разработке месторождений Северного моря привлекались данные по нескольким месторождениям-аналогам США, Южной Африки и шельфа Австралии [8].

Метод привлечения аналогий наиболее известен в приложении к новым месторождениям, вместе с тем в последнее десятилетие всё чаще появляются сообщения о применении его на старых объектах для определения потенциала увеличения нефтеотдачи.



В проектах разработки месторождений предусмотрен раздел анализа разработки аналогичных месторождений. В настоящее время при создании проекта разработки этот инструмент ещё недостаточно полно используется, что отражается на качестве проекта [9].

Задачу поиска аналогов нередко ассоциируют с поиском «объекта-близнеца», наиболее схожего по некоторым параметрам и характеристикам с целевым рассматриваемым объектом [10].

Месторождение можно считать аналогом, если оно совпадает или является схожим с рассматриваемым по некоторым известным геологическим параметрам обеих залежей. Такое сходство позволяет сделать вывод, что и остальные характеристики будут аналогичны параметрам месторождения, в котором они неизвестны, что, в свою очередь, позволяет, например, произвести оценку пропусков в данных, полученных с месторождений-аналогов [11].

Следует отметить, что совокупность геологических параметров месторождения представляет собой многомерное распределение, содержащее как дискретные, так и непрерывные переменные. Определение типа зависимостей между данными имеет важное значение, так как применение классических совместных моделей распределения с использованием принципа корреляции может оказаться невозможным в случае, если зависимости не линейны, что характерно для геологических и геометрических признаков. Дополнительным преимуществом при выборе оптимального подхода является минимальное использование экспертных знаний, а в идеальном случае и полный отказ от них. В связи с этим поиск месторождений-аналогов является достаточно нетривиальной задачей, для которой на данный момент не существует общепринятого решения [12].

### **Существующие нерешённые научные проблемы по теме исследования**

Наиболее распространённым методом решения практически всех возникающих на месторождении проблем, в том числе и поиска месторождений-аналогов, сегодня является метод экспертной оценки, заключающийся в привлечении людей, обладающих знаниями и опытом, достаточными для прогнозирования успешности того или иного технологического решения. Подходы, основанные на привлечении экспертных знаний, являются наиболее простым методом по поиску аналогов с точки зрения времени и трудозатрат.

Подходы с приоритетным использованием экспертных знаний позволяют получить быструю оценку экспертом за короткое время, однако не гарантируют точность результатов и обычно применяются в сжатые сроки в отсутствие более надёжного метода оценки неизвестных параметров. Другой недостаток таких методов – отсутствие информации о значимости или информативности пропущенных параметров. Не удаётся и характеризовать зависимости между параметрами, так как выставление весовых коэффициентов значимости переменных в процессе поиска аналогов экспертом является субъективной оценкой. Исходя из этого требуется рассмотреть более комплексные подходы к поиску аналогов, включающие в себя анализ многомерного распределения с учётом возможных связей между переменными [11].

В настоящее время активно используются подходы, основанные на использовании технологий машинного обучения. В частности, возможно применение различных алгоритмов кластеризации в целях получения групп аналогов, обладающих схожими свойствами [13, 14].

При проектировании разработки новых месторождений компании сталкиваются с проблемой отсутствия необходимых данных, например, геологических данных, информации о насыщающих породу флюидах, а также фильтрационно-емкостных свойствах. Высокая степень неопределённости исходных данных может приводить к дополнительным затратам на обустройство новых месторождений [15].

В связи с этим разработка методик повышения качества поступающих промысловых данных и автоматизированных алгоритмов их обработки, позволяющих получать информацию о явлениях, сопровождающих процесс эксплуатации, обеспечивать возможности раннего обнаружения и прогнозирования нештатного функционирования скважин для сокращения недоборов продукции, обоснованной оценки эффективности назначения мероприятий и формирования оптимального портфеля геолого-технических мероприятий по всему эксплуатационному фонду в условиях действующих ограничений на объёмы добываемой продукции являются актуальными задачами, стоящими перед инженерами-нефтяниками и нефтяной промышленностью в целом [9].

Одной из основных проблем использования метода аналогий в отечественной промышленности является также отсутствие общедоступной, достоверной и обширной базы данных, которая бы включала в себя широкую номенклатуру отечественных нефтяных и газовых месторождений, описывала их основные качественные и количественные свойства, а также результаты проведения различных геолого-технических мероприятий.

Данная проблема отсутствует на рынках западных стран, поскольку там в открытом доступе находятся такие базы данных как, например, TORIS (Tertiary Oil Recovery Information System), представляющая из себя аналитическую систему, курируемую Министерством энергетики США, созданную для оценки технологического и экономического потенциала извлечения углеводородов из нефтяных и газовых месторождений. Также работу над созданием обширной базы данных месторождений ведёт компания «British Petroleum». В России в той или иной степени над данной проблемой работают такие



компании как «Роснефть» и «Газпромнефть», но ввиду большого количества юридических препятствий обмен знаниями подобного рода в РФ в значительной мере ограничен.

Поскольку поиск месторождения-аналога обычно сводится к поиску объекта-близнеца, встает закономерный вопрос, на какие параметры месторождения следует опираться для наиболее быстрого и точного поиска подходящего аналога. Во многих научных работах исследователи указывают целый ряд таких признаков, их количество может варьироваться от 5 до нескольких сотен и они могут включать в себя абсолютно любую информацию о месторождении, начиная от географической привязки и геологических признаков и заканчивая свойствами пластового флюида и параметрами системы разработки.

### Предложения по решению существующих научных проблем

В работе [2] представлен методический подход для поиска месторождений-аналогов с использованием критериев сопоставимости. Каждый объект разработки месторождения или отдельных пластов можно характеризовать комплексом признаков, включающим структурно-геологические особенности, свойства продуктивных пластов, свойства пластовых флюидов и др. Количество таких признаков может колебаться от 5 до 200 и более.

В качестве квалификационных признаков выбраны структурно-геологические особенности, свойства продуктивных пластов и свойства пластовых флюидов. К структурно-геологическим особенностям относятся: стратиграфическая принадлежность продуктивных пластов, количество продуктивных пластов, фазовое состояние и др. К свойствам продуктивных пластов можно отнести толщину продуктивного пласта, пористость, проницаемость, сжимаемость пород и др. Свойства пластовых флюидов включают следующие признаки: фазовый состав, плотность нефти, вязкость в пластовых условиях, газовый фактор и др.

Так как классификационные признаки имеют различные размерности и широкие диапазоны изменения, то каждый признак разбивался на малые диапазоны, которым присваивался условный индекс. Фрагмент такой таблицы для свойств продуктивных пластов приводится в таблице 1.

**Таблица 1** – Фрагмент таблицы классификационных признаков свойств продуктивных пластов

№№ n/n	Классификационные признаки	Характеристика	Условный индекс
2.1	Толщина продуктивного пласта, м	до 5	1
		5–10	2
		10–15	3
		более 15	4
2.2	Пористость, %	до 10	1
		10–15	2
		15–20	3
		20–25	4
		25–30	5
2.3	Минералогический состав	более 30	6
		наличие глинистости	1
		наличие карбонатов	2

Совокупность  $M$  объектов можно подвергнуть кластерному анализу, т.е. разбить это множество на ряд классов так, чтобы объекты одной группы (класса) были бы «однородными» (сходными) по комплексу признаков и в то же время были «разнородными» (несходными) с объектами, принадлежащими к другой группе (классу).

Существует несколько методов кластеризации многомерных по признакам объектов в сходные (однородные) классы, которые изложены в работах [4, 16]. Однако все они решаются в терминах матрицы расстояния или в терминах матрицы сходства.

Нами выбран последовательный процесс кластеризации, основанный на коэффициенте корреляции между признаками различных объектов (месторождений) и называемый «дендрограммой». Дендрограмму можно определить как графическое изображение процесса последовательной кластеризации, который реализуется в терминах матрицы сходства (рис. 1).

Приведенный анализ даст возможность решения целого комплекса задач, включающих:

- изучение стратегий разработки на однотипных месторождениях и выбор наиболее эффективных;
- анализ применения новых технологий и выбор наиболее эффективных для каждого класса месторождений;
- количественный анализ показателей разработки внутри класса и между классами и др.

В работе [17] приводится таблица сопоставления классификационных признаков, на основе анализа которой определяются месторождения, наиболее схожие по своим геологическим характеристикам с изучаемым объектом.

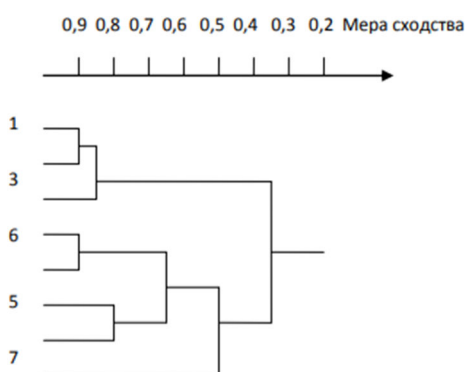


Рисунок 1 – Пример построения дендрограммы

Авторы работы предлагают делить все признаки на 2 группы: *качественные* и *количественные*.

К качественным признакам следует отнести нефтегазоносную провинцию, стратиграфическую принадлежность, группы пород, тип коллектора, обстановку осадконакопления, фазовое состояние, тектоническую активность района и тип ловушки.

К количественным признакам можно отнести глубину залегания, класс коллектора по пористости и проницаемости, плотность нефти и объём геологических запасов.

Для более качественного подбора месторождения-аналога и отсеечения залежей, подходящих по своим свойствам только формально, предлагается ранжировать классификационные признаки по трём классам.

К первому классу относится признак группы пород: так на самом начальном этапе анализа происходит подбор возможных аналогов по принципиальному геологическому признаку, и в дальнейшем рассматриваются только породы-коллектора одного типа. Ко второму классу относятся признаки типа коллектора и обстановки осадконакопления, к третьему – все остальные.

На основе выделенных классификационных признаков создаётся библиотека или выборка месторождений или пластов, близких по своим свойствам, в первую очередь, по качественным признакам, к исследуемому объекту, в виде таблицы с возможностью фильтрации по количественным признакам, и по сходству этих признаков делается вывод о том, какие месторождения могут получить статус аналога.

Аналоги могут быть сформированы в группы по схожести ряда признаков, проранжированы и определены группы (например, I группа, II группа, III группа и т.д.).

По мнению авторов, очень важным параметром является степень геологической изученности месторождения. От количества и качества информации будут в значительной степени зависеть результаты использования метода аналогий. В случае если количество и качество исходной информации низкое, то и ожидаемые результаты анализа будут очень ненадёжными.

В работе [11] предложен способ поиска месторождений-аналогов на основе кластеризации байесовских сетей, построенных на параметрах месторождений. С помощью байесовских сетей возможно эффективно представить нефтегазовые месторождения в виде многомерного распределения с учётом сложных взаимосвязей между параметрами. Для каждого из месторождений в производственной базе данных строилась байесовская сеть на выборке из ближайших его соседей, полученных с использованием метрики косинусного расстояния. Кластеризация построенных на выборках месторождений сетей производится путём сравнения метрики расстояния Хэмминга между вытянутыми в одномерный вектор матрицами смежности. Произведён сравнительный анализ разработанного подхода и других методов поиска аналогов на основе методов машинного обучения. Приведены результаты оценки работы алгоритма, подтверждающие, что моделирование и поиск аналогов с помощью байесовских сетей является более комплексным решением задачи. Точность восстановления пропущенных значений для большинства параметров с помощью разработанного алгоритма оказалась выше, чем в существующих классических алгоритмах кластеризации.

В работе [6] проанализированы методики и программное обеспечение для выбора и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи. Выделены основные этапы скрининга технологий увеличения нефтеотдачи. В статье автор рассматривает ряд программ зарубежных авторов, которые используются для оценки применимости различных МУН. В данных программах разработчики прибегают к использованию искусственного интеллекта и нейронных сетей для наиболее точного определения интервалов применимости различных методов на основе информации по успешным проектам на месторождениях, занесённых в базу данных. В данной работе упоминаются две базы данных. Первая имплементирована в программу Screening 2.0 и состоит из 1000 проектов месторождений. Вторая включает в себя 2200 проектов и работает в паре с экспертно-аналитической системой NeuroShell.

Также в данной работе упоминается метод кластеризации как наиболее простой метод работы с данными по месторождениям-аналогам.



В работе [18] приводится метод выявления объектов-аналогов путём использования обобщённой модели кривых капиллярного давления, представляющих из себя зависимость безразмерного капиллярного давления от нормированной (приведённой) водонасыщенности в логарифмической системе координат.

В условиях Западной Сибири для любого месторождения на коллекции образцов керна в лабораторных условиях изучают капиллярные характеристики продуктивного пласта. Определяют фильтрационно-емкостные свойства образцов: пористость, проницаемость, остаточную водонасыщенность. Далее путём статистической обработки лабораторных данных можно получить обобщённую математическую модель капиллярных кривых.

В работе [19] представлена обобщённая модель капиллярных кривых для коллекторов Западной Сибири (1):

$$\ln(P_{r0}) = a + b \cdot \ln(K_g^*) + c \cdot (\ln(K_g^*))^2, \tag{1}$$

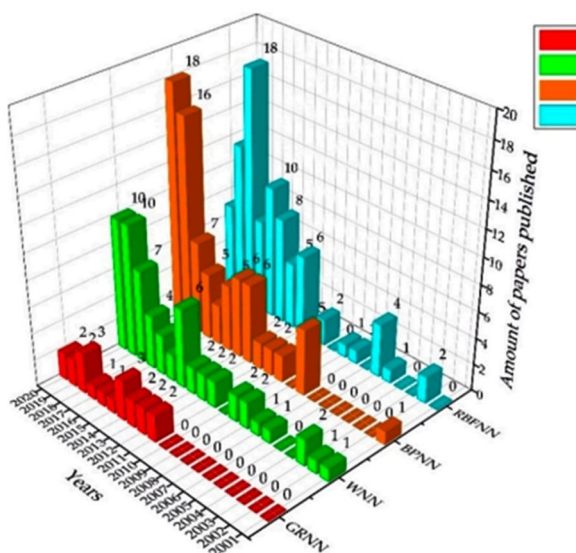
Параметры обобщённой модели  $a$ ,  $b$  и  $c$  являются характеристиками данного продуктивного пласта, причём каждый продуктивный пласт однозначно характеризуется своими параметрами. Эти параметры являются неизменными для конкретного продуктивного пласта, но различными для пластов разных месторождений.

Параметр  $a$  определяет степень смачиваемости поверхности порового канала, т.е. водоудерживающую способность продуктивного пласта. Параметр  $b$  характеризует микронеоднородность каналов по размерам, а также доленое участие каналов в процессе фильтрации жидкости. Кроме того, относительные фазовые проницаемости для смачивающей (вода) и несмачивающей (нефть, газ) фаз для различных водонасыщенностей тоже определяются параметром  $b$ . Параметр  $c$  характеризует поведение кривой капиллярного давления в области минимальных значений размеров поровых каналов.

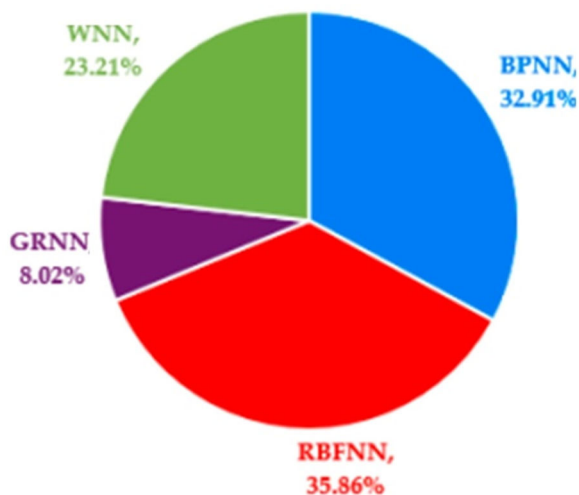
Таким образом, обобщённая модель капиллярного давления однозначно характеризует данный эксплуатационный объект, и параметры модели могут быть использованы для распознавания объекта-аналога, находящегося в разработке. Очевидно, опыт разработки объекта-аналога можно уверенно использовать в процессе разработки рассматриваемого месторождения.

В работе [20] автор анализирует применимость четырёх различных нейронных сетей для прогнозирования коэффициента нефтеотдачи: BPNN (British Petroleum neural network), RBFNN (Radial basis function neural network), GRNN (Generalized regression neural network) и WNN (Wavelet neural network).

Автор приводит инфографику (рис. 2 и 3), согласно которой с 2001 по 2020 гг. количество публикаций на тему использования нейронных сетей в нефтегазовой индустрии непрерывно росло, а наибольшее количество упоминаний наблюдается у RBFNN (порядка 35,8 % от всех публикаций), далее следует BPNN, GRNN и WNN.



**Рисунок 2** – Количество публикаций на тему использования нейронных сетей в нефтегазовой индустрии с 2001 по 2020 гг.



**Рисунок 3** – Процентное соотношение упоминаний различных типов нейронных сетей в публикациях с 2001 по 2020 гг.

BPNN предлагает хорошую идею для решения сложной нелинейной задачи прогнозирования коэффициента нефтеотдачи нефтяного месторождения. Хотя точность прогнозирования BPNN, оптими-





зированной интеллектуальным алгоритмом, повышается, существует множество результатов, вызванных согласованием весов и пороговых значений, что приводит к большим колебаниям в конечных результатах прогнозирования ошибок.

По сравнению с широко используемой BPNN, доказано, что эффект аппроксимации RBFNN в нелинейных функциях лучше. Для прогнозирования определённых показателей разработки нефтяных месторождений RBFNN имеет более высокую скорость обучения и меньшее количество итераций, и больше подходит для сложных систем с большим количеством неизвестных параметров.

GRNN обладает такими характеристиками, как простой процесс вычисления, высокая скорость обучения, меньшее количество параметров настройки, хорошая глобальная сходимость и т.д. По сравнению с BPNN сеть GRNN может достигать лучших результатов прогнозирования при решении нелинейных задач с небольшими выборками. По сравнению с RBFNN сеть GRNN характеризуется простым процессом обучения: неизвестные переменные в RBFNN включают центр функции  $c$ , ширину функции  $\delta$  и вес  $\omega$ ; однако GRNN рассматривает обучающую выборку как центр функции  $c$ , отменяет вес  $\omega$  и сохраняет только неизвестную переменную – ширину функции  $\delta$ . Поэтому интеллектуальные алгоритмы легче сочетать с GRNN, и для повышения точности прогноза достаточно настроить только один параметр  $\delta$ .

По сравнению с BPNN сеть WNN имеет значительные улучшения в скорости сходимости, способности к обобщению и точности аппроксимации, но у неё всё ещё есть проблемы, такие как задержка на экстремальных значениях и стабильность сети. WNN избегает проблем нелинейной оптимизации, таких как локальная оптимизация, значительно упрощает обучение и имеет широкие перспективы применения. С постоянным углублением исследований WNN его области применения будут становиться всё более и более обширными.

Таким образом, автор даёт развёрнутое пояснение того, что из себя представляют различные типы нейронных сетей и как наиболее эффективно применить их в задачах прогнозирования коэффициента нефтеизвлечения.

В работе [15] рассматривается методика и программный модуль выбора объекта-аналога, позволяющая подбирать объекты-аналоги для нефтегазоконденсатной залежи с близкими геолого-физическими характеристиками на основе качественных и количественных параметров с использованием весовых коэффициентов для каждого параметра, которые отражают его значимость как признака пласта-аналога. Выбор производится из базы геологических объектов-аналогов, в которую занесена информация по геолого-физическим характеристикам более чем по 2500 залежам ПАО «НК «Роснефть». Процедура выбора объекта-аналога из базы геологических объектов-аналогов занимает не более 15 минут, т.к. расчёт критериев для выбора объектов-аналогов автоматизирован, что существенно быстрее традиционного подхода по выбору аналогов вручную (рис. 4).



Рисунок 4 – Схема выбора объекта-аналога

В работе [21] описан инструмент для поиска и ранжирования объектов-аналогов из базы данных разработки месторождений на основе теории нечётких множеств. Реализованный функционал позволяет выбирать задачи и целевые параметры, по которым подбираются объекты-аналоги. В алгоритме введены весовые показатели для каждой задачи соответственно, основанные на экспертном



мнении и статистике. Результат работы инструмента позволяет воспользоваться существующим опытом разработки схожих объектов из базы данных и восполнить недостающую информацию.

Разработанный инструмент по подбору объектов-аналогов позволяет не только восполнить недостающие геологические данные, но и получить информацию по системам разработки, характеристике вытеснения, темпам падения жидкости, стартовым дебитам и результатам испытаний разведочных скважин.

Для определения объекта-аналога в инструменте реализована возможность выбора задачи подбора: для составления проектно-технического документа, выбора третичного метода воздействия, оптимизации системы разработки в рамках опытно-промышленных работ (ОПР), гидродинамического моделирования, подготовки инвестиционного меморандума.

Решением в работе является алгоритм, позволяющий по целевым параметрам и базе данных разработки месторождения математически определить наиболее «близкий» объект месторождения. Под «близостью» понимается степень принадлежности того или иного параметра из базы данных к целевому параметру.

На вход алгоритма подаётся набор целевых параметров объекта месторождения, учёт которых опционален. Далее алгоритм, используя только выбранные параметры, для каждой строки и каждого параметра из базы данных рассчитывает функцию принадлежности:

$$\mu(x) = e^{-\frac{(x-b)^2}{2\sigma^2}}; \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x - \bar{x})^2}, \quad (3)$$

где  $b$  – значение целевого параметра;  $x$  – значение параметра объекта-аналога;  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение выборки по параметру из базы данных;  $n$  – количество учитываемых параметров при поиске объекта-аналога (зависит от насыщенности базы данных);  $\bar{x}$  – среднее значение по выборке из базы данных.

После чего рассчитывается итоговая оценка схожести по каждому объекту, называемая *единым комплексным критерием* и рассчитываемая по формуле:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n w_i}{\sqrt{\prod_{i=1}^n \mu_i^{w_i}}}, \quad (4)$$

где  $w_i$  – вес  $i$ -го параметра;  $\mu_i$  – функция принадлежности  $i$ -го параметра, рассчитанная по формуле (2).

Следует подчеркнуть, что веса для каждой задачи подобраны статистическим методом согласно экспертному мнению. Для этого проведён опрос экспертного состава, в котором было необходимо расставить весовые показатели (от 0 до 1) по их экспертному мнению для каждого параметра решаемых задач алгоритма.

Для универсальности инструмента все целевые параметры разделены на 2 группы: *качественные* и *количественные*.

Алгоритм позволяет отфильтровать по тем качественным параметрам, которые изначально выбраны перед запуском. Если принимается решение не использовать нефтегазоносную провинцию или тип ловушки как целевой качественный параметр, то алгоритм не учитывает их. Важно отметить, что в инструменте отсутствует предустановка качественных параметров и строгая необходимость в них при поиске объектов-аналогов отсутствует.

### Список литературы:

1. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений / С.И. Кудряшов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 43–47.
2. Использование критериев сопоставимости при поиске аналогичных месторождений углеводородов / И.О. Орлова [и др.] // Технические и технологические системы: материалы Восьмой Международной научной конференции «ТТС-16». – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2016. – С. 285–290.
3. Когнитивные технологии исследования информационных массивов для восстановления неявных знаний и данных / А.Р. Закиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 76–78.
4. Дуда Р., Харт П. Распознавание образов и анализ сцен / пер. с англ. Г.Г. Вайнштейна и А.М. Васьковского. – М. : Мир, 1976. – 512 с.



5. Методика оценки надёжности крепи скважин / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар : ВНИИКР-нефть, 1985. – 82 с.
6. Иванов Е.Н. Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири // Георесурсы. – 2012. – С. 89–90.
7. Солодов И.С., Шакшин В.П., Колесников В.А. Статистические подходы к выявлению месторождений-аналогов Самарской области // Нефтяное хозяйство. – 2011. – С. 30–33.
8. Bhushan V., Hopkinson S.C. A Novel Approach to Identify Reservoir Analogues // Proceedings of the European Petroleum Conference. – 2002. DOI: 10.2118/78338-ms
9. Денисов О.В. Совершенствование процессов мониторинга и регулирования разработки нефтяных месторождений на основе статистических, оптимизационных и нейросетевых алгоритмов : дисс. ... канд. техн. наук. – Бугульма : Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2019. – 133 с.
10. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам / И.С. Вологин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 124–127. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-124-127
11. Безбородов А.К., Деева И.Ю. Поиск месторождений-аналогов на основе кластеризации байесовских сетей // Journal of Instrument Engineering. – 2022. – Vol. 65. – № 1. – P. 64–72.
12. Variations in ranked list of reservoir analogs as an effect of search preferences / A. Voskresenskiy [et al.] // Saint Petersburg 2020 – Geosciences: Converting Knowledge into Resources. – 2020. DOI:10.3997/2214-4609.202053163
13. Agglomerative hierarchical clustering of airborne electromagnetic data for multi-scale geological studies / M. Dumont [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2018. – Vol. 157. – P. 1–9 DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.06.020
14. Ren Z., Sun L., Zhai Q. Improved k-means and spectral matching for hyperspectral mineral mapping // International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation. – 2020. – Vol. 91. DOI:10.1016/j.jag.2020.102154
15. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счёт применения методики выбора объекта-аналога (часть 1) / Э.К. Абдрахманова [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 92. – С. 66–69.
16. Дюран Б., Одделл П. Кластерный анализ / пер. с англ. Е.З. Демиденко. – М. : Статистика, 1977. – 128 с.
17. Поднебесных А.В., Хафизов А.Р. Методика экспресс-оценки выбора объекта-аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. – 2019. – С. 9–18.
18. Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщённой модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири / Р.Т. Ахметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг Георесурсов. – 2021. – С. 89–97.
19. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 31. – P. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007
20. Research progress of oilfield development index prediction based on artificial neural networks / C. Chen [et al.] // Energies. – 2021. – Vol. 14. – Issue 18. – URL : <https://doi.org/10.3390/en14185844>
21. Мигманов Р.Р., Зиазев Р.Р., Галиуллин М.М. Автоматизированный алгоритм подбора объекта-аналога на основе теории нечётких множеств // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 7. – С. 15–19.

#### List of references:

1. Quantitative methods of using analogues in the tasks of field exploration and development / S.I. Kudryashov [et al.] // Oil industry. – 2015. – № 4. – P. 43–47.
2. The use of comparability criteria in the search for similar hydrocarbon deposits / I.O. Orlova [et al.] // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16». – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2016. – P. 285–290.
3. Cognitive technologies of information array research for recovery of implicit knowledge and data / A.R. Zakirov [et al.] // Oil Economy. – 2018. – № 12. – P. 76–78.
4. Duda R., Hart P. Pattern recognition and scene analysis / translated from English by G.G. Weinstein and A.M. Vaskovsky. – М. : The World, 1976. – 512 p.
5. Methodology of evaluation of well support reliability / A.A. Arutyunov [et al.]. – Krasnodar : VNIKR-oil, 1985. – 82 p.
6. Ivanov E.N. Choice and evaluation of efficiency of oil recovery enhancement methods for Western Siberia oilfields // Georesursy. – 2012. – P. 89–90.



7. Solodov I.S., Shakshin V.P., Kolesnikov V.A. Statistical approaches to identification of the Samara region analogues // Oil Industry. – 2011. – P. 30–33.
8. Bhushan V., Hopkinson S.C. A Novel Approach to Identify Reservoir Analogues // Proceedings of the European Petroleum Conference. – 2002. DOI: 10.2118/78338-ms.
9. Denisov O.V. Improved processes of monitoring and regulation of oil field development based on statistical, optimization and neural network algorithms: dissertation. Candidate of Technical Sciences. – Bugulma : Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, 2019. – 133 p.
10. Methodology of selection of object–analogues for oil–and–gas deposit by geological and physical ha–characteristics / I.S. Vologin [et al.] // Neftyanoe upravlenie. – 2019. – № 12. – P. 124–127. DOI: 10.24887/0028–2448–2019–12–124–127
11. Bezborodov A.K., Deeva I.Yu. Search for analog deposits based on clustering of Bayesian networks // Journal of Instrument Engineering. – 2022. – Vol. 65. – № 1. – P. 64–72.
12. Variations in ranked list of reservoir analogs as an effect of search preferences / A. Voskresenskiy [et al.] // Saint Petersburg 2020 – Geosciences: Converting Knowledge into Resources. – 2020. DOI:10.3997/2214–4609.202053163
13. Agglomerative hierarchical clustering of airborne electromagnetic data for multi–scale geological studies / M. Dumont [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2018. – Vol. 157. – P. 1–9 DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.06.020
14. Ren Z., Sun L., Zhai Q. Improved k–means and spectral matching for hyperspectral mineral mapping // International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation. – 2020. – Vol. 91. DOI:10.1016/j.jag.2020.102154
15. Improvement of development efficiency of new oil–and–gas–condensate deposits due to the application of the methodology of object-analog selection (part 1) / E.K. Abdrakhmanova [et al.] // Exposition Oil Gas. – 2022. – № 92. – P. 66–69.
16. Duran B., Odell P. Cluster analysis / translated from English by E.Z. Demidenko. – M. : Statistics, 1977. – 128 p.
17. Podnebesnykh A.V., Khafizov A.R. Methodology of express–evaluation of selection of object–analogues for hydrocarbon deposits based on their geological features // Geophysics, geophysical methods of mineral prospecting. – 2019. – P. 9–18.
18. Grouping of production objects based on the parameters of the generalized model of capillary pressure curves by the example of a number of oil fields in Western Siberia / R.T. Akhmetov [et al.] // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources. – 2021. – P. 89–97.
19. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle–Bakken samples using three different methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 31. – P. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007
20. Research progress of oilfield development index prediction based on artificial neural networks / C. Chen [et al.] // Energies. – 2021. – Vol. 14. – Issue 18. – URL : <https://doi.org/10.3390/en14185844>.
21. Migmanov R.R., Ziayev R.R., Galiullin M.M. Automated algorithm of object–analog selection based on fuzzy sets theory // Exposition Oil Gas. – 2022. – № 7. – P. 15–19.



УДК 550.8

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

### STUDY OF THERMAL PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS OF ULTRA-VISCOUS OIL DEPOSITS

**Бурлуцкий Ефим Андреевич**

инженер лаборатории центра  
научно-технических исследований,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
e.burluckiy@agni-rt.ru

**Садреева Рауза Хатиповна**

заведующий лабораторией  
центра научно-технических исследований,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
roza.hatipovna@yandex.ru

**Залятдинов Альберт Айратович**

начальник центра научно-технических исследований,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
zalyatdinovaa@agni-rt.ru

**Липаев Александр Анатольевич**

профессор,  
Уральский государственный горный университет  
lipaevagni@yandex.ru

**Аннотация.** Задачи нефтегазовой промышленности, в том числе геотермические исследования месторождений нефти требуют применения теплофизики горных пород, как научной основы о происходящих тепловых процессах в недрах земли, теплофизических параметрах пород-коллекторов и методологии их нахождения.

Наука о теплофизике пород включает в себя исследование тепловых процессов, происходящих в недрах, свойствах пород в области тепловых показателей и методах их определения и применима при геотермических расчетах месторождений нефти и в решении многочисленных задач нефтегазовой отрасли.

Температуропроводность, теплопроводность, теплоемкость – теплофизические параметры пород, влияющие на естественные или созданные искусственно температурные фронты в толще земли, изучение которых влияет на решение таких вопросов, как поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа, с учетом современных условий, при которых наблюдается ухудшение структуры запасов углеводородов и обострения экологических проблем. Эффективность геотермических изысканий при поиске и разведке месторождений нефти и газа обуславливается связью между залегаем залегшей углеводородов и распределением геотермических фронтов горных пород. Подобные исследования должны подкрепляться информацией о теплопроводности пород.

Применение эмпирических показаний о теплофизических данных пород делает выше эффективность термометрии в области контроля эксплуатации месторождений нефти (оценка перетоков жидкостей в скважине, испытания на значительных глубинах в приостановленных после бурения скважинах и т.д.). Продуктивность теплового влияния находится как коэффициент эффективного применения тепла, т.е. соотношением ве-

**Burlutsky Efim Andreevich**

Engineer of the Laboratory of the Center  
for Scientific and Technical Research,  
Almetyevsk State Petroleum Institute  
e.burluckiy@agni-rt.ru

**Sadreeva Rauza Khatipovna**

Head of the Laboratory of the Center  
for Scientific and Technical Research,  
Almetyevsk State Petroleum Institute  
roza.hatipovna@yandex.ru

**Zalyatdinov Albert Airatovich**

Head of the Center for Scientific  
and Technical Research,  
Almetyevsk State Petroleum Institute  
zalyatdinovaa@agni-rt.ru

**Lipaev Alexander Anatolievich**

Professor,  
Ural State Mining University  
lipaevagni@yandex.ru

**Annotation.** The tasks of the oil and gas industry, including geothermal studies of oil fields require the application of rock thermophysics as a scientific basis about the occurring thermal processes in the earth's interior, thermal parameters of reservoir rocks and the methodology of their finding.

The science of thermophysics of rocks includes the study of thermal processes occurring in the subsurface, the properties of rocks in the field of thermal parameters and methods of their determination and is applicable in geothermal calculations of oil fields, and can also be applied in solving numerous problems of the oil and gas industry.

Thermal conductivity, thermal conductivity, heat capacity are thermophysical parameters of rocks affecting natural or artificially created temperature fronts in the earth's strata, the study of which affects the solution of such issues as the search, exploration and development of oil and gas fields, given the current conditions in which there is a deterioration of the hydrocarbon reserves structure and aggravation of environmental problems. Efficiency of geothermal surveys in oil and gas prospecting and exploration is conditioned by connection between occurrence of hydrocarbon deposits and distribution of geothermal fronts of rocks. Such research should be supported by information about the thermal conductivity of rocks.

Application of empirical readings about thermophysical data of rocks makes thermometry more effective in the field of oil field exploitation control (evaluation of fluid overflows in a well, tests at considerable depths in suspended after drilling wells, etc.).



личины тепла, оставшегося в пласте, к общему объему тепла, закачанного в пласт или производимого в нем за конкретный временной отрезок. То есть тепловая эффективность, выражается скоростью закачки определенного количества тепла и прогреваемостью породы, которая взаимосвязана с тепловыми свойствами этих пород.

Из всего вышесказанного следует, что разработку месторождений вязкой нефти и битумов с термическим воздействием на пласт необходимо проектировать с пониманием теплофизических данных пород, насыщающих жидкостей, а также показателей геотермических свойств.

**Ключевые слова:** керн, температуропроводность, теплофизические исследования, температура, лазерная вспышка.

Productivity of the thermal influence is found as a coefficient of effective heat application, i.e. the ratio of the amount of heat left in the formation to the total heat pumped into the formation or produced in it during a specific time interval. That is, the thermal efficiency is expressed by the rate of injection of a certain amount of heat and warming of rocks, which is interrelated with the thermal properties of these rocks.

From all of the above, it follows that the development of fields of viscous oil and bitumen with a thermal effect on the reservoir must be designed with an understanding of the thermophysical data of rocks, saturating fluids, as well as indicators of geothermal properties.

**Keywords:** core, thermal conductivity, thermophysical studies, temperature, laser flash.

**Цель исследований:** определение зависимости коэффициента температуропроводности, удельной теплоемкости коллекторов залежей сверхвязкой нефти (СВН) Архангельского месторождения ПАО «Татнефть» от температуры.

**Объект исследований:** коллекторы залежей СВН – песчаники мелкозернистые, интенсивно равномерно битумонасыщенные, характер битумонасыщения равномерный.

**Методы исследований:** в решении поставленных задач применялись серийные, доступные на рынке, лабораторные приборы. Измерение температуропроводности производилось на приборе LFA 467, базирующемся на методе вспышки (ксеноновая лампа), который соответствует международным стандартам ASTM E-1461, DIN 30905, DIM EN 821. При помощи детектора с инфракрасным датчиком определяется рост температуры с оборотной стороны испытываемого образца как функция времени. Нахождение удельной теплоемкости производилось с помощью дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP. Прибор измеряет тепловые изменения потоков по разности температур в контрольных точках измерительной системы за тот же период времени. Преимуществом выбранных приборов является относительная быстрота определения, а также способность нахождения взаимосвязи от температуры удельной теплоемкости и температуропроводности рыхлых образцов ядерного материала при имитации горного давления, близкому к условиям залегания в толще пласта.

**Результаты исследований.** Определены температуропроводность, удельная теплоемкость, теплопроводность, выявлена взаимосвязь теплофизических параметров пород-коллекторов от температуры.

### Введение

Тепловое поле Земли, а также недра земной коры на сегодняшний день остаются малоизученными. Для достоверного моделирования нефтегазоносных систем и осадочных бассейнов, поиска и разведки месторождений углеводородов, проектирования методов добычи высоковязкой нефти при помощи теплового воздействия, интерпретация результата термометрии в скважине, определения плотности потока тепла из недр и др. требуется надежная библиотека числовых показателей по удельной теплоемкости, теплопроводности и температуропроводности пород [2, 3, 4, 8, 12]. Теплофизические свойства пород - основной параметр для численной модели пластовой системы, которые нужны для работы по нахождению скорости движения фронта теплоносителей, оценки теплового ресурса месторождения и проектированию системы разработки.

Ощутимый вклад в методологию и освоение теоретических и экспериментальных исследований тепловых характеристик горных пород привнесли П.В. Бриджмен, К.В. Васильев, В.А. Вертоградский, С.Н. Эмиров, С.А. Николаев, В.Е. Зиновьев, Ю.А. Попов, Е.А. Любимова и др. [2, 11]

Изысканиями в области теплофизических характеристик горных пород месторождений нефти Республики Татарстан занимались А.А. Липаев, С.А. Николаев, Б.А. Яковлев и др.

Авторы выполняли задачу по формированию надежного массива данных по ранее не исследованным термическим свойствам рассыпных образцов ядерного материала месторождений высоковязкой нефти Татарстана. Эта информация является необходимой при проектировании разработки месторождений с воздействием на пласт при помощи тепловых методов.

Авторами были рассмотрены популярная аппаратура и методики для исследования тепловых свойств [1, 2, 6, 5, 8, 10], предпочтение дано серийно выпускаемым приборам: LFA 467 – для измерения температуропроводности, дифференциально-сканирующему калориметру DSC 204 HP.

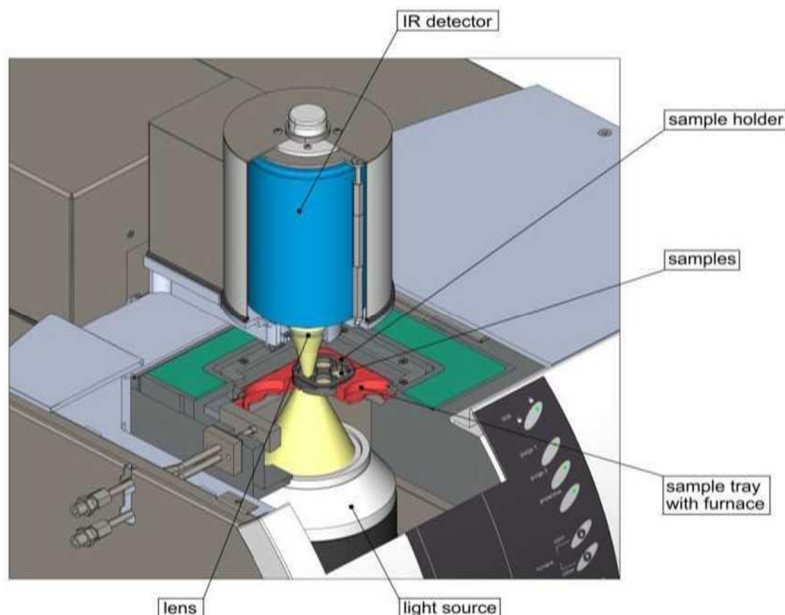
Исследовательский интерес авторов был направлен на установление температурной корреляции удельной теплоемкости и температуропроводности неконсолидированных, насыщенных битумом образцов песчаных пород.



**Методы и материалы**

Температуропроводность горных пород

Определение температуропроводности осуществлялось на приборе LFA 467. Установка LFA 467 – сложное в техническом исполнении и простое в управлении, что в целом обеспечивает быстрое, точное и безопасное измерение. Принцип работы базируется на методе вспышки (лазерный луч), что соответствует международным стандартам DIN 30905, ASTM E-1461, DIM EN 821. При помощи инфракрасного детектора определяется рост температур с оборотной стороны образцов как функция времени (рис. 1).



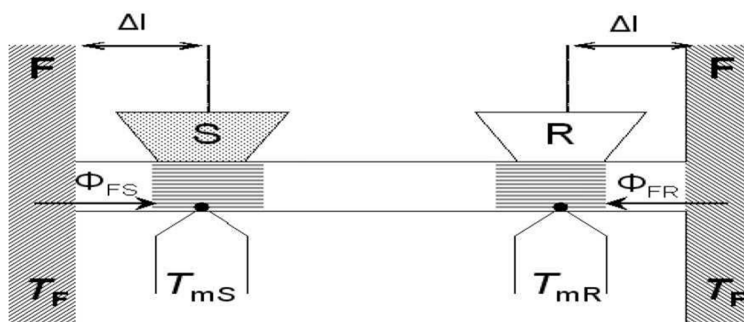
**Рисунок 1** – Устройство лабораторной установки LFA 467

Температуропроводность  $\alpha$  определяется при помощи математического анализа определяемой зависимости температуры от времени. Специальная программа осуществляет анализ. Программа использует ряд дифференциальных математических моделей для разных приложений.  $\alpha$  для адиабатических условий рассчитывается уравнением:

$$\alpha = 0.138 \cdot \frac{l^2}{t_{50}} \quad (1)$$

где  $\alpha$  – температуропроводность образца (см<sup>2</sup>/с);  $l$  – толщина образца (см);  $t_{50}$  – время в секундах, отвечающее повышению температуры на 50%

Калориметр DSC 204 HP (дифференциальный сканирующий) использовался с целью определения удельной теплоемкости. В составе прибора есть две измеряющие ячейки: первая, рассчитанная на исследуемый образец, вторая на образец сравнения – эталона (рис. 2). Ячейки конструируются как можно симметричнее (тигли одного размера, сенсоры одного размера, одно расстояние между нагревателем и сенсором). Опытным путем определяется зависимость по времени температурной разности ячейки с образцом и ячейки сравнения.



**Рисунок 2** – Схематичное изображение метода DSC 204 HP: F – печь (нагревательный элемент); S – помещенный образец; R – эталонный образец; TF, TmR, TmS – температура печи, температуры спаев дифференциальной термодуэлы эталона и образца; ΦFS, ΦFR – тепловые потоки



Потоки тепла вычисляются по разности температур в двух контрольных точках системы измерения в один и тот же момент времени.

Измерение проводится как при постоянной температуре, так и в режиме программируемого изменения температуры нагревателя.

Определение удельной теплоемкости производится по формуле:

$$C_p = \frac{DSC \text{ образца} - DSC \text{ базовой линии}}{DSC \text{ стандарта} - DSC \text{ базовой линии}} \cdot \frac{m_{\text{стандарта}}}{m_{\text{образца}}} \cdot C_{p\text{стандарта}}, \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К}), \quad (2)$$

где  $m_{\text{стандарта}}$  – масса стандартного образца;  $m_{\text{образца}}$  – масса испытуемого образца;  $C_{p\text{стандарта}}$  – удельная теплоемкость стандартного образца.

Определив температуропроводность, удельную теплоемкость (при известной или дополнительно измеренной объемной плотности) можно определить теплопроводность исследуемого образца по формуле:

$$\lambda = a \cdot C_p \cdot \rho, \quad (3)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность образца (Вт/(м·К));  $a$  – температуропроводность образца (м<sup>2</sup>/с);  $C_p$  – удельная теплоемкость образца (Дж/(кг·К));  $\rho$  – плотность образца (кг/м<sup>3</sup>).

Определения температуропроводности производились при помощи держателя для измерения под давлением, с возможностью регулировки динамометрическим ключом, с диапазоном крутящего момента 60...260 Н·см. Керновый образец помещается между двух опорных пластин чашки лабораторного держателя. Создание давления осуществляется гайкой фиксации. Необходимое сжатие (плотность) образца фиксирующей гайкой достигается затяжкой с определенным моментом. Держатель со всеми образцами устанавливается на подставке лабораторного прибора, устанавливается верхняя заслонка печи и закрывается измерительная ячейка. Запускается измерение при помощи компьютерной программы NETZSCH.

### Результаты

Керновый материал, используемый в исследовании, причислен к шешминскому ярусу. Характеристики кернового материала: мелкозернистые песчаники, интенсивно равномерная битумонасыщенность, на глубине 181,6 м характер битумонасыщенности равномерный, на глубине 190,35 м битумонасыщенность слабо-равномерная, на глубине 197,15 м пятнисто-полосчато неравномерно нефтенасыщенный. Исследования производились поступательно с температурами 25, 75, 125, 175, 225°C.

Численные показатели коэффициентов температуропроводности представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты измерений температуропроводности

Наименование показателей	Т, °С	Интервал отбора керна, м		
		181.6	190.35	197.15
Температуропроводность, × 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	25	0,533	0,554	0,675
	75	0,502	0,530	0,650
	125	0,478	0,493	0,590
	178	0,461	0,483	0,555
	225	0,445	0,467	0,524

Керн, отобранный с глубины 181.6 м, имеет температуропроводность от 0,533·10<sup>-6</sup> до 0,445·10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с. Понижение температуропроводности составляет 16,51%. Керн, отобранный с глубины 190,35 м, имеет температуропроводность от 0,554·10<sup>-6</sup> до 0,467·10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с. Понижение температуропроводности составляет 15,7%. Керн, отобранный с глубины 197.15м, имеет температуропроводность от 0,675·10<sup>-6</sup> до 0,524·10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с. Понижение температуропроводности составляет 22,37 %.

В таблице 2 приведены итоги измерений удельной теплоемкости керна Шешминского яруса по интервалам 181,6; 190,35 и 197,15 м в температурном отрезке от 25 до 225 °С.

Таблица 2– Результаты измерений удельной теплоемкости

Наименование показателя	Т, °С	Глубины отбора керна, м		
		181.6	190.35	197.15
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	25	716	648	804
	75	854	798	897
	125	967	947	1019
	175	1048	1022	1089
	225	1113	1105	1158





Результат лабораторных экспериментов показывает, что удельная теплоемкость растет при повышении температуры керновых образцов.

Как видно из таблицы 2, удельная теплоемкость испытуемых керновых образцов растет в среднем на 35,78 % с повышением температуры в отрезке 25–225 °С (рис. 4).

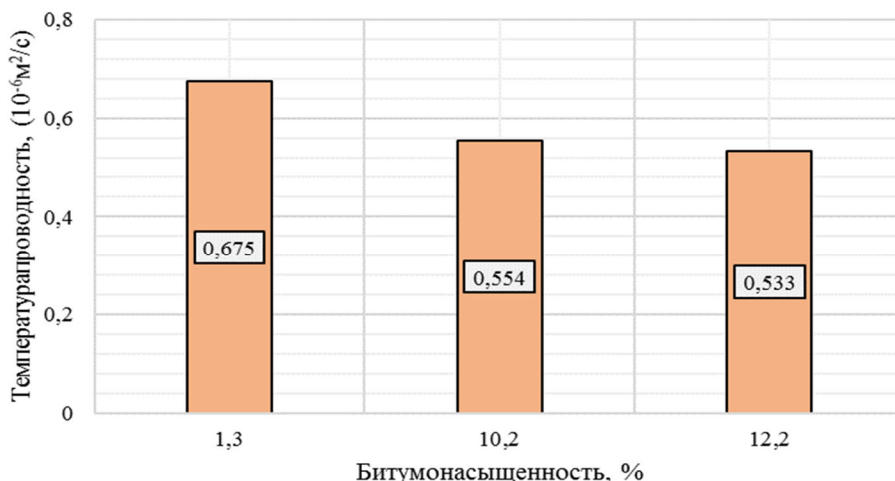
**Обсуждения и выводы**

Основываясь на опытных экспериментальных значениях коэффициента температурной проводимости и удельной теплоемкости лабораторных образцов керна песчаников по формуле (3) вычислены их коэффициенты теплопроводности. Полученные значения теплопроводности занесены в таблицу 3.

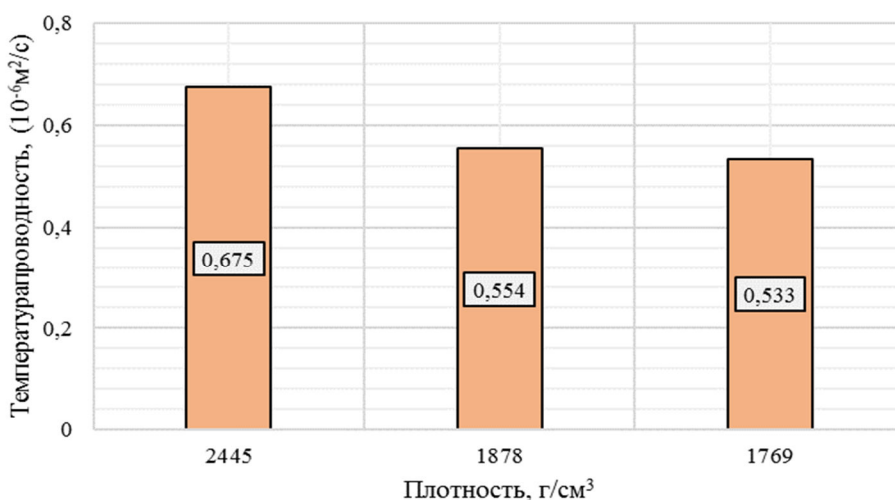
**Таблица 3** – Расчетные результаты теплопроводности

Наименование показателей	Т, °С	Интервалы отбора керна, м		
		181.6	190.35	197.15
Теплопроводность, Вт/(м·К)	25	0,675	0,674	1,327
	75	0,758	0,794	1,426
	125	0,818	0,877	1,470
	175	0,855	0,927	1,478
	225	0,876	0,969	1,484

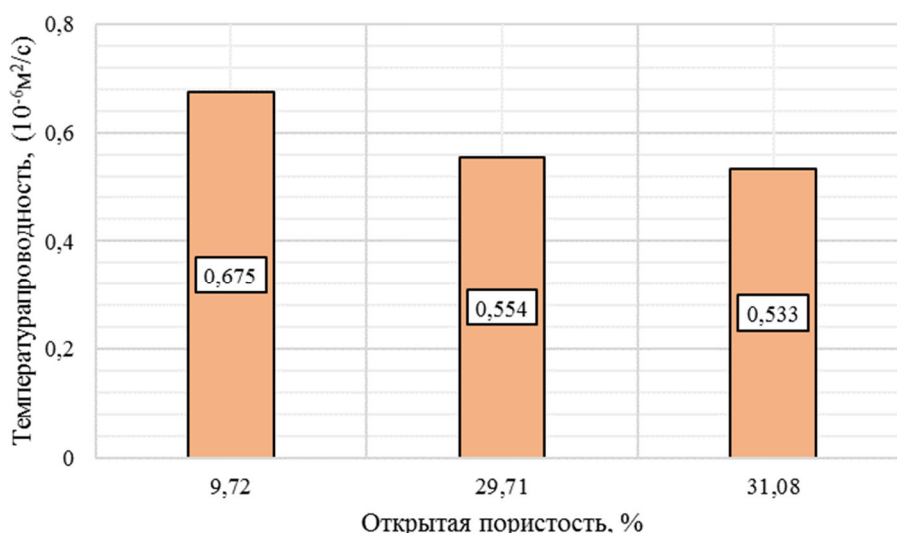
Рисунки 3, 4, 5 наглядно показывают взаимосвязь температуропроводности и битумонасыщенности, плотности, открытой пористости керна.



**Рисунок 3** – График зависимости битумонасыщенности образцов керна от температуропроводности



**Рисунок 4** – График зависимости плотности образцов керна от температуропроводности



**Рисунок 5** – График зависимости открытой пористости образцов керна от температуропроводности

### Заключение

1. По результатам лабораторных исследований можно сказать, что приборы: измеритель температуропроводности LFA-467 и дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP пригодны для определения зависимости тепловых характеристик от температуры мелкозернистых неконсолидированных керновых образцов с помощью моделирования реальных условий, соответствующих их глубине залегания.

2. Анализируя теплофизические свойства керновых образцов можно увидеть снижение коэффициента температуропроводности с увеличением температуры. Минимальные показатели температуропроводности наблюдаются при нагреве до 225 °С.

3. Наблюдается увеличение коэффициента удельной теплоемкости при нагреве керновых образцов. Максимальные показатели удельной теплоемкости отмечены при нагреве до 225 °С.

4. Наблюдается увеличение коэффициента теплопроводности при нагревании керновых образцов. Максимальные показатели теплопроводности отмечены при нагреве до 225 °С.

5. Оценена корреляционная взаимосвязь между теплофизическими показателями кернового материала и их фильтрационно-емкостными данными.

Также можно наблюдать отчетливую положительную корреляцию между температуропроводностью и плотностью керновых образцов. Так, увеличивая плотность пород в отрезке 1769–2445  $\text{кг}/\text{м}^3$ , показатели температуропроводности увеличиваются в интервале  $0,533 \cdot 10^{-6} - 0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Наблюдается падение температуропроводности от  $0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $533 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  при повышении открытой пористости керновых образцов от 9,72% до 31,08 %.

При повышении битумонасыщения в отрезке 1,3–12,2% наблюдается снижение температуропроводности от  $0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $533 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

6. Полученные результаты в ходе лабораторных исследований тепловых свойств керновых образцов, применимы для использования в качестве оценочных при оптимизации и проектировании методов добычи высоковязкой нефти с воздействием на пласт при помощи тепла.

7. Необходимо и далее развивать базу экспериментальных данных по тепловым свойствам кернового материала месторождений сверхвязкой нефти Татарстана, для этого требуются последующие петрофизические изыскания.

### Список литературы:

1. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М.: Недра, 1969. – 256 с.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
3. Чекалюк Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 4. – С. 39–42.
4. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 7. – С. 59–64.



5. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Известия АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1979. – № 5. – С. 87–93.
6. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18–23.
7. Абдулагатова З.З. Теплопроводность сухих и флюидонасыщенных горных пород при высоких температурах и давлениях. Эксперимент и моделирование : дисс. ... канд. техн. наук. – Махачкала, 2010.
8. Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Попов Ю.А. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2017. – № 2. – С. 56–70.
9. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. – М. : Недра, 1967. – 203 с.
10. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжелых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи : автореф. дисс. ... канд. техн. наук. – М., 2011. – 27 с.
11. Николаев С.А., Николаева Н.Г., Саламатин А.Н. Теплофизика горных пород. – Казань : Изд-во КГУ, 1987. – 150 с.
12. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М. : Недра, 1969. – 256 с.
13. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя: (по поводу статей Э.Б. Чекалюка) // Сборник трудов Уфимского нефтяного института. – Уфа : Башкнигоиздат, 1958. – Вып. 2. – С. 149–173.
14. Чекалюк Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 4. – С. 39–42.
15. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 7. – С. 59–64.
16. Желтов Ю.П. О вытеснении нефти из пластов движущимся фронтом горения // Теория и практика добычи нефти: ежегодник / ВНИИ. – М. : Недра, 1968. – С. 212–220.
17. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18–23; № 3. – С. 29–32.
18. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 1975. – (Итоги науки и техники / ВИНТИ). – Т. 7. – С. 69–155.
19. Раковский Н.Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоистонеоднородные пласты // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 25–27.
20. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. – М. : Недра, 1967. – 203 с.
21. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1988. – 343 с.
22. Яковлев Б.А. Прогнозирование нефтегазоносности недр по данным геотермии. – М. : Недра, 1996. – 240 с.
23. Липаев А.А. Теплофизические исследования в петрофизике. – Казань, 1993.
24. Теплофизические свойства пород коллекторов / Е. Чехонин [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – Т. 24. – № 3.
25. Теплофизические свойства горных пород / В.В. Бабаев [и др.]. – М. : Недра, 1987.
26. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжелых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи : дисс. ... канд. техн. наук. – М., 2011.
27. Мандель А.М. Теоретические модели эффективных тепловых свойств горных пород : дисс. ... канд. физ.-мат. наук. – М., 1994.
28. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1979. – № 5. – С. 87–93.

#### List of references:

1. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. Impact on the reservoir by heat in oil production. – М. : Nedra, 1969. – 256 p.
2. Lipaev A.A. Development of heavy oils and natural bitumens. М., Izhevsk : Institute for Computer Research, 2013. – 484 p.
3. Chekalyuk E.B. Temperature field of reservoir during injection of coolant into the well // Oil Economy. – 1955. – № 4. – P. 39–42.
4. Malofeev G.E. To calculate temperature distribution in the reservoir during hot fluid injection into the well // Izv. of Vuzov. Oil and Gas. – 1960. – № 7. – P. 59–64.



5. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Y.A. On the thermal conductivity of rocks at elevated temperatures and pressures in water- and oil-saturated state // *Izvestiya ANSSSR. Ser. Physics of the Earth.* – 1979. – № 5. – P. 87–93.
6. Charny I.A. Heating of bottomhole zone during injection of hot liquid into the well // *Neftyanoye obrazovanie.* – 1953. – № 2. – P. 18–23.
7. Abdulgatova Z.Z. Thermal conductivity of dry and fluid-saturated rocks at high temperatures and pressures. Experiment and modelling : dissertation. D. in Technical Sciences. – Makhachkala, 2010.
8. Popov E.Y., Romushkevich R.A., Popov Y.A. Measurements of thermal properties of rocks on standard samples as a necessary stage of thermophysical studies of hydrocarbon deposits // *Proceedings of higher educational institutions. Geology and Exploration.* – 2017. – № 2. – P. 56–70.
9. Oganov K.A. Fundamentals of thermal impact on the oil reservoir. – M. : Nedra, 1967. – 203 p.
10. Tarelko N.F. The study of thermal properties of reservoirs of heavy oils and host rocks as applied to thermal extraction methods : Ph. Candidate of Technical Sciences. – M., 2011. – 27 p.
11. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamatin A.N. Thermal physics of rocks. – Kazan : Publishing house of KSU, 1987. – 150 p.
12. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. Impact on the reservoir by heat in oil production. – Moscow: Nedra, 1969. – 256 p.
13. Rubinstein L.I. About the reservoir temperature field at injection of a hot heat-carrier into reservoir: (about E.B. Chekalyuk's articles) // *Collection of Works of Ufa Oil Institute.* – Ufa : Bashknigozdat, 1958. – Issue. 2. – P. 149–173.
14. Chekalyuk E.B. Temperature field of reservoir at injecting coolant into the well // *Neftyanoye osuschestvo.* – 1955. – № 4. – P. 39–42.
15. Malofeyev G.E. To calculate temperature distribution in the formation during hot fluid injection into the well // *Izv. vuzov. Oil and Gas.* – 1960. – № 7. – P. 59–64.
16. Zheltov Y.P. About oil displacement from reservoirs by moving front of combustion // *Theory and practice of oil production: yearbook / VNII.* – M. : Nedra, 1968. – P. 212–220.
17. Charny I.A. Heating of the bottomhole zone at the injection of a hot liquid into the well // *Oil Economy.* – 1953. – № 2. – P. 18–23; № 3. – P. 29–32.
18. Bokserman A.A., Rakovsky N.L., Glaz I.A. Development of oil fields by combining waterflooding with steam injection // *Development of oil and gas fields.* – M., 1975. – (Results of science and technology / VINITI). – VOL. 7. – P. 69–155.
19. Rakovsky N.L. Thermal efficiency of injecting heat carriers in layered homogeneous reservoirs // *Oil Economy.* – 1982. – № 11. – P. 25–27.
20. Oganov K.A. Fundamentals of thermal effect on an oil reservoir. – M. : Nedra, 1967. – 203 p.
21. Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods of oil field development. – 3rd edition, revised. and supplementary – M. : Nedra, 1988. – 343 p.
22. Yakovlev B.A. Forecasting of oil and gas content of the bowels according to geothermy. – M. : Nedra, 1996. – 240 p.
23. Lipaev A.A. Thermophysical studies in petrophysics. – Kazan, 1993.
24. Thermal-physical properties of reservoir rocks / E. Chekhonin [et al.] // *Neftegazovoe obozrenie.* – 2012. – V. 24. – № 3.
25. Thermal physical properties of rocks / V.V. Babaev [et al]. – M. : Nedra, 1987.
26. Tarelko N.F. The study of thermal properties of reservoirs of heavy oils and host rocks as applied to thermal extraction methods : dissertation. Candidate of Technical Sciences. – M., 2011.
27. Mandel A.M. Theoretical models of effective thermal properties of rocks : dissertation. Candidate of Physical and Mathematical Sciences. – M., 1994.
28. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Y.A. About heat conductivity of rocks at increased temperatures and pressures in water- and oil-saturated state // *Izv. Ser. Physics of the Earth.* – 1979. – № 5. – P. 87–93.



УДК 622.276/279

## ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТЕ НА ПРОЦЕСС ИХ ЗАГАЗОВЫВАНИЯ И ОБВОДНЕНИЯ

### INFLUENCE OF HORIZONTAL WELLS IN FORMATION THE PROCESS OF SPRAYING AND WATERING THEM

**Ваганов Евгений Викторович**аспирант,  
Тюменский индустриальный университет**Плазун Александр Владимирович**аспирант,  
Тюменский индустриальный университет**Краснов Иван Игнатьевич**кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Нефтегазовое дело»,  
Северо-Восточный федеральный университет  
имени М.К. Аммосова  
likrasnov17@gmail.com**Данилов Айсизен Петрович**студент,  
Северо-Восточный федеральный университет  
имени М.К. Аммосова  
danilovajsien@gmail.com

**Аннотация.** В данной статье рассматривается оценка влияния интервала расположения горизонтального участка скважин в пласте относительно газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) на процесс их загазовывания и обводнения. Разработка подгазовых зон Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения осложняется прорывом газа в скважины и как следствие высокий газовый фактор, приводящий к частичной или полной остановке, или переводу скважин в бездействующий фонд. Близкое расположение горизонтальных скважин на границе водонефтяных зон сопровождается образованием конуса подошвенной воды. Поэтому выработка запасов нефти ботубинского горизонта невозможна без знания особенностей и закономерностей продвижения условной границы раздела газ-нефть, вода-нефть и газ-пластовая вода к скважинам. Как показывает анализ разработки тонкой нефтяной залежи пласта Бт с газовой шапкой, пробуренных в литологически однородных пластах, конусообразование является, основной причиной малого без газового и без водного периода эксплуатации. Выявлено, что преждевременное загазовывание скважин при не учете оптимального места расположения скважин ведет к потерям большой доли запасов нефти. В работе выполнена оценка основных показатели работы скважин с горизонтальным окончанием, расположенных вдоль водо-нефтяного контакта (ВНК) и вдоль газонефтяного (ГНК). Таким образом, применение горизонтальных скважин большой протяженности позволило увеличить без газовый период разработки подгазовых залежей Ботубинского месторождения.

**Ключевые слова:** обширная газовая шапка, безгазовый период эксплуатации, нефтяная оторочка, прорыв газа, горизонтальная скважина, Среднеботубинское месторождение, процесс обводнения скважин.

**Vaganov Evgeny Viktorovich**Postgraduate student,  
Tyumen Industrial University**Plazun Alexander Vladimirovich**Postgraduate Student,  
Tyumen Industrial University**Krasnov Ivan Ignatevich**Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor, Associate Professor  
of the Department of Oil and Gas,  
Affairs North-Eastern Federal University  
named after M.K. Ammosov  
likrasnov17@gmail.com**Danilov Aisien Petrovich**Student,  
North-Eastern Federal University  
named after M.K. Ammosov  
danilovajsien@gmail.com

**Annotation.** In this article the estimation of influence of the interval of location of the horizontal section of wells in the formation relative to the gas-oil contact (GNK) and water-oil contact (VNK) on the process of their gasification and watering. The development of the subgas zones of the Srednebotubinsky oil and gas condensate field is complicated by the gas burst into the wells and as a result the high gas factor resulting in partial or complete shutdown or transfer of the wells into inactive fund. The proximity of horizontal wells on the boundary of the water-producing zones is accompanied by the formation of a cone of plantar water. Therefore, it is impossible to develop oil reserves of Botubin horizon without knowledge of peculiarities and regularities of promotion of conditional boundary of gas-oil, water-oil and gas-formation water to wells. As the analysis of the development of the thin oil deposit of the Bt formation with a gas cap, drilled in lithologically uniform strata, the cone formation is the main cause of small without gas and without water period of operation. It has been revealed that premature tanking of wells without taking into account the optimal location of wells leads to losses of a large share of oil reserves. The article assesses the main performance indicators of horizontal-end wells located along the water-oil contact (VNK) and along the gas-oil (GNK). Thus, the use of long horizontal wells has made it possible to extend the development period of underground gas deposits of the Botubinsk field without gas.

**Keywords:** extensive gas cap, gas-free operating period, oil torque, gas burst, horizontal well, Srednebotubinsk field, well weathering process.



Разрабатываемые в настоящее время нефтегазоконденсатные залежи относятся к категории сложнопостроенных. Особенность и основные трудности выработки запасов нефти определяются условиями их совместного залегания в продуктивном горизонте, резко различающихся по компонентному составу и физическим свойствам. При эксплуатации таких залежей важным являются первоочередность добычи нефти или газа. Хотя любая система разработки накладывает ограничения на условия извлечения одного из видов углеводородного сырья – нефти или пластового газа. Наиболее типичное осложнение данных залежей является прорыв газа из газовой шапки в нефтяной пласт или внедрение нефти в газовую шапку. Для осуществления оптимальной безгазовой выработки запасов нефти в условиях разработки пласта Бт Среднеботуобинского месторождения нашли применение горизонтальные и субгоризонтальные скважины, с помощью которых происходит равномерное распределение депрессии в залежи. Внедрение данных скважин позволяет увеличить предельные безгазовые и безводные дебиты [1, 2].

Актуальным является рассмотрение в ближайшем будущем добычи нефти из более простых по строению залежей на сложнопостроенные месторождения, требующих обобщения опыта освоения и обоснования оптимальных технологий разработки. Так как разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами характеризуется рядом технических, технологических и экономических ограничений, ставящих под сомнение эффективность продолжения эксплуатации. С другой стороны, опыт выработки запасов нефти таких залежей дает положительные примеры разработки, как правило, на участках с благоприятными геолого-физическими и климатическими условиями. Поэтому просматривается общая схема разработки трудноизвлекаемых запасов как сочетание детальной структуризации залежей, геолого-технологической систематизации запасов и целенаправленного подбора технологий внедрения скважин с горизонтальным окончанием.

Извлечение запасов нефти из газонефтяных залежей обычно считается более сложным, чем разработка нефтяных месторождений. Специфические особенности указанных залежей (сложное геологическое строение, наличие в пласте совместного залегания нефти газа и воды) в определенной степени усложняют комплекс проблем, связанных с их добычей. Это особенно характерно для крупных газонефтяных месторождений Западной Сибири (Федоровское, Лянторское и др.), в том числе для района Сургутского свода, где до 50 % текущих запасов нефти разрабатываемых месторождений приходится на долю нефтегазовых залежей. Как показывает практика, в связи с высокой выработкой более простых по геологическому строению залежей нефти перспектива развития нефтеотдачи в этом районе связана прежде всего с освоением сложнопостроенных газонефтяных залежей. Основные запасы нефти и газа газонефтяных залежей Сургутского района характеризуются сложным геологическим строением, малыми толщинами нефтяного пласта и большой долей порового объема нефтенасыщенного пласта. Извлечение запасов наибольшей нефтеотдачей и наименьшими затратами является одной из основных проблем разработки горизонтальными скважинами оптимальной длины месторождений указанного типа [3, 4, 5].

В настоящей работе рассмотрен подход разработки обширных подгазовых зон и залежей крупных газонефтяных месторождений Западной Якутии, где сложились предпосылки для его реализации. В результате обобщения информации об основных продуктивных пластах, содержащих газонефтяные залежи, получено представление об условиях загазовывания продуктивных нефтесодержащих горизонтов. На основании рассмотренных данных исследований, а также использовать результаты при обосновании и выборе оптимальной длины горизонтального участка скважины [6, 7, 8]

Запасы нефти Ботуобинского горизонта являются трудно извлекаемым потому, что по всей площади залежи представлена тонкой нефтяной оторочкой, заключенной между обширной газовой шапкой и подошвенной водой. Продуктивные пласты Ботуобинского горизонта залегают на глубинах от 1868 до 1953 метров. Рост газового фактора напрямую связан с расположением скважин относительно ГНК, чем ближе скважина к контуру газоносности, тем меньше безгазовый период эксплуатации скважин и быстрее происходит подтягивание конуса газа (рис. 1).

Для месторождения характерно интенсивное проявление блоковой тектоники, которая привела к формированию четырех крупных тектонических блоков. Доказанная нефтегазоносность месторождения связана в первую очередь с отложениями ботуобинского горизонта, в котором содержится большинство запасов нефти и газа. Залежи газа с конденсатом открыты в отложениях улаханского и талахского горизонтов курсовской свиты венда, осинского горизонта билирской свиты кембрия. Доказанная продуктивность Центрального тектонического блока связана с песчаниками ботуобинского горизонта венда и с нижнекембрийскими карбонатными отложениями. Ботуобинский горизонт является основным на Среднеботуобинском месторождении. Максимальный дебит нефти получен в скважине № Сбт-53 – 192 м<sup>3</sup>/сут., максимальный дебит газа в скважине № Сбт-86 – 1616 тыс. м<sup>3</sup>/сут., максимальный дебит воды в скважине № Сбт-7 – 144 м<sup>3</sup>/сут [9,10].

Принимая решение о стратегии освоения месторождения, следует учитывать тот факт, что практика разработки нефтяных оторочек основана на организации барьерного заводнения, регулировании темпов отборов нефти, газа и закачки воды с целью минимизации потерь, связанных с внедрением нефти

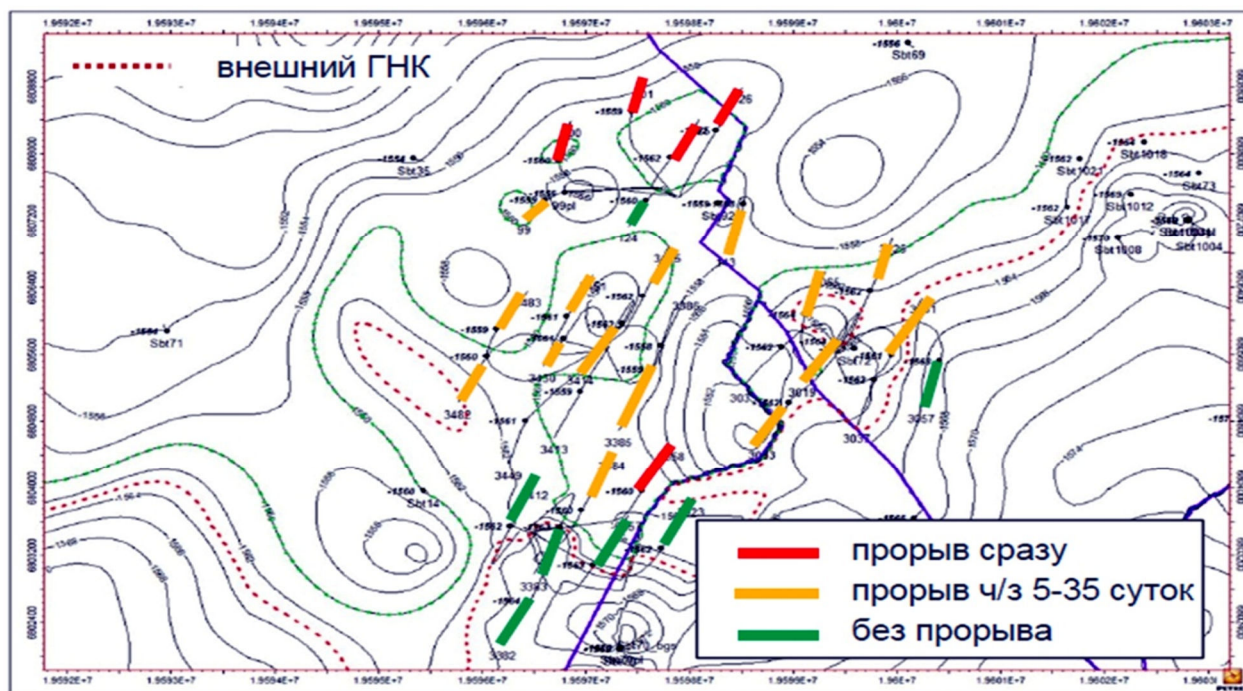


Рисунок 1 – Распределение скважин по интервалам времени начала прорыва газа

в газовую часть залежей. Современная практика разработки запасов оторочек нефти перекрываемых газовой шапкой, предполагает широкое применение горизонтальных скважин. Важным является экономический результат, который предопределяет порядок освоения запасов углеводородов, очередность и темпы разбуривания пластов, их статус: основной объект или объект возвратный. Применительно к газовой части ближайшая перспектива связана с вынужденным отбором прорывного газа скважинамидобывающего нефтяного фонда. В дальнейшем темпы добычи газа предполагаются индивидуальными для каждого блока исходя из задач обеспечения утвержденного КИК и сопряжения условий разработки нефтяной оторочки. Таким образом, с точки зрения геолого-технологических условий, в пределах Центрального тектонического блока Среднеботубинского месторождения объектами разработки являются пласты Бт.

В газонефтяной залежи для анализа выбраны скважины, которые располагаются в ГНЗ и ВНЗ. Для группы скважин применялось два типа профиля – вдоль ВНК (скважины № 3057, 3063) и вдоль кровли пласта (скважины № 3356, 3323). На рисунке 2 показана схема расположения скважин на исследуемом участке Среднеботубинского месторождения.

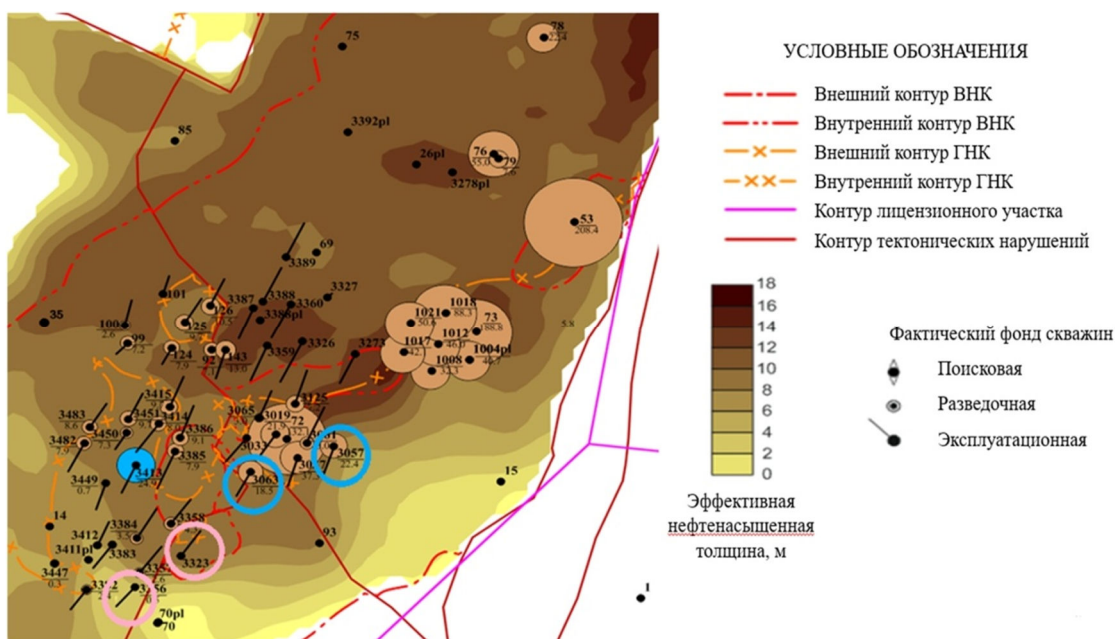


Рисунок 2 – Схема расположения скважин при разработке пласта Бт Среднеботубинского месторождения



В группу объединены скважины № 3323 и № 3356, расположенные вдоль газонефтяного контакта. Профиль данной группы горизонтальных скважин является пологим вдоль кровли пласта, имеющая нисходящее строение. На рисунке 3 схематично представлен профиль проводки скважин, расположенных вдоль газонефтяного контакта.

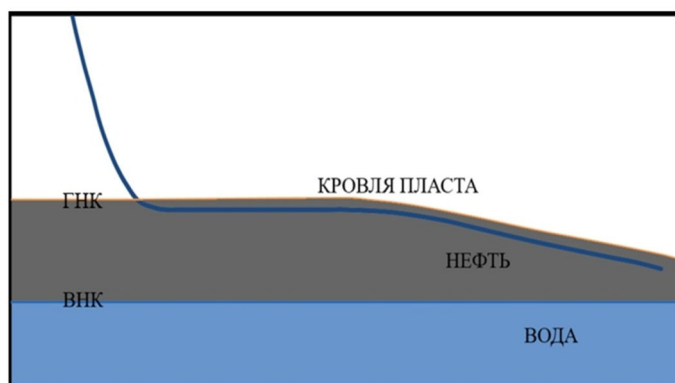


Рисунок 3 – Схема проводки горизонтальной скважины вдоль ГНК

На рисунках 4–7 приведена динамика основных показателей разработки горизонтальными скважинами газонефтяной залежи Бт Среднеботуобинского месторождения вышедших из бурения, такие как: дебит нефти, обводненность, забойное давления и газовый фактор.

Средний запускной дебит был равен 67 т/сут. В предыдущем случае, где профиль скважины проходил вдоль ВНК средний запускной дебит был равен 120 т/сут. Такая разница обусловлена карбонатизацией кровли коллектора, что в результате половина ствола прошла по интервалам с низкими

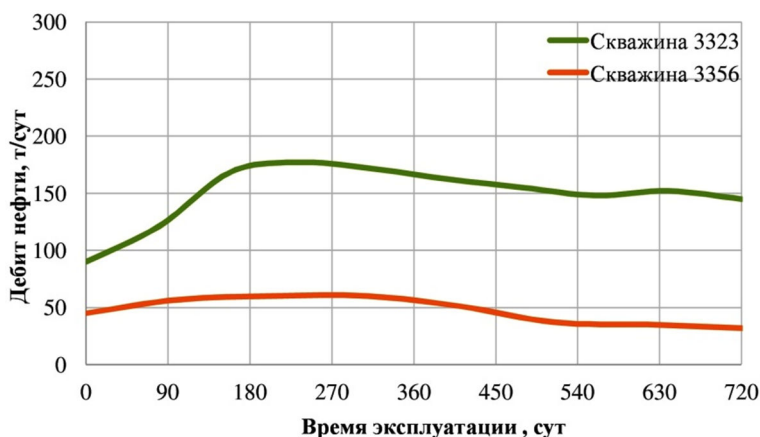


Рисунок 4 – Динамика дебита нефти скважин с профилем вдоль кровли пласта

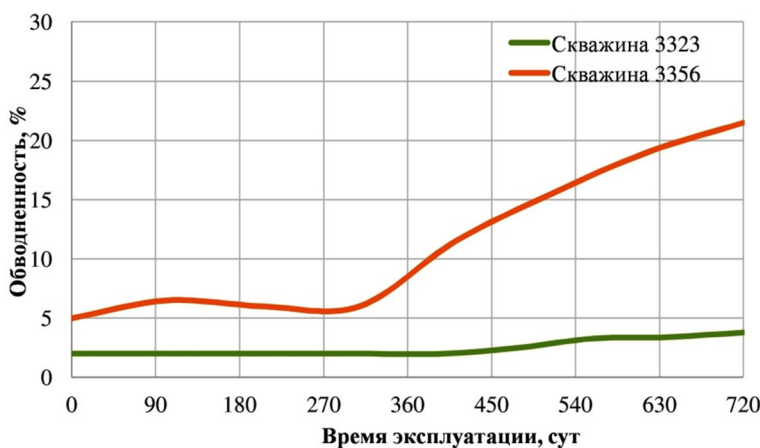


Рисунок 5 – Динамика обводненности скважин с профилем вдоль кровли пласта



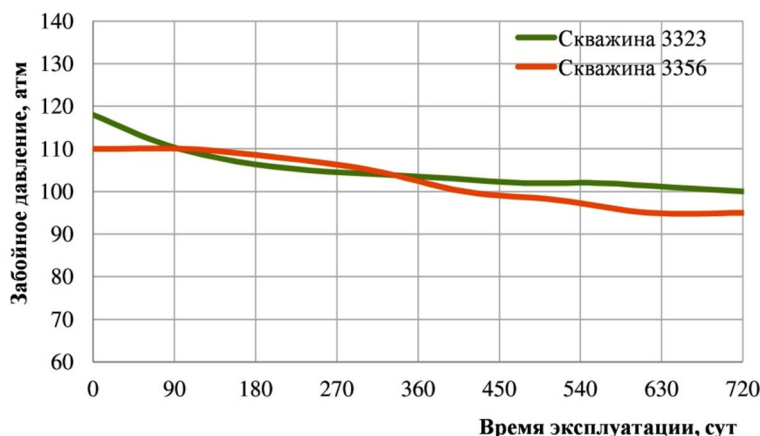


Рисунок 6 – Динамика забойного давления скважин с профилем вдоль кровли пласта

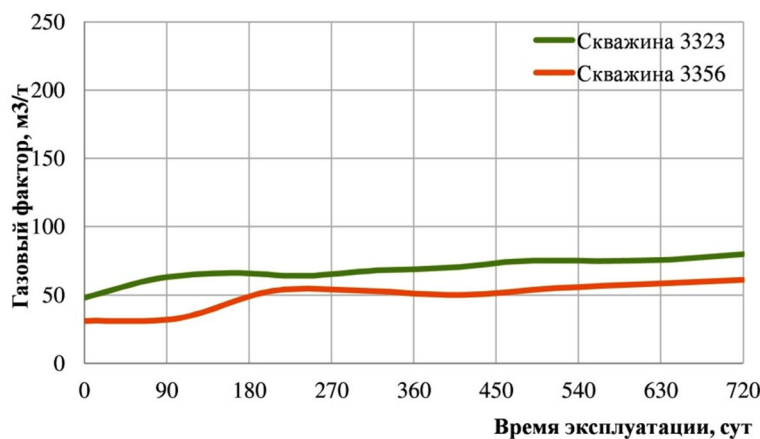


Рисунок 7 – Изменение газового фактора скважин с профилем вдоль ГНК

физико-емкостными свойствами. Как и в скважинах с проводкой вдоль ВНК, на конец анализируемого периода скважины работают с невысоким газовым фактором. Динамика роста загазованности присутствует в скважине № 3356. По скважине № 3323 не наблюдается динамика роста обводненности. На конец второго года выбранного периода скважина № 3323 работает с дебит нефти 145 т/сут, а скважина № 3356 – 32 т/сут. Причиной роста обводненности скважин № 3063 и 3356 является законолонные перетоки. Причиной этому может являться плохое качество цементного камня за обсадной колонной труб.

Таким образом, по результатам анализа проведенных исследований по выявлению причин и характера загазовывания скважин на месторождении было установлено следующее:

1. Большинство скважин с горизонтальным стволом являются проблемными в основном вследствие прорыва газа. Наиболее представительную группу составляют скважины со снижающимися дебитами нефти и растущим газовым фактором продукции. Количество скважин, осложненных прорывом газа и с тенденцией его роста, составляет более 74%.

2. Образование призматических гребней воды или прорывы нагнетаемых вод могут происходить уже при запуске скважин в эксплуатацию. На содержание воды в добываемой продукции оказывает влияние ориентация горизонтальной части ствола в продуктивном пласте по отношению в ВНК или ГНК.

#### Список литературы:

1. Результаты изучения пластовых флюидов газонефтяных залежей ботубинского горизонта / Е.М. Александрова [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4 (75). – С. 42–43.
2. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
3. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов [и др.]. – М., 2021. – С.160.
4. Краснов И.И., Инякина Е.И. Перспективы разработки осложненных нефтегазовых залежей с применением геолого-технических мероприятий // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2018. – Т. 2. – № 2. – С. 29–52.



5. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064 C1, 27.04.1996. Заявка № 5064134/03 от 15.06.1992.
6. Краснова Е.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке рvt-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения // В сборнике: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVI Международного симпозиума. – 2012. – С. 97–98.
7. Краснова Е.И., Марakov Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 5 (48). – С. 103.
8. Исследование недонасыщенных по фазовому состоянию газоконденсатных залежей / Е.И. Иньякина [и др.] // Научный форум. Сибирь. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 13–14.
9. Сивков Ю.В. Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: от идеи к результату. – 2016. – № 3. – С. 33–35.
10. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RU 2061854 C1, 10.06.1996. Заявка № 4861954/03 от 23.08.1990.

#### List of references:

1. Results of the study of reservoir fluids of gas–oil deposits of Botuobinsky horizon / E.M. Aleksandrova [et al.] // Academic Journal of Western Siberia. – 2018. – № 4 (75). – P. 42–43.
2. Experience in the development of oil–gas–condensate fields with complicated geological and physical characteristics / E.I. Inyakina [et al.] // Oil and Gas: experience and innovations. – 2017. – № 1. – P. 41–56.
3. Features of development of oil and gas deposits of Western Siberia fields / I.I. Krasnov [et al.] – M., 2021. – P.160.
4. Krasnov I.I., Inyakina E.I. Prospects of development of complicated oil–and–gas deposits using geological and technical measures // Oil and Gas: experience and innovations. – 2018. – V. 2. – № 2. – P. 29–52.
5. Malyarenko A.V., Kayumov R.Sh., Krasnov I.I. Method of gas reservoir isolation. Patent for the invention RU 2059064 C1, 27.04.1996. Application № 5064134/03 of 15.06.1992.
6. Krasnova E.I. Prediction of condensate recovery on the pvt–relations unit during development of Urengoykoye field deposits // In the collection: Problems of Geology and Subsoil Development. Proceedings of the XVI International Symposium. – 2012. – P. 97–98.
7. Krasnova E.I., Marakov D.A. Evaluation of the impact on the reservoir hydrocarbon solvents to increase component recovery // Academic Journal of Western Siberia. – 2013. – V. 9. – № 5 (48). – P. 103.
8. Study of gas–condensate deposits under–saturated in phase state / E.I. Inyakina [et al.] // Scientific Forum. Siberia. – 2019. – V. 5. – № 1. – P. 13–14.
9. Sivkov Y.V. Krasnov I.I. Methods of limiting gas breakthrough in oil producing wells // New Science: from idea to result. – 2016. – № 3. – P. 33–35.
10. Yagafarov A.K., Fedortsov V.K., Magaril R.Z., Krasnov I.I. et al. Method of extraction from transitional oil deposits. Invention patent RU 2061854 C1, 10.06.1996. Application № 4861954/03 of 23.08.1990.



УДК 629.563

## ОСОБЕННОСТИ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ АКВАТОРИЙ БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ

### PECULIARITIES OF OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT IN THE WATERS OF THE BARENTS AND KARA SEAS

**Винклер Виктория Сергеевна**

магистр кафедры разработки нефтяных  
и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
vinklervictory19@gmail.com

**Сайченко Лилия Альбертовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки нефтяных  
и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
saychenko\_la@pers.spmi.ru

**Аннотация.** Территории арктических акваторий славятся своим высочайшим углеводородным потенциалом, значительная часть которого принадлежит Российской Федерации – более 50% запасов нефти и газа. Но, несмотря на перспективность данных участков, их освоение осложняется рядом факторов: суровые гидрометеорологические условия, айсберги, большие глубины, удаленность от берега, геологические факторы (многолетнемерзлые грунты, придонные газ и гидраты, покмарки). Для обустройства российского сектора арктических морей необходимы принципиально новые технологии, аналогов которых нет в мире. Однако, для создания новых и уникальных гидротехнических сооружений необходимо обратиться к зарубежному опыту. Доработка существующих технологий и их адаптация под условия российских арктических акваторий помогут в эффективном освоении сосредоточенных там углеводородных ресурсов.

**Ключевые слова:** арктический шельф, освоение шельфовых месторождений, морские платформы, FPSO, TLP, полупогруженная платформа, Баренцево море, Карское море.

**Winkler Viktoria Sergeevna**

Master's Student of the department  
of oil and gas fields development,  
St. Petersburg Mining University  
vinklervictory19@gmail.com

**Saichenko Liliya Albertovna**

PhD (technical sciences),  
Associate Professor of the chair  
of oil and gas fields development,  
Saint-Petersburg Mining University  
saychenko\_la@pers.spmi.ru

**Annotation.** Arctic water areas are famous for their highest hydrocarbon potential, a significant part of which belongs to the Russian Federation - more than 50% of oil and gas reserves. But despite the prospects of these areas, their development is complicated by a number of factors: severe hydrometeorological conditions, icebergs, great depths, remoteness from the coast, geological factors (permafrost soils, shallow gas and hydrates, pockmarks). The development of the Russian sector of the Arctic seas requires fundamentally new technologies, which have no analogues in the world. However, to create new and unique hydraulic engineering structures it is necessary to refer to foreign experience. Improvement of existing technologies and their adaptation to the conditions of Russian Arctic waters will help in effective development of hydrocarbon resources concentrated there.

**Keywords:** Arctic shelf, offshore field development, offshore platforms, FPSO, TLP, semi-submersible platform, Barents Sea, Kara Sea.

**В**опрос об эффективном освоении ресурсов арктического шельфа с каждым годом приобретает все большую актуальность по мере истощения запасов на суше и роста спроса на углеводородные ресурсы [1]. Большая часть запасов российской Арктики сосредоточена в Баренцевом и Карском морях (рис. 1).

В условиях обострившейся политической обстановки, компании не могут привлекать к работам на шельфе иностранных партнеров. Данная проблема носит как положительные, так и отрицательные аспекты. Положительной стороной данной проблемы является то, что санкционные ограничения могут послужить толчком для развития отечественной промышленности, создания производственного кластера и обретением технологической независимости.

Арктический шельф – это территория с очень тяжелыми климатическими условиями, глубины большинства месторождений превышают 150 м, некоторые из них расположены в сильной удаленности от берега (Штокмановское месторождение находится 560 км от суши) [2, 3]. Российских технологий для проведения работ в таких условиях очень мало. Действующие проекты на российском шельфе реализованы в более благоприятных климатических и гидрологических условиях по аналогии с зарубежными проектами.

У ряда стран таких как Норвегия, Канада и США есть большой опыт в разработке месторождений в разных глубинных диапазонах. Но среди реализуемых проектов нет ни одного, который бы находился в условиях, схожих с ледовыми условиями российских месторождений арктического шельфа (кроме мелководных проектов США с применением искусственных грунтовых островов). От-



сюда возникает острая потребность в разработке принципиально новых технологий и апгрейд уже существующих для суровых условий Арктики. Наиболее популярными в данных странах являются концепции обустройства месторождений с применением технологических судов (FPSO), полупогружных платформ и платформ на натяжных связях (TLP).



Рисунок 1 – Углеводородный потенциал арктических морей России

### FPSO в форме судна

FPSO – это плавучая система добычи, хранения и выгрузки нефтепродуктов (сокращение от Floating Production, Storage and Offloading). FPSO часто представляет собой судно в форме корабля, на палубе которого размещается технологическое оборудование. Корпус судна имеет несколько больших резервуаров для хранения переработанной нефти и газа до момента их отгрузки на танкер.

На многих FPSO на кормовой части судна имеется разгрузочный шланг, представляющий собой гибкое соединение между FPSO и принимающим танкером и предназначенный для операции беспричального налива (tandem offloading). Этот метод разгрузки делает FPSO наиболее привлекательным решением для обустройства месторождений, сильно удаленных от берега, где прокладка подводных коммуникаций может оказаться нерентабельной и/или отсутствует инфраструктура для транспортировки углеводородов на суше.

FPSO могут удерживаться на точке с помощью якорных растяжек (в более спокойных водах), либо турели. Турельная система удержания позволяет ему свободно вращаться в зависимости от течений и ветра [4]. Эта способность называется маневренностью и обеспечивает наилучшее реагирование на угрозы, что делает возможной эксплуатацию в районах с суровыми гидрометеорологическими условиями. Существует два вида маневрирования: пассивное и активное. Пассивный тип – это, когда судно естественно поворачивается под воздействием нагрузок окружающей среды. Активное маневрирование означает использование подруливающих устройств (системы динамического позиционирования) для получения желаемого положения. Также турельная система удержания позволяет FPSO отсоединяться от своих швартовов и, следовательно, является оптимальным вариантом для районов, где наблюдается циклоны, ураганы и айсберги – для арктических акваторий [5].

FPSO работают в Северном море, на шельфе Бразилии, в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Средиземном море и на шельфе Западной Африки. Примером FPSO в форме судна является Asgard A, показанный на рисунке 2. Месторождение Asgard расположено в Норвежском море, примерно в 200 километрах к западу от Трэнделага. Это одно из крупнейших месторождений на норвежском шельфе, глубина моря в районе месторождения составляет 240–310 метров.

Большинство используемых сегодня FPSO представляют собой переоборудованные нефтяные танкеры. Другой, менее распространенной альтернативой является строительство судна с нуля для конкретных целей. FPSO строятся по индивидуальному заказу зачастую для того, чтобы получить другую форму корпуса, так, например, на месторождении Goliat применяется FPSO с корпусом круглой формы.

### Круговое судно FPSO

Строительство уникальных плавучих установок производится в случае, если речь идет о месторождениях с большими запасами и длительным сроком службы. Поскольку данный тип платформы изначально проектируется с нуля, а не трансформируется, например из танкера или другого судна, он является более эффективным и требует меньших затрат.

Благодаря симметрии корпуса, для кругового FPSO не требуется потребность в маневренности. Даже при суровых погодных условиях корпус подвергается одинаковым нагрузкам окружающей среды, независимо от направления. Это является преимуществом, поскольку из конструкции можно исключить турель, которая является сложным и дорогостоящим устройством. Отсутствие турели позволяет использовать большое количество райзеров, подсоединяемых к платформе. В частности, круговая конструкция позволяет использовать стальные провисающие райзеры для суровых условий эксплуатации, они имеют более низкую стоимость, большую долговечность и большую гибкость.

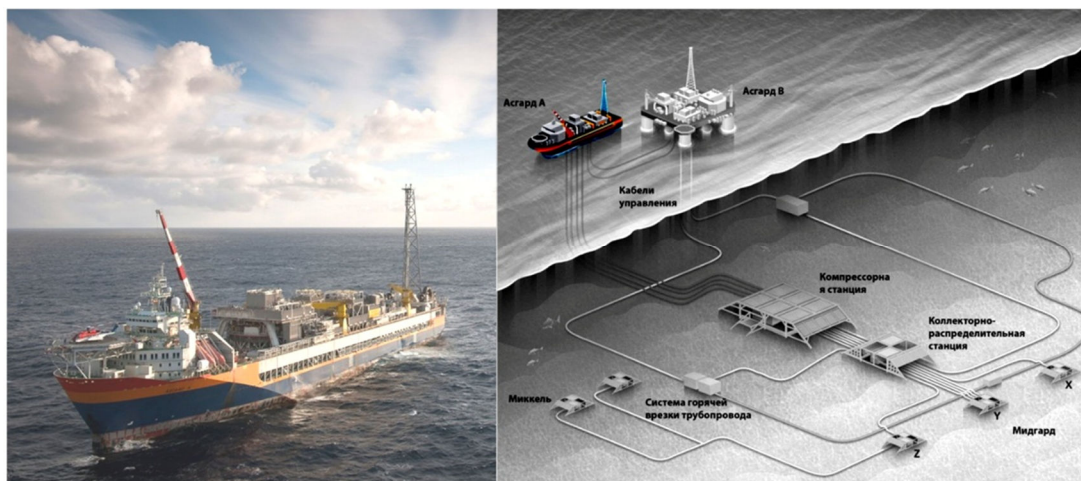


Рисунок 2 – FPSO в форме судна Asgard A

Примером кругового судна FPSO является платформа Goliat, показанная на рисунке 3. Оно расположено в Баренцевом море, в 85 км к северо-западу от Хаммерфеста на глубине 380 м. Это второе месторождение после газового Snohvit, которое разрабатывается на арктическом шельфе Норвегии.



Рисунок 3 – FPSO Goliat

**TLP**

TLP – платформа на натяжных связях (сокращение от Tension Leg Platform). Вертикальные, натянутые тросы с малой величиной упругости позволяют платформе работать как стационарная структура. Вертикальная качка, крен и килевая качка сводятся к абсолютному минимуму, так как TLP является неподвижной в этих степенях свободы [6]. TLP часто используются для обустройства месторождений в Мексиканском заливе, подверженном ураганам.

Заякоривание на натяжных связях означает использование избыточной плавучести для удержания платформы. Платформа TLP погружается под воду с большей осадкой, чем естественная. Избыточная плавучесть обеспечивает постоянное натяжение тросов. При этом важно, чтобы натяжение в опорах присутствовало постоянно, поэтому для данного типа платформ существуют ограничения по массе оборудования верхнего строения. Натяжные опоры крепятся к фундаменту на морском дне, который удерживается в неподвижном состоянии с помощью свайных якорей.

Примером TLP является платформа Heidrun (рис. 4). Месторождение Heidrun расположено в 50 километрах к северу от месторождения Asgard в банке Halten в Норвежском море. Глубина воды на месторождении Heidrun составляет около 350 метров.

**Полупогружные платформы**

Верхнее строение полупогружных платформ размещается на опорных колоннах большого диаметра, которые крепятся к понтонам, погруженным в воду. Полупогружная платформа является наиболее распространенным типом обустройства и используется для широкого спектра задач. Это плавучее средство может удерживаться как с помощью заякоривания, так и с помощью динамического позиционирования, если платформа оснащена подруливающими устройствами [7].



Рисунок 4 –TLP Heidrun

При проектировании полупогружных платформ основной фокус делается на обеспечение стабильности сооружения. Килевая качка и крен значительно уменьшаются за счет того, что установка остается частично погруженной в воду. Также важным параметром является величина воздушного зазора, он должен быть достаточно большим во время всего жизненного цикла платформы. Если воздушный зазор слишком мал в условиях моря с большими волнами, то может возникнуть удар волны под палубой, что в свою очередь критически повлияет на целостность платформы.

Примером полупогружной платформы является платформа Snorre B (рис. 5). Она представляет собой плавучую платформу PDQ (Production, Drilling, Quarters unit), то есть интегрированную установку для добычи и бурения с жилым модулем. Глубина воды на месторождении Snorre составляет около 350 метров.



Рисунок 5 – Полупогружная платформа Snorre B

### Выводы

Самым распространенным видом обустройства глубоководных месторождений за рубежом является сочетание плавучей платформы, на которой размещаются контейнеры для хранения, различное технологическое оборудование для подготовки продукции, и подводного добычного комплекса (ПДК). Данный подход к обустройству позволяет осуществлять управление ПДК и его электроснабжение непосредственно с платформы.

Для обустройства месторождений российского сектора арктического шельфа необходимо разрабатывать принципиально новые конструкции плавучих гидротехнических сооружений. Так как для данных акваторий характерен жесткий ледовый режим, платформы должны быть ледостойкими и обладать высокой надежностью. В качестве аналогов и прототипов для дальнейшей модернизации можно принять платформы зарубежных компаний, применяемых в схожих диапазонах глубин (рис. 6).

Создание крупного отечественного производственного кластера по строительству уникальных гидротехнических сооружений и техники поспособствует эффективному освоению углеводородных ресурсов арктического шельфа, своевременному вводу месторождений в эксплуатацию и обретению технологической независимости.

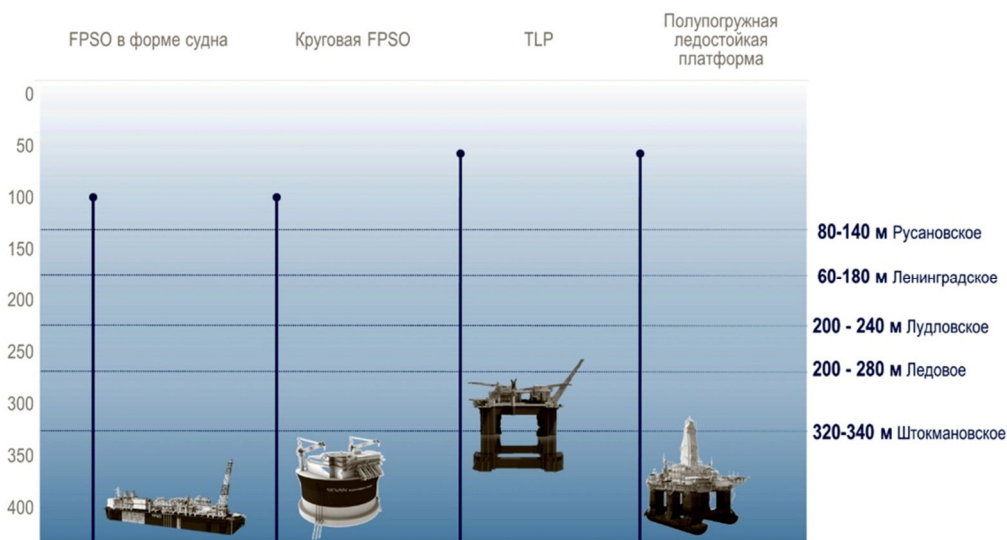


Рисунок 6 – Применимость платформ на различных глубинах

**Список литературы:**

1. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы арктического шельфа России / В.И. Назаров [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – № 1. – С. 1–22. – URL : [https://doi.org/10.17353/2070-5379/9\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2021)
2. Предварительные результаты исследований дрейфа айсбергов в российской Арктике за 2012-2017 годы / И.В. Бузин [и др.] // International Journal of Offshore and Polar Engineering. – 2019. – № 29(4). – С. 391– 399. doi: 10.17736/ijope.2019.jc772
3. Дзюбло А.Д., Воронова В.В. Исследование механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 4. – С. 69–77. doi: 10.24000/0409-2961-2019-4-69-77
4. Лин Ю., Янг К., Гуан Г. Оптимизация структуры внутренней площади турели FPSO с использованием RBF-модели и эволюционной стратегии // Ocean Engineering. – 2019. – № 191. doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.106562
5. Слепое сравнительное исследование взаимодействия сфокусированных волн с неподвижной структурой типа FPSO (серия слепых испытаний 1 CCP-WSI) / И. Рансли [и др.] // International Journal of Offshore and Polar Engineering. – 2019. – № 29(2). – С. 113–127. doi: 10.17736/ijope.2019.jc748
6. Табешпур М.Р., Ахмади А., Малайджерди М. Исследование поведения TLP при повреждении растяжек // Ocean Engineering. – 2018. – № 156. – С. 580–595. doi: 10.1016/j.oceaneng.2018.03.019
7. Новый тип противовыбросовой полупогружной буровой платформы / Б. Чен [и др.] // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – № 44(3). – С. 487–494. doi: 10.1016/S1876-3804(17)30056-3

**List of references:**

1. Economic assessment of the hydrocarbon resource base of the Arctic shelf of Russia / V.I. Nazarov [et al.] // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. – 2021. – № 1. – P. 1–22. – URL : [https://doi.org/10.17353/2070-5379/9\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2021)
2. Preliminary results of studies of iceberg drift in the Russian Arctic in 2012–2017 / I.V. Buzin [et al.] // International Journal of Offshore and Polar Engineering. – 2019. – № 29(4). – P. 391– 399. doi: 10.17736/ijope.2019.jc772
3. Dzyublo A.D., Voronova V.V. Study of mechanisms of dangerous natural phenomena during the development of oil and gas fields on the shelf of the Arctic and subarctic seas // Occupational Safety in Industry. – 2019. – № 4. – P. 69–77. doi: 10.24000/0409-2961-2019-4-69-77
4. Lin Y., Yang K., Guang G. Optimization of FPSO inner turret area structure using RBF model and evolutionary strategy // Ocean Engineering. – 2019. – No. 191. doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.106562
5. A blind comparative study of focused wave interaction with a fixed FPSO–type structure (CCP–WSI Blind Test Series 1) / I. Ransley [et al.] // International Journal of Offshore and Polar Engineering. – 2019. – № 29(2). – P. 113–127. doi: 10.17736/ijope.2019.jc748
6. Tabeshpur MR, Ahmadi A, Malajerdi M. Investigation of TLP stretch damage behavior // Ocean Engineering. – 2018. – № 156. – P. 580–595. doi: 10.1016/j.oceaneng.2018.03.019
7. New type of blowout resistant semi–submersible drilling platform / B. Chen [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – № 44(3). – P. 487–494. doi: 10.1016/S1876-3804(17)30056-3



УДК 622.276

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

### EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF SIDE-DRILLING

**Вишневский Александр Евгеньевич**

магистрант,  
Самарский государственный технический университет  
aevishn@mail.ru

**Зиновьев Алексей Михайлович**

канд. техн. наук, доцент,  
Самарский государственный технический университет  
lekso1988@yandex.ru

**Шемелин Сергей Сергеевич**

магистрант,  
Тюменский индустриальный университет  
shemelinserge@yandex.ru

**Vishnevsky Alexander Evgenievich**

Master student,  
Samara State Technical University  
aevishn@mail.ru

**Zinoviev Alexey Mikhailovich**

Ph.D., Associate Professor,  
Samara State Technical University  
lekso1988@yandex.ru

**Shemelin Sergey Sergeevich**

Master student,  
Tyumen Industrial University  
shemelinserge@yandex.ru

**Аннотация.** В работе проведен анализ показателей эксплуатации с бурением боковых стволов на примере Ем-Ёговского месторождения. Для исследования рассматривалась скважина из пьезометрического фонда месторождения. Оценка эффективности проведенного геолого-технического мероприятия проводилась по таким показателям эксплуатации скважин как: забойное давление, дебит нефти и жидкости, а также обводненность. Таким образом, прогнозируется эффект от бурения боковых стволов.

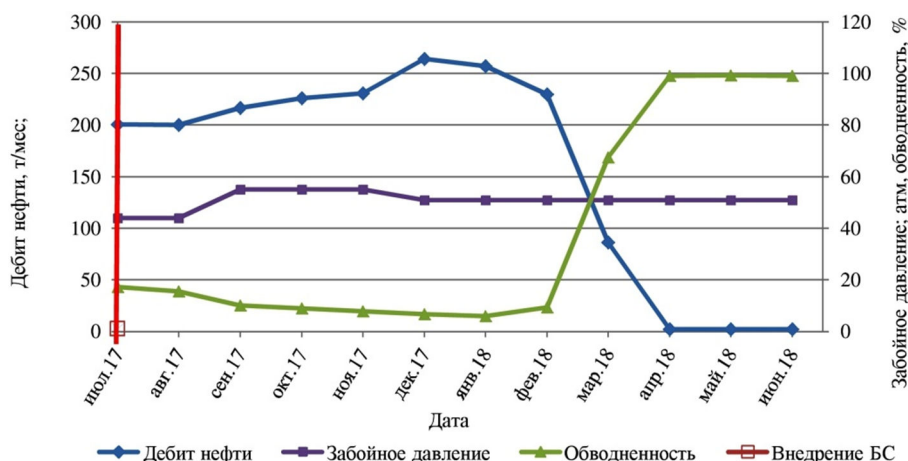
**Ключевые слова:** скважина, геолого-техническое мероприятие, боковой ствол, забойное давление, дебит нефти, обводненность.

**Annotation.** The paper analyzes the performance indicators with sidetracking on the example of the Em-Yogovskoye field. For the study, a well from the piezometric fund of the field was considered. Evaluation of the effectiveness of the conducted geological and technical measures was carried out according to such indicators of well operation as bottomhole pressure, oil and liquid flow rate, as well as water cut. Thus, the effect of drilling sidetracks is predicted.

**Keywords:** well, well intervention, sidetrack, bottom hole pressure, oil flow rate, water cut.

На Ем-Ёговском месторождении в период с 2016 по 2018 года боковые стволы пробурены в пяти скважинах, добыча нефти ведется из продуктивных отложений викуловской свиты. Проанализируем изменение основных показателей эксплуатации скважин в период за год до внедрения БС и по текущую дату.

До бурения БС скважина № 11113 состояла в пьезометрическом фонде, после внедрения БС и перевода скважины в категорию добывающих, начальные дебиты нефти и жидкости составили 7,2 и 9,1 т/сут. соответственно, обводненность добываемой продукции была равна 17%.



**Рисунок 1** – Показатели эксплуатации скважины № 11113

Из рисунка 1 следует, что за первые шесть месяцев эксплуатации скважины забойное давление увеличилось с 44 до 55 атм, обводненность снизилась до 6%, дебит по нефти увеличился до 9,4 т/сут, а по жидкости до 10,3 т/сут. Через 12 месяцев эксплуатационные показатели скважины ухудшились, так добываемая продукция резко обводнилась (99,1%), дебит по нефти снизился до 0,076 т/сут.





Бурение бокового ствола в скважине № 11132 (рис. 2) было обусловлено низкодебитностью скважины и увеличением обводненности до 93%. После внедрения БС выявлено существенное снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебита нефти, при этом наиболее благоприятные показатели отмечены на второй месяц эксплуатации скважины после ГТМ, так обводненность флюида составила 47%, а среднесуточный дебит нефти – 9 т/сут.

Однако затем наблюдается снижение дебита нефти при одновременном увеличении обводненности, и, соответственно дебита жидкости. На 01.09.18 дебит нефти составил 1,938 т/сут при обводненности 79%.

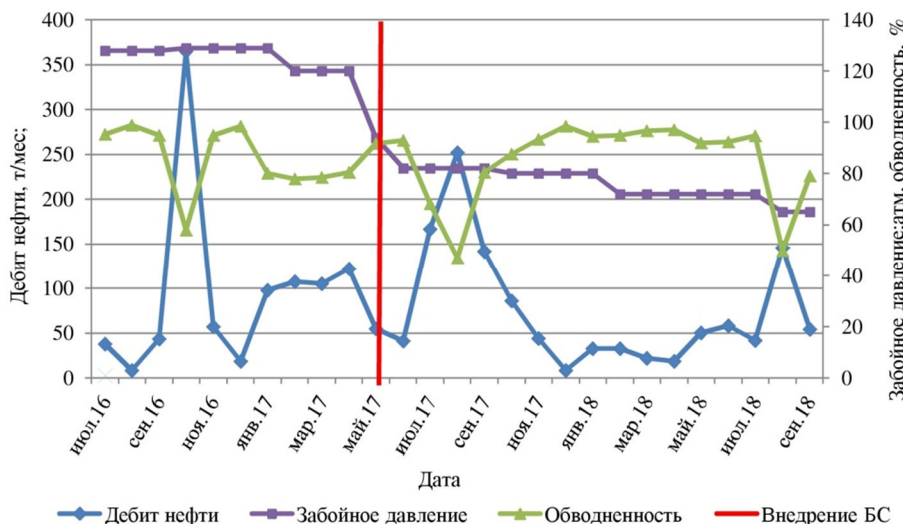


Рисунок 2 – Показатели эксплуатации скважины № 11132

По результатам остальных скважин, после внедрения боковых стволов выявлено существенное снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебита нефти и жидкости, при этом наиболее благоприятные показатели отмечены на второй месяц эксплуатации скважины после ГТМ.

Таким образом, в результате внедрения технологии бурения БС из продуктивных отложений викуловской свиты Ем-Ёговского месторождения получено существенное улучшение эксплуатационных показателей скважин, так дебиты по нефти увеличились в среднем на 4,8 т/сут, среднее значение обводненности добываемой продукции снизилось на 37,6 %, забойное давления увеличилось в среднем на 25МПа.

#### Список литературы:

1. Вишневский А.Е., Зиновьев А.М. Эффективность зарезки бокового ствола // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1. – № 1(14). – С. 189–190.
2. Вишневский А.Е., Долгова У.В., Шемелин С.С. Исследование геолого-технических мероприятий по регулированию системы разработки // Студенческий вестник: электрон. научн. журн. – 2022. – № 43-5(235). – С. 47–49.
3. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
4. Павельева О.Н., Саабесагр К. Эффективность бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 20 апреля 2017 года. Том 2. – Нижневартовск : Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 180–182.

#### List of references:

1. Vishnevsky A.E., Zinoviev A.M. Efficiency of sidetracking // Ashirov readings. – 2022. – Т. 1. – № 1(14). – P. 189–190.
2. Vishnevskiy A.E., Dolgova U.V., Shemelin S.S. Research of geological and technical measures to regulate the development system // Student Bulletin: electronic scientific journal. – 2022. – № 43–5(235). – P. 47–49.
3. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Y.N. Drilling of sidetracks as a method to increase oil recovery in oil wells // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 206–208.
4. Pavelieva O.N., Saabesagr K. Efficiency of drilling lateral horizontal shafts in oil wells // Experience, topical problems and prospects of oil and gas complex development : materials of International scientific-practical conference of students, graduate students and scientists, Nizhnevartovsk, April 20, 2017. Vol. 2. – Nizhnevartovsk : Tyumen Industrial University, 2017. – P. 180–182.



УДК 622.276.1

## ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА СВОЙСТВА НАНОРАСТВОРОВ

### EFFECT OF HIGH MOLECULAR POLYMER COMPOUNDS ON THE NANO-SOLUTIONS PROPERTIES

**Габидуллаева Шафак Адиширин**

преподаватель кафедры нефтегазовой инженерии,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
petrotech@asoiu.az

**Gabibullayeva Shafaq Adishirin**

Instructor of Oil  
and Gas Engineering Department,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
petrotech@asoiu.az

**Аннотация.** На модели пласта проведены лабораторные исследования влияния давления на изменение объема пульпы, приготовленной на основе пироконденсатных реагентов и углеводородно-щелочных отходов, обогащенных полимерными соединениями.

**Annotation.** On the reservoir model, laboratory studies of the effect of pressure on the change in the volume of slugs prepared on the basis of pyrocondensate reagents and hydrocarbon-alkaline waste enriched with polymer compounds were carried out.

**Ключевые слова:** лабораторные исследования; полимерные соединения; концентрация; степень аэрации, углеводородно-щелочные отходы (УЩО).

**Keywords:** laboratory research; polymer compounds; concentration; degree of aeration, hydrocarbon-alkaline waste (HAW).

It is known that many oil fields in Azerbaijan are at the late and final stages of development [1]. The reservoir pressure of these fields does not exceed 0.20...0.25 hydrostatic, the current oil recovery factor fluctuates in the range of 0.40...0.50, and the water cut of well production is 95...98%, although the subsoil contains tens of millions of tons of unrecovered oil. It would be economically unjustified to treat such reservoirs by conventional methods, since many of them have been developed mainly for depletion for a long period [2–4].

Laboratory studies of the influence of the concentration of high-molecular polymer compounds such as CMC-600, SKN-26, and polyisobutylene PIB-15·10<sup>3</sup> on the viscoelasticity of a hydrocarbon solvent (pyrocondensate) have been carried out. It has been established that at a concentration of these polymers in the pyrocondensate in the range of 0.9–1.5%, the viscous elasticity of the mixture increases from 5 to 14 times (as evidenced by the corresponding changes in the relaxation times and elastic moduli of the studied mixtures). The greatest increase in the viscoelasticity of the mixture is achieved when the pyrocondensate contains the CMC-600 polymer, and then this place is occupied by polyisobutylene and SKN-26 polymers. The effect of the polymer concentration on the change in the globule diameter and the stability of solutions prepared on the basis of the pyrocondensate solvent and hydrocarbon-alkaline waste (HAW) was studied. It was found that when 1.5% polymer CMC-600 is added into the composition of the pyrocondensate, the diameter of the mixture globule is 10<sup>-4</sup>...10<sup>-5</sup> mm, while the stability of mixtures is 260 and 250 s/sm<sup>3</sup> respectively. When SKN-26 and PIB-15 10<sup>3</sup> polymers are contained in the pyrocondensate, the diameter of the pyrocondensate mixture globule increases to 10<sup>-3</sup>–10<sup>-4</sup> mm, respectively, and the stability of the mixture is 254 and 248 s/sm<sup>3</sup>, respectively. The HAW mixture globule diameter is 10<sup>-2</sup>...10<sup>-3</sup> mm, and stability is about 235 s/sm<sup>3</sup>.

The effect of polymer additives on the globule diameter and the stability of solutions consisting of 1.5% polymer, 2% surfactant, 20% solvent and 76.5% water at an aeration degree of 40 was studied. Pyrocondensate, has a nanosize (10<sup>-8</sup>...10<sup>-9</sup> mm) with a content of CMC-600, and the diameter of the globule of the solution prepared on the basis of HAW is 10<sup>-5</sup>...10<sup>-6</sup> mm. In this case, the stability of the solutions of pyrocondensate and HAW was 274 and 260 s/cm<sup>3</sup>, respectively. It has been established that the sizes of globules of solutions of pyrocondensate containing SKN-26 and PIB-15 10<sup>3</sup> are identical, and their stability is slightly different, amounting to 262 and 256 s/sm<sup>3</sup>, respectively; the solution prepared on the basis of HAW containing SKN-26 and PIB-15·10<sup>3</sup> has a globule diameter of 10<sup>-3</sup>...10<sup>-4</sup> mm with a constant stability of 250 s/sm<sup>3</sup>.

On the reservoir model, studies of the effect of pressure on the change in the volume of slugs prepared on the basis of pyrocondensate and HAW reagents and enriched with polymer compounds were carried out [5].

It has been established that the slug prepared on the basis of pyrocondensate has the ability to increase the oil displacement coefficient from the porous medium to 0.98 at 7...10% of the formation pore volume.

This is much more than the volume of the rim prepared on the basis of the HAW reagent. This is explained by the fact that the pyrocondensate solvent belongs to «highly active reagents» and, other conditions being equal, it is able to significantly improve the rheological properties of non-Newtonian oil than the HAW reagent.

The effect of pressure on the change in the volume of two-phase foams containing 2.0 and 2.5% sulfonic acid was studied at different degrees of aeration of the system. The results of studies carried out at 30°C are shown in the table.



At a relatively low degree of aeration (in particular, when the degree of aeration of the system is equal to 15 and 35), the decrease in the volume of two-phase foam occurs with a relatively lower intensity (see table).

This is explained by the fact that at a low degree of aeration, the system mainly consists of an aqueous phase.

With an increase in the degree of aeration, the volume of the gas phase significantly exceeds the liquid phase, which manifests itself in a decrease in the volume of foam.

It should be noted that when oil is displaced from a porous medium by a system developed on the basis of two-phase foams, especially when the system moves in a porous medium with a foaming agent - gas (air), the degree of its aeration exceeds 15 or even 40.

**Table 1** – Influence of pressure on the change in the volume of two-phase foam, %

Two-phase foam composition, %		Degree of aeration of two-phase foam	Pressure, MPa						
Water	Surfactant		0	0,5	1,0	4,0	7,0	10,0	13,0
98,0	2,0	15	100	60	55	42	40,0	40,0	40,0
		35	100	55	40	31	6,0	2,0	2,0
		55	100	50	28	3,5	1,0	0,8	0,8
		75	100	45	28	3,0	0,4	0,3	0,3
97,5	2,5	15	100	62	56	39	37,0	37,0	37,0
		35	100	58	41	32	0,6	0,6	0,6
		55	100	54	24	2,0	0,5	0,6	0,2
		75	100	48	25	3,9	0,9	0,8	0,5

At a relatively high degree of aeration, which is in good correspondence with the practice of using foams, their volume undergoes a sharp change, and at a pressure of 4 or 7 MPa, their use as an agent that displaces oil from a porous medium is not recommended [6]. At a high degree of aeration (55 and higher), an increase in the pressure of the medium significantly affects the decrease in the volume of two-phase foam (see table).

This is especially observed at pressures of 4 MPa and above. For example, at a pressure of 4 MPa and an aeration degree of 55, the foam volume is only 2% of the initial one, and at a pressure of 7 MPa, it is only 0.5% of the initial one, and the foam passes into the micro-nuclear phase [7].

This is explained by the fact that the foam is an unstable system and when the pressure increases; its bubbles coalesce and, merging, burst, as a result, its volume decreases.

**Список литературы / List of references:**

1. Yusifzadeh H.B. Application of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan // Azerbaijan Oil Industry. – 2013. – No. 07–08. – P. 3–13.
2. Surguchev M.L. Review of tertiary methods for increasing oil recovery // Oil Industry. – 2001. – No. 5. – P. 50–54.
3. Application of nanotechnology in oil production / A.Kh. Mirzajanzade, A.M. Magerramov, F.B. Nagiev, M.A. Ramazanov // Nanotechnologies - production 2005: Works of. II scientific-practical. conf. (November, 30–December, 1, 2005, Fryazino). – 2005. – S. 47–52.
4. Nanohydrodynamic effects based on the use of micronucleus technology / A.Kh. Mirzajanzade, R.N. Bakhtizin, F.B. Nagiev, A.A. Mustafaev // Oil and Gas Industry. – 2005. – Ch. 3. – S. 311–315.
5. Mamedov T.M. Oil production using hydrocarbon solvents. – M. : Nedra, 1984. – 152 p.
6. Salavatov T.Sh., Osmanov B.A. Methods for improving well productivity. – Baku, 2005.
7. Mirzajanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Studies on modeling complex oil production systems. Nonlinearity, nonequilibrium, heterogeneity. – Ufa : Gilem, 1999. – 464 p.



УДК 665.622.4

## ИНГИБИТОРЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ФОСФАТОВ ТЕТРАМЕТИЛЭТИЛЕНДИАМИНА И НАНОЧАСТИЦЫ

### SALTING INHIBITOR BASED ON TETRAMETHYLETHYLENEDIAMINE PHOSPHATES AND NANOPARTICLES

**Гасанов Худаяр Исмаил оглы**

доктор химических наук, профессор,  
ведущий научный сотрудник лаборатории  
«Борьба с парафино- и солеотложениями»,  
SOCAR, Научно-Исследовательский  
Проектный Институт «Нефтегаз»  
x.qasanov58@gmail.com

**Халилов Нурлан Назим оглы**

старший научный сотрудник лаборатории  
«Гидрогеология и гидрохимия»,  
SOCAR, Научно-Исследовательский  
Проектный Институт «Нефтегаз»  
nurlan.xalilov1@gmail.com

**Аннотация.** Разработан способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие 50 %-ной ортофосфорной кислоты с тетраметилэтилендиамином (TETMEN) при температуре 40–45 °С и мольном соотношении реагентов соответственно равным 1 : 1; 1 : 2 и 1 : 3. После чего полученные соли  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (БР-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (БР-14) и  $PO_4(HTETMEN)_3$  (БР-15) охлаждают до 20 °С, и из них приготавливают 10 %-ный водный раствор, с последующим добавлением алюминиевой наночастицы в количестве общей массы 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %. Наибольший эффект показывают наноконпозиции с массой наночастицы 0,0005 %. При подаче полученных ингибиторов в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект, максимальный защитный эффект более 97 % наблюдается при введении ингибитора БРНЧ-14 в растворы с расходом 30 мг/л.

**Ключевые слова:** ингибитор солеотложения, тетраметилэтилендиамин, ортофосфорная кислота, наноконкомпозит, защитный эффект, протонирования, органическая основания.

**Hasanov Khudayar Ismail**

Doctor of Chemical Sciences, professor,  
Senior scientific employee of laboratory  
of the «Saline deposit and paraffin control»,  
SOCAR, «Oil Gas Scientific Research  
Project» Institute  
x.qasanov58@gmail.com

**Khalilov Nurlan Nazim**

Senior researcher of laboratory  
of the «Hydrogeology and hydrochemistry»,  
SOCAR, «Oil Gas Scientific Research  
Project» Institute  
nurlan.xalilov1@gmail.com

**Annotation.** A method for obtaining an inhibitor of mineral salt deposits has been developed, including the interaction of 50 % orthophosphoric acid with tetramethylethylenediamine (TETMEN) at a temperature of 40-45 °C and a molar ratio of reagents, respectively, equal to 1 : 1; 1 : 2 and 1 : 3. After that, the resulting salts  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (BR-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (BR-14) and  $PO_4(HTETMEN)_3$  (BR-15) are cooled to 20 °C, and a 10 % aqueous solution is prepared from them, followed by the addition of an aluminum nanoparticles in an amount of a total mass of 0.0001; 0.0005; 0.001; 0.005 %. The greatest effect is shown by nanocomposites with a nanoparticles mass of 0.0005 %. When the obtained inhibitors are supplied to sulfate and carbonate solutions at a flow rate of 20, 25, 30 mg/l, they exhibit a high protective effect, the maximum protective effect of more than 97 % is observed when inhibitor BRNP-14 is introduced into solutions at a flow rate of 30 mg/l.

**Keywords:** salting inhibitor, tetramethylethylenediamine, phosphoric acid, nanocomposite, protective effect, protonation, organic bases.

**В** настоящее время практически нет ни одной значимой нефтяной провинции в мире, где добыча и переработка нефти не сопровождалась бы отложением солей [1, 2]. Отложение солей при нефтедобыче представляет собой процесс массовой кристаллизации из пересыщенных растворов при сложных гидро и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей. Основными причинами образования солевых отложений являются перенасыщенность пластовой воды сульфатами и карбонатами [3], которая влияет на интенсивность накопления, характер и свойства осадков.

Солевые отложения в нефтепромысловой практике, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные образования и не являются мономинеральными. Концентрируясь на границе раздела фаз, соли повышают стабильность водонефтяных эмульсий, увеличивая затраты на подготовку товарной нефти.

В целях увеличения срока службы нефтепромыслового оборудования для каждого объекта необходимо проводить индивидуальный подбор реагентов, разрабатывать оптимальную технологию применения и режим дозирования [4, 5].

Наиболее эффективным средством борьбы с солеотложением является применение ингибиторов. Ингибиторы предназначены для предотвращения образования минеральных отложений различ-



ного состава на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, систем поддержания пластового давления и утилизации сточных вод, а также для защиты скважин и глубинного оборудования [6, 7]. В основе механизма действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Ингибиторы солеотложения, адсорбируясь на зародышевых центрах солевого соединения, подавляют рост кристалла, видоизменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям [8].

В настоящее время количество ингибиторов солеотложения велико. Фосфорные соединения- органические фосфатные эфиры, органические фосфонаты, органические аминокислоты, неорганические полифосфаты и органические полимеры являются основными ингибиторами солеотложения. Эти ингибиторы солеотложения сводят к минимуму осаждение солевых отложений посредством сочетания диспергирования кристаллов и стабилизации отложений [2, 4]. В настоящее время, оптимальный выбор ингибитора для защиты стального оборудования от солеотложений и коррозии - актуальная задача [8, 9].

Применение нанотехнологий позволяет добиться особых успехов в выведении на качественно новый уровень нефтепереработки и нефтехимии [10]. Наносодержащие композиции, используемые как действующие вещества ингибиторов солеотложения для предотвращения образования солей в технологических процессах добычи нефти являются более эффективными [11, 12]. Основные преимущества применения нанотехнологий в качестве ингибитора солеотложения основаны на воздействии большой площади поверхности для реакции, что снижает склонность к неблагоприятным и побочным реакциям.

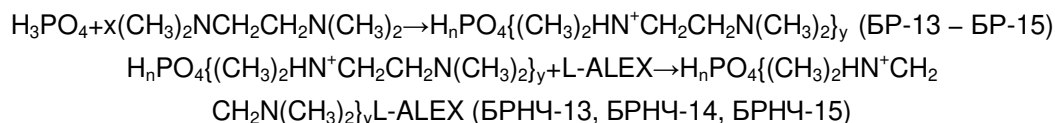
Целью настоящей работы является получение наносодержащих ингибиторов солеотложения на основе фосфатов тетраметилэтиленди-аммоний, а также исследование их ингибирующих свойств солеотложения в модели пластовой воды.

В качестве исходных реагентов в композиционных ингибиторах солеотложения использованы органические амины, ортофосфорная кислота, железные, медные и алюминиевые нанопорошки. В качестве аминокислотосодержащего соединения используют тетраметилэтилендиамин, с которым взаимодействие осуществляется в различном мольном соотношении реагентов и наночастицы.

Компоненты, содержащиеся в составе ингибитора – ортофосфорная кислота марка «хч» в виде 50 %-ного водного раствора, тетраметилэтилендиамин производства фирмы «Reanol», алюминиевые наночастицы марка L-ALEX с размером 90–110 нм. ИК спектры сняты на спектрометрах Thetmoscientific, Nicoletis 10 и Bruker IFS-113V в вазелиновом или в суспензии фторированных масел, а также в виде таблеток с KBr. Вязкость и плотность наноконпозиции определена на вискозиметре фирмы Anton Paar маркой SVM 3000.

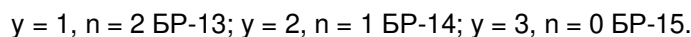
Взаимодействие ортофосфорной кислоты с тетраметилэтилендиамином (TETMEN), осуществляют при температуре 40-45 °С, в мольном соотношении реагентов равном соответственно 1 : 1, 1 : 2 и 1 : 3. В результате взаимодействия образуются соли с общей формулой  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (БР-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (БР-14) и  $PO_4(HTETMEN)_3$  (БР-15). При этом образуются соединения фосфаты тетраметилэтилендиамин производные, в виде сиропа. После чего полученные сиропообразные соли белого цвета с желтым оттенком охлаждают до 20 °С, затем по отдельности из них приготавливают 10 %-ный водный раствор. К готовому раствору при интенсивном перемешивании с расчетом общей массы реагентов к каждому добавляют алюминиевые наночастицы в количестве 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %.

Общую реакционную схему фосфатов тетраметилэтилендиамины производные и готового ингибитора с наночастицей можно описать следующим образом:

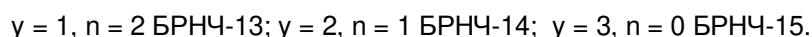


где  $x = 1-3, y = 1-3, n = 0-2$ .

Ингибиторы без наночастицы обозначены следующим образом:



Ингибиторы с наночастицей обозначены следующим образом:



Испытания защитной эффективности приготовленных ингибиторов по предотвращению отложений сульфата и карбоната кальция проведены в модели пластовой воды. Для моделирования образования отложений использованы нижеследующие воды:

Для CaSO <sub>4</sub>		Для CaCO <sub>3</sub>	
CaCl <sub>2</sub>	13,6 г/дм <sup>3</sup>	CaCl <sub>2</sub>	2,92 г/дм <sup>3</sup>
MgCl <sub>2</sub> ·6 H <sub>2</sub> O	1,24 г/дм <sup>3</sup>	MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	4,26 г/дм <sup>3</sup>
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	13,0 г/дм <sup>3</sup>	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	2,4 г/дм <sup>3</sup>
NaCl	18,8 г/дм <sup>3</sup>	NaCl	40,6 г/дм <sup>3</sup>



По методике испытаний [13] после подачи ингибитора в модель пластовых вод пробы с ингибитором и без него - «холостая» проба, держится в термостате при температуре 80 °С в течение 5 часов. После охлаждения проб отфильтровывался выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилонометрическим титрованием. Эффективность ингибирования (Э, %) рассчитывалась по формуле:

$$Э = (C_p - C_x) \cdot 100 / (C_0 - C_x), \%$$

где  $C_p$  – содержание ионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/л;  $C_x$  – содержание ионов кальция в «холостой» пробе, мг/л;  $C_0$  – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты испытаний по определению защитного эффекта полученных ингибиторов отложений солей без и с наночастицей приведены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1** – Определение защитного эффекта ингибиторов отложений солей базовых реагентов (БР-13– БР-15)

Реагент	Ингибитор	Расход ингибитора, мг/л	Защитный эффект ингибитора, %	
			CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	CaCO <sub>3</sub>
БР-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	20	71,3	74,4
		25	76,4	78,3
		30	80,5	84,6
БР-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub>	20	74,4	77,2
		25	79,2	81,9
		30	85,5	89,3
БР-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub>	20	72,2	75,0
		25	76,3	79,8
		30	82,9	85,3

**Таблица 2** – Определение защитного эффекта наносодержащих ингибиторов отложений солей (БРНЧ-13– БРНЧ-15)

Реагент	Ингибитор	Наночастица, %	Расход ингибитора, мг/л	Защитный эффект ингибитора, %	
				CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	CaCO <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	6
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,0001	20	79,2	81,3
			25	80,9	85,8
			30	84,7	89,7
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,0005	20	81,4	83,5
			25	85,1	88,8
			30	89,6	91,2
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,001	20	79,7	80,2
			25	80,4	81,6
			30	84,5	85,2
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,005	20	79,7	80,8
			25	80,5	82,6
			30	83,3	84,5
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,0001	20	81,4	84,4
			25	86,2	88,3
			30	92,7	94,6
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,0005	20	85,1	87,2
			25	91,6	93,8
			30	95,2	97,4
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,001	20	83,7	85,3
			25	88,2	91,7
			30	91,5	94,3
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } L-ALEX	0,005	20	83,1	84,7
			25	86,6	87,2
			30	89,5	90,3
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,0001	20	83,3	84,7
			25	89,2	91,5
			30	90,1	93,2



Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,0005	20	85,5	87,6
			25	89,7	92,4
			30	94,2	95,7
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,001	20	82,1	84,4
			25	88,5	90,3
			30	90,1	92,6
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,005	20	83,3	86,6
			25	87,0	89,8
			30	90,4	93,5

Из таблицы 1 видно, что при подаче базового реагента в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект – более 80 %. Эффективность ингибитора во всех случаях зависит от его химического состава, расхода, природы солей из осадочных пород и других факторов [14]. Сравнивая между собой свойства ингибиторов БР-13, БР-14 и БР-15 видно, что ингибитор БР-14 предотвращает осаждение 85,5 % сульфатов, 89,3 % карбонатов при массе 30 мг/л. Максимальный защитный эффект наблюдается при введении ингибитора в сульфатный и карбонатный растворы с расходом 30 мг/л.

Разработанный нанокompозит на основе базового реагента с использованием железных, медных и алюминиевых нанопорошков на всех этапах исследования были проведены сравнительные исследования. Проведенные нами исследования показали, что алюминийсодержащий нанокompозит является более эффективным ингибитором солеотложения, чем железо и медьсодержащие композиты, поэтому в данной работе было сочтено целесообразным приводить только его результаты.

В таблице 2 приведены показатели ингибирующего свойства нанокompозитов (БРНЧ-13, БРНЧ-14, БРНЧ-15) изготовленных с добавлением наночастиц алюминия в базовый ингибитор (БР-13, БР-14, БР-15) в количестве общей массы 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %. Как видно из таблицы, максимальную эффективность показывает – нанокompозит БРНЧ-14, содержащий в своем составе до 0,0005 % наночастиц от общей массы. БРНЧ-14 – нанокompозит предотвращает осаждение максимум 95,2 % сульфатов, 97,4 % карбонатов при массе 30 мг/л. Как видно из таблицы, в ингибирующих свойствах других образцов нанокompозитов не наблюдается столь сильной динамики эффективности.

Ингибиторы солеотложения взаимодействуют с кристаллами солей, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллообразующих катионов и анионов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают соль тетраметилэтилендиамин-моногидроортофосфорной кислоты. Механизм действия нанокompозита ингибитора солеотложения заключается в адсорбции молекул на кристаллах соли, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению [15,16].

ИК-спектроскопия, как физический метод исследования композиционных образцов, позволяет выявить закономерности, связанные со структурными изменениями, происходящими при введении наночастиц в матрицу на основе солей органических оснований.

При взаимодействии тетраметилэтилендиамина с ортофосфорной кислотой ясно видно, что образование протонированного четвертичного амина наблюдается в ИК-спектре комплексной соли с полосой поглощения 3360 см<sup>-1</sup>, приведенном на рисунке 1. При сравнении ИК-спектров базового реагента и нанокompозиции, видно что, частоты поглощения не меняются, то есть в веществе произошло новое структурное изменение без разложения.

Установлено, что без изменения частот изменилось соотношение интенсивностей. Соотношение интенсивностей-это отношение метильной (CH<sub>3</sub>) и метиленовой (CH<sub>2</sub>) групп друг к другу. Это соотношение составляет 2 : 0,5 после добавления наночастиц, в то время как соотношение функциональных групп составляет 2 : 1. Это означает, что после взаимодействия базового реагента с наночастицами алюминия, групп CH<sub>3</sub> в 4 раза становится больше, чем в исходном веществе. Изменение соотношения интенсивностей метильной и метиленовой групп в нанокompозите показывает, что изменение наноструктуры образца происходит в результате добавления наночастиц алюминия в базовый реагент. Установлено, что при взаимодействии с небольшим количеством наночастиц алюминия с базовым реагентом происходит перегруппировка некоторой части углеводов.

Как видно из рисунка 1, изменения полос поглощения наблюдаются в ИК-спектре образца, приготовленного из малого количества – 0,0005 % алюминиевой наночастицы. Наблюдаемая в ИК-спектре нанокompозита полоса поглощения в области 1463 см<sup>-1</sup> была отнесена к асимметричным деформационным колебаниям метильных групп, а полоса поглощения 1377 см<sup>-1</sup> к симметричным деформационным колебаниям неизмененных метильных групп. В результате проведенных исследований было установлено, что при воздействии небольшого количества алюминиевой наночастицы в определенной части базового реагента происходит процесс перегруппировки.

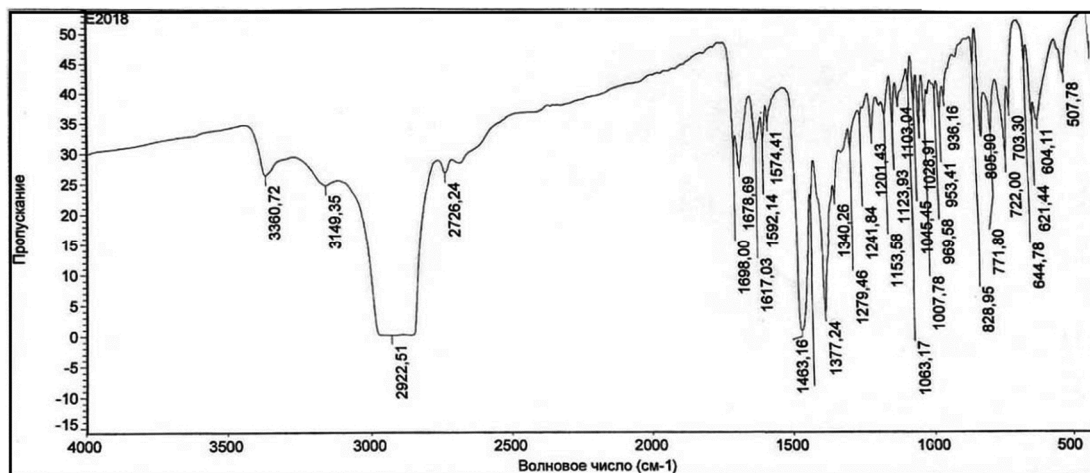


Рисунок 1 – ИК-спектры наносодержащего ингибитора отложений солей – БРНЧ-14

Некоторые физические параметры базового ингибитора (БР-14) и нанокompозита (БРНЧ-14), полученного на основе базового реагента и алюминиевого нанопорошка приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Физические показатели базового ингибитора (БР-14) отложений солей

Внешний вид	Светло-желтый
Кинематическая вязкость 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	15,2 ÷ 29,1
Динамическая вязкость 20 °С, мПа·с	18,4 ÷ 35,61
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1190 ÷ 1215
Интервал водородного показателя (рН)	4,7 ÷ 5,9
Температура застывания, °С	-13
Растворимость: в воде	растворяется в воде

Таблица 4 – Физические показатели наносодержащего ингибитора (БРНЧ-14) отложений солей

Внешний вид	Светло-желтый
Кинематическая вязкость 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	12,6 ÷ 26,5
Динамическая вязкость 20 °С, мПа·с	16,1 ÷ 32,57
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1085 ÷ 1120
Интервал водородного показателя (рН)	5,4 ÷ 6,5
Температура застывания, °С	-17
Растворимость: в воде	растворяется в воде

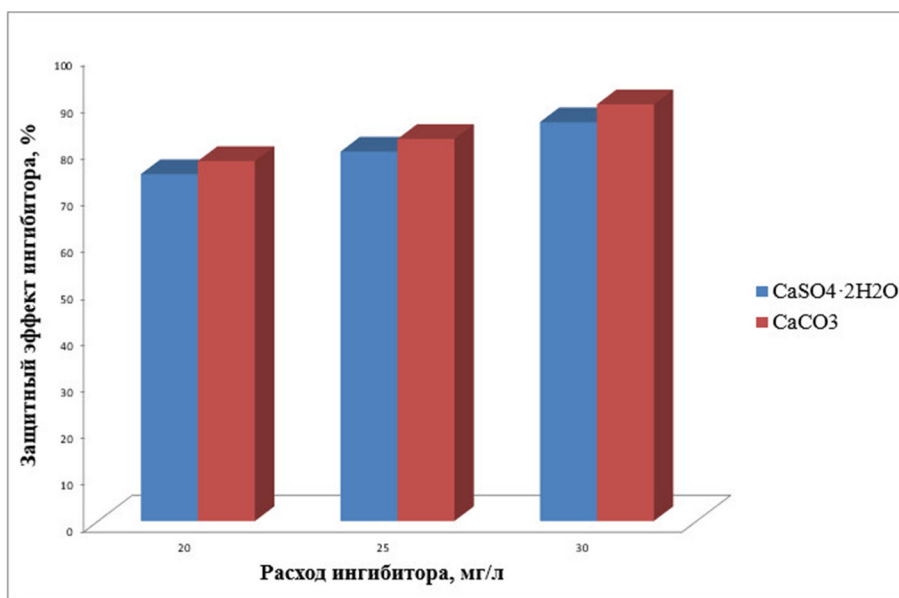
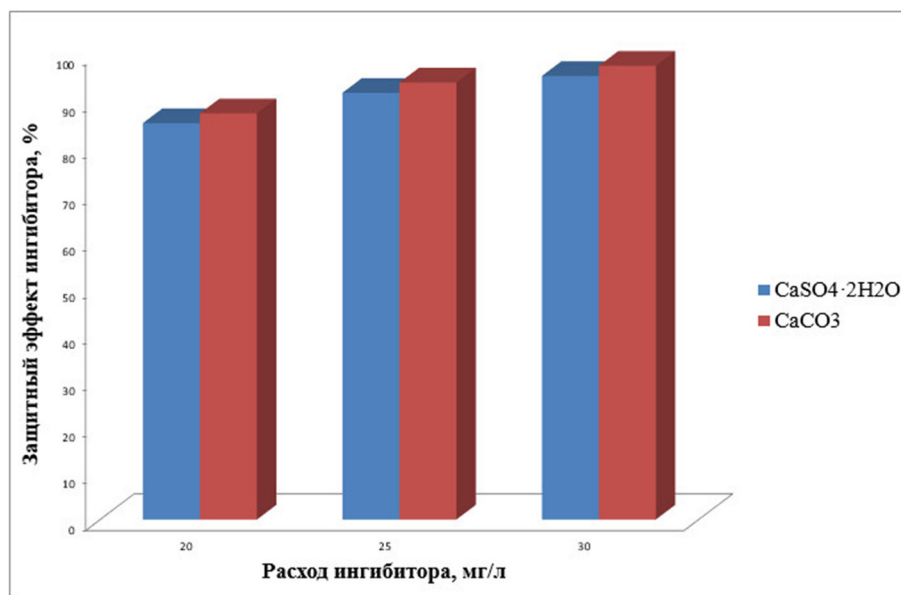


Рисунок 2 – Зависимость защитного эффекта ингибитора отложений солей гидрофосфат бистетрамилэтилендиаммония (БР-14) от расхода ингибитора





Результаты определения защитного эффекта ингибитора отложений солей, производные тетраметилэтилендиамина с ортофосфорной кислотой и наночастицей отражены в гистограммах (рис. 2–3).



**Рисунок 3** – Зависимость защитного эффекта ингибитора отложений солей моногидрофосфат бистетраметилэтилендиаммония с наночастицей 0,0005 % (БРНЧ-14) от расхода ингибитора

Таким образом, разработан способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие тетраметилэтилен-диамина с ортофосфорной кислотой и алюминиевой наночастицей при температуре 40–45 °С, и мольном соотношении реагентов равны соответственно 1 : 1, 1 : 2 и 1 : 3. При подаче разработанных ингибиторов в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект - более 80 %. Максимальный защитный эффект (более 97 %) наблюдается при введении ингибитора БРНЧ-14 в растворы с расходом 30 мг/л.

#### Список литературы:

1. Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложения / В.Н. Глушенко [и др.]. – Уфа : Китап, 2013. – 592 с.
2. Nancollas G.H., Kazmierczak T.F., Schuttringer E.A. Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors // Corrosion-NACE 37. – 1981. – № 2. – P. 76–81.
3. Шакрисламов А.Г., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение эксплуатационной надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 128–131.
4. Чаусов Ф.Ф. Эффективность фосфонатоцинкатных ингибиторов солеотложений и коррозии. Сравнительные лабораторные исследования // Экология и промышленность России. – 2008. – № 9. – С. 28–33.
5. Минязев И.К. Анализ эффективности ингибиторов солеотложений при их дозировании в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. – 2009. – Вып. 6. – С. 42–44.
6. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. – М. : Химия, 1988. – 544 с.
7. Чаусов Ф.Ф. Сравнение эффективности защиты стали от коррозии и солеотложений различными ингибиторами // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 9. – С. 40–45.
8. Применение механических методов предупреждения отложения солей в скважинах залежей / Ю.Н. Легаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 58–60.
9. Шахбазов Э.К. Нанотехнология в нефтяной промышленности. – Баку, 2012. – С. 42–54.
10. Нанотехнологии. Азбука для всех // Под ред. Ю.Третьякова. – М. : Физматлит, 2008. – 367 с.
11. Юсифзаде Х., Шахбазов Э. Разработка и внедрение нанотехнологий в нефтегазодобыче. – Баку, 2011. – 108 с.
12. Роко М.К., Уильямса Р.С., Аливатоса П. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления исследований. – М. : Мир, 2002. – 292 с.
13. Бикчантаева Н.В., Монахова Н.В., Алешкина И.В. Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНПХ-5312 (марок С и Т) // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 39–40.



14. Разработка композиционных составов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саттарова [и др.] // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2012. – № 18. – С. 233–235.
15. Шалыгин Р.К. Решение проблем нефтегазодобычи химическими средствами // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2016. – Вып. 10-1. – С. 133–135.
16. Пармон В.Н. Термодинамический анализ влияния наночастиц активной фазы на адсорбционное равновесие и скорость гетерогенных каталитических процессов // ДАН. – 2007. – Т. 413. – № 1. – С. 50–53.

#### List of references:

1. Inhibitor protection of oilfield equipment from corrosion and scaling / V.N. Glushchenko [et al.]. – Ufa : Kitap, 2013. – 592 p.
2. Nancollas G.H., Kazmierczak T.F., Schuttringer E.A. Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors // Corrosion–NACE 37. – 1981. – № 2. – P. 76–81.
3. Shakrislamov A.G., Gilmutdinov B.R., Garifullin F.S. Increasing the operational reliability of the production casing under conditions of salt deposition and corrosion // Oil Industry. – 2007. – № 8. – p. 128–131.
4. Chaouf F.F. Efficiency of phosphonate-synthetic inhibitors of scale and corrosion. Comparative laboratory researches // Ecology and industry of Russia. – 2008. – № 9. – P. 28–33.
5. Minyazev I.K. Analysis of efficiency of scale inhibitors at their dosing into pre-production wells // Oilfield Business. – 2009. – Вып. 6. – P. 42–44.
6. Dyatlova N.M., Temkina V.Y., Popov K.I. Complexons and metal complexonates. – M. : Khimia, 1988. – 544 p.
7. Chaouf F.F. Comparison of efficiency of a steel protection from corrosion and scaling by different inhibitors // Heat Supply News. – 2008. – № 9. – P. 40–45.
8. Application of mechanical methods for prevention of salt deposits in reservoir wells / Y.N. Legaev [et al.] // Oil Economy. – 2015. – № 7. – P. 58–60.
9. Shahbazov E.K. Nanotechnology in the oil industry. – Baku, 2012. – P. 42–54.
10. Nanotechnology. Alphabet for all // Ed. by Yu.Tretyakov. – M. : Fizmatlit, 2008. – 367 p.
11. Yusifzadeh H., Shahbazov E. Development and implementation of nanotechnology in oil and gas production. – Baku, 2011. – 108 p.
12. Roko M.K., Williams R.S., Alivatos P. Nanotechnology in the next decade. Prognosis of research directions. – M. : World, 2002. – 292 p.
13. Bikchantaeva N.V., Monakhova N.V., Alyoshkina I.V. Study of the properties of the new salt inhibitor SNPCH–5312 (grades C and T) // Oil Economy. – 2000. – № 11. – P. 39–40.
14. Development of composite compositions for deep desalting of oil / E.D. Sattarova [et al.] // Bulletin of Kazan. – 2012. – № 18. – P. 233–235.
15. Shalygin R.K. Solving problems of oil and gas production by chemical means // Modern trends in science and technology. – 2016. – Вып. 10–1. – P. 133–135.
16. Parmon V.N. Thermodynamic analysis of the influence of the active phase nanoparticles on the adsorption equilibrium and the rate of heterogeneous catalytic processes // DAN. – 2007. – Т. 413. – № 1. – P. 50–53.



УДК 622.279.73

## МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

### METHODS TO IMPROVE FILTRATION-VOLUMETRIC PROPERTIES OF THE BOTTOMHOLE ZONE

**Гасымова Джавахир Расул**

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности  
gasymova1974@list.ru

**Gasimova Javahir Rasul**

Azerbaijan State Oil and Industry University  
gasymova1974@list.ru

**Аннотация.** Проведен анализ ухудшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны и установлены основные их причины возникновения в процессе бурения и эксплуатации скважин. Установлено, что для восстановления добычи скважины наиболее эффективно применение метода гидравлической кавитации, который позволяет обработку скважин со 100%-ной кольматацией, обеспечивает восстановление петрофизических свойств окоскважинной части продуктивного горизонта и в качестве технической жидкости можно здесь можно использовать пластовую воду.

**Annotation.** The analysis of worsening of filtration-capacitative properties of the bottomhole zone has been carried out and the main reasons of their appearance in the process of drilling and well operation have been established. It was found that the most effective way to restore well production is to use the method of hydraulic cavitation, which allows the treatment of wells with 100 % of colmatation, provides the restoration of petrophysical properties of the near-wellbore part of the productive horizon and formation water can be used as a technical fluid.

**Ключевые слова:** фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость, кольматация, призабойная зона, кавитатор, импульс давления.

**Keywords:** filtration-capacitative properties, porosity, permeability, col-mation, bottom-hole zone, cavitator, pressure pulse.

**Введение.** До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта – температура, давление, пористость и проницаемость, распределение нефти, воды и газа в залежи – находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи.

С момента вскрытия и начала эксплуатации залежей эти установившиеся условия нарушаются и наступает момент, при котором начинаются изменения свойств пластовых жидкостей, их движения и перераспределения в пористой среде. Закономерности движения нефти, газа и воды и изменение всех их параметров зависят от условий эксплуатации и разработки залежи и от начальных условий пласта.

Следует отметить, что результатом кольматации является ухудшение эксплуатационных характеристик скважин, что влечет за собой снижение объема добычи действующих скважины и приемистости нагнетательных скважин [1].

**Постановка задачи.** Основной задачей исследования является изучение причин ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также анализ существующих технологий, направленных на интенсификацию процессов восстановления эксплуатационных характеристик скважин.

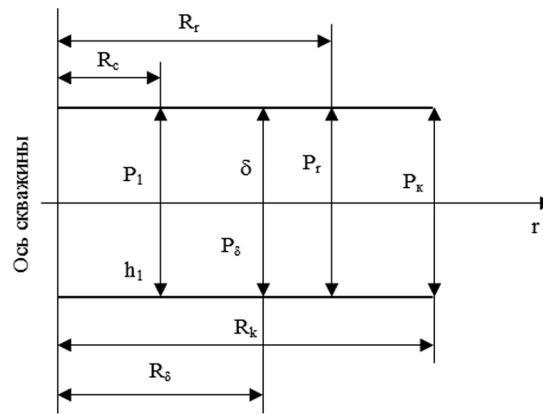
**Методы решения.** Для более эффективного изучения возможностей ухудшения гидропроводности и гидродинамических характеристик пристволенной части скважины за счет фильтрации в окружающую пористую среду, изучения влияния геолого-физических и технологических параметров эксплуатации среды на их длительную устойчивость рассматривается физико-механическая модель пристволенной зоны (рис. 1).

Математическая модель, построенная на основе механической, ставит задачи:

1) решения по определению перепада давления для условий радиальной фильтрации, представляемой уравнением пьезопроводности с учетом граничных условий соответствующей механической модели (рис. 1)

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left( \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right)$$

$$P(r,0) = P_0$$



**Рисунок 1** – Физико-механическая модель приствольной зоны:  $P_1$  – давление в скважине радиусом  $R_c$ ;  $P_\delta$  – давление за глинистой коркой толщиной  $\delta$  и радиусом  $R_\delta$ ;  $P_r$  и  $P_k$  – давления на расстояниях соответственно  $R_r$  и  $R_k$  от оси ствола скважины

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_0} = \frac{Q\mu}{2\pi h n} = a, \tag{1}$$

$$P|_{r=R_k} = P_0$$

где  $P$  – давление в точке с координатами  $(r, t)$ .

2) определение перепада давления (ПД) согласно (1) и с учетом фильтрации в различных по проницаемости средах:

$$P_r = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \frac{\ln(R_k / r)}{(K_n / K_k) \ln[R_c / (R_c - \delta)] + \ln(r / R_c)}}, \tag{2}$$

где  $\Delta P$  – начальный перепад давления между скважиной и пластом, МПа;  $K_n$  и  $K_k$  – соответственно проницаемость породы и глинистой корки;  $R_c$  – радиус скважины;  $R_k$  – глубина проникновения фильтрата, которая определяется как  $R_k = \sqrt{(\Phi / \pi \alpha m) + R_c^2}$ ;  $m$  – пористость среды;  $\alpha$  – коэффициент остаточного насыщения среды жидкостью;  $\Phi$  – количество отфильтрованной жидкости в среду, м<sup>3</sup>/м.

Количество отфильтрованной жидкости в среду  $\Phi$  определяется:

– при статической фильтрации (когда нет циркуляции)

$$\Phi_c = 1,01 \cdot 10^{-5} B D \alpha_{t,c} \Delta P^{0,2} \cdot t_c \sqrt{t_c};$$

– при динамической фильтрации (когда есть циркуляция)

$$\Phi_\delta = 3,48 \cdot 10^{-5} B D \alpha_{t,\delta} \Delta P^{0,2} \cdot t_\delta \sqrt{Q / M^3};$$

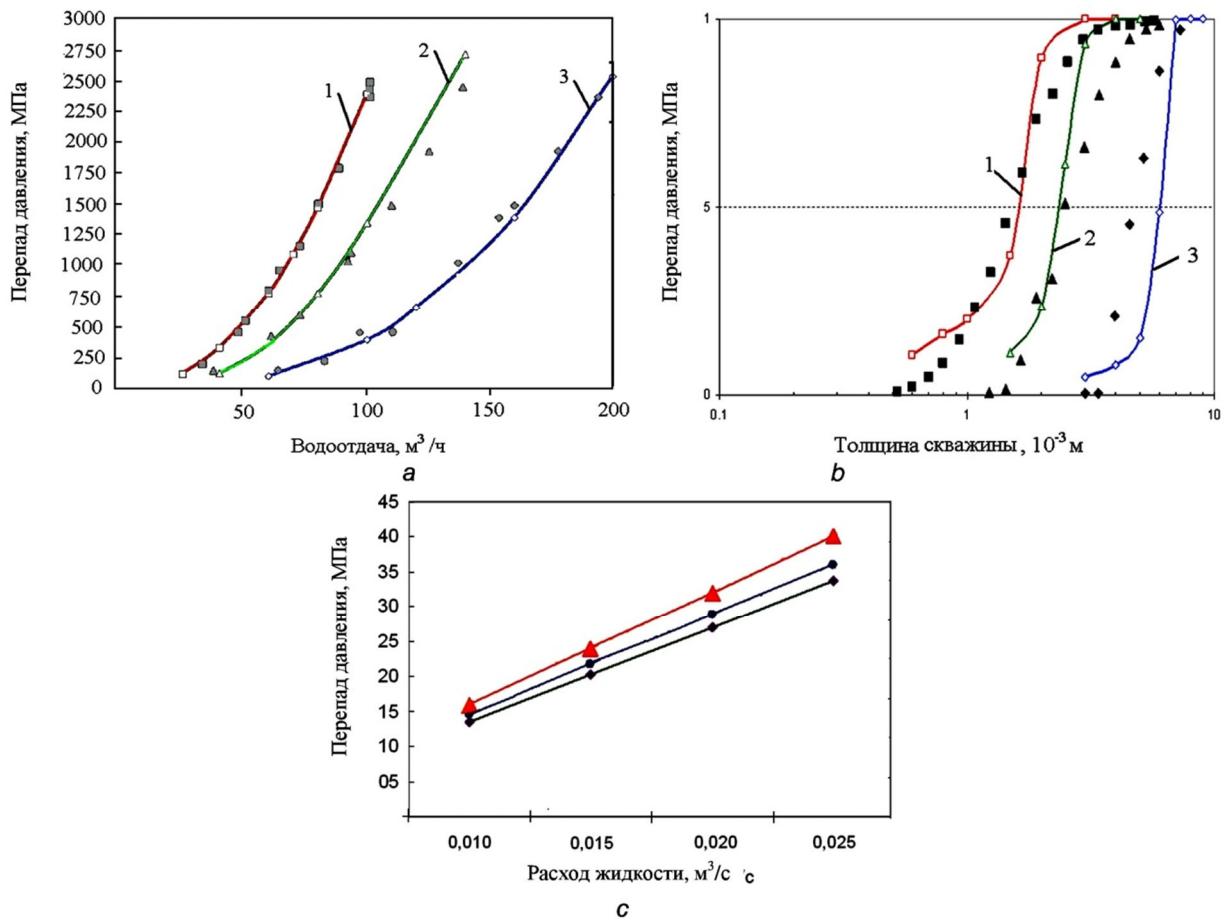
где  $B$  – водоотдача промывочной жидкости за 0,5 ч по ВМ-6, м<sup>3</sup>/ч;  $D$  – диаметр ствола скважины, м;  $\alpha_{t,c}$  и  $\alpha_{t,\delta}$  – температурный коэффициент, соответственно, статической и динамической фильтраций;  $t_c$  и  $t_\delta$  – время, соответственно, статической и динамической фильтраций;  $Q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/ч;  $M$  – гидравлический радиус кольцевого пространства, м.

Ниже приведено графическое изображение процессов статической и динамической фильтраций (рис. 2).

В зоне глинистой корки действие перепада давления представляется как:

– при статической фильтрации

$$P_{\delta c} = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \ln \sqrt{1 + \frac{0.064 \alpha_{t,c} B \Delta P^{0,2} t_c \sqrt{t_c}}{\alpha m R_c}} \bigg/ \frac{K_n \ln \frac{R_c}{R_c - \delta}}{K_k}};$$



**Рисунок 2** – Графическое изменение процессов динамической фильтрации:  
 а) 1 –  $V = 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$ ; 2 –  $V = 5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$ ; 3 –  $V = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$ ; б) 1 –  $\delta = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ; 2 –  $\delta = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ; 3 –  $\delta = 3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  
 с) 1 –  $P_k = 45 \text{ МПа}$ ; 2 –  $P_k = 40 \text{ МПа}$ ; 3 –  $P_k = 30 \text{ МПа}$

– при динамической фильтрации

$$P_{\delta\delta} = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \ln \sqrt{1 + \frac{0.22\alpha_{t\delta} B \Delta P^{0.2} t_{\delta} \sqrt{Q/M^3}}{\alpha m R_c}} \left/ \frac{K_{\Gamma} \ln \frac{R_c}{R_c^{-\delta}}}{K_k} \right.}$$

Возможность засорения призабойной зоны скважин требует разработки и внедрения различных технологий для восстановления фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

Большинство нефтяных компаний для решения этой задачи применяют нижеприводимые методы обработки призабойной зоны скважины [2]:

- гидравлический разрыв пласта;
- щелевая разгрузка прискважинной зоны продуктивного пласта;
- обработка скважин различными реагентами и др.

Анализ вышеперечисленных методов показывает, что все эти методы имеют один и тот же недостаток – это сложность или невозможность их применения в случаях 100 % коагуляции фильтровой и призабойной зоны.

Наиболее эффективным методом решения проблем, связанных с восстановлением добычи скважин, является метод использования гидравлической кавитации, так как он гарантирует значительное увеличение извлекаемости нефти из недр и обеспечивает нефтеотдачу даже тех скважин, которые на момент вывода из эксплуатации имели нулевой дебит вследствие 100% коагуляции фильтровой и призабойной зоны.

В скважину на глубину продуктивного горизонта доставляется кавитационный генератор импульсно-го давления (КГИД). При работе КГИД в режиме периодическойсрывной кавитации возникает последовательность фаз давления – репрессии и депрессии, которые действуют на фильтровую и призабойную зону скважины. Динамическое давление, создаваемое генератором, имеет нелинейный, импульсный характер с длительностью импульсов 2–3 микросекунды и частотой повторения 700–12000 Гц. Эффективная зона



распространения импульсов давления больше 50 м, которые управляемы и достигают сотни и тысяч атмосфер. Под воздействием переменного давления возникают новые трещины, в результате чего фильтрационные каналы призабойной зоны освобождаются от загрязнений: механических примесей, коллоидных частиц, отложений солей, асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти, продуктов окисления. Вследствие этого происходит очистка каналов и восстановление проницаемости и пористости пласта. В добывающих скважинах улучшается приток флюидов, усиливается их проникновение из призабойной зоны и снижается обводненность, а в нагнетательных скважинах увеличивается приемистость, поддерживающая необходимое пластовое давление.

### **Заключение**

Анализ существующих практических методов и их реализаций свидетельствует о том, что метод ГДК позволяет эффективно восстанавливать скважины со 100%-ой кольматацией фильтровой и призабойной зон. Использование кавитационного импульсного генератора позволяет значительно увеличить пористость и проницаемость нефте-, газо- и водосодержащих горизонтов. Использование в качестве технологической жидкости пресной или пластовой воды не требует затрат на химические реагенты и другие материалы. Надежность технического оборудования гарантирует безопасность и экологичность проведения работ. Стоимость обработки скважин методом срывной кавитации в несколько раз ниже стоимости проведения гидроразрывов пластов.

### **Список литературы:**

1. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 11. – С. 19–23.
2. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) // Техническая библиотека. Технологии. – URL : [www.neftegaz.ru](http://www.neftegaz.ru)
3. Щелевая разгрузка продуктивного пласта в призабойной зоне пласта. Цель и механизм ведения процесса. – URL : <http://helpiks.org/4-21552.html>
4. Петухов И.М. Управление интенсивностью дегазации способом «щелевой разгрузки» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2007. – № 8. – С. 153–156.
5. Гребенников В.Т., Иванов А.Н., Попов М.Ю. Способ повышения производительности добывающей или нагнетательной скважины уменьшением напряженного состояния прискважинной зоны // Патент № РД0047480, 27.02.2009.
6. Большая энциклопедия нефти газа. Химическая обработка – скважина. – URL : [www.ngpedia.ru](http://www.ngpedia.ru)

### **List of references:**

1. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A. Increasing the efficiency of development and operation of producing wells through the use of pulse-impact, cavitation impact on the downhole zone of the productive formation // Oilfield Business. – 2014. – № 11. – P. 19–23.
2. Hydraulic fracturing (HF) // Technical library. Technologies. – URL : [www.neftegaz.ru](http://www.neftegaz.ru)
3. Slotted unloading of the productive formation in the bottom-hole zone of the formation. Objective and mechanism of the process. – URL : <http://helpiks.org/4-21552.html>
4. Petukhov I.M. Management of intensity of degassing by means of «slot unloading» // Mining Information – Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal). – 2007. – № 8. – P. 153–156.
5. Grebennikov V.T., Ivanov A.N., Popov M.Y. Method of increasing productivity of a producing or injection well by reducing the tense state of the wellbore zone // Patent № RD0047480, 27.02.2009.
6. Encyclopedia of Oil and Gas. Chemical treatment – well. – URL : [www.ngpedia.ru](http://www.ngpedia.ru)



УДК 622

## ОРГАНИЧЕСКИЙ КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

### ORGANIC ACID COMPOSITION FOR TREATMENT OF TERRIGENOUS RESERVOIRS

**Гурбанов Али Гурбан оглы**  
генеральный директор,  
Umid Babek Operation Company (UBOC),  
Баку, Азербайджан

**Рзаева Сабина Джахангир кызы**  
кандидат технических наук, доцент,  
ведущий научный сотрудник отдела проектирования  
воздействия на пласт и ПЗС,  
SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан  
rsabina73@mail.ru

**Аннотация.** Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта органической кислотной системой. Выбор состава органической кислотной системы осуществляют в зависимости от карбонатности породы призабойной зоны скважины. Эффективность способа возрастает за счет увеличения устойчивости пенной системы, коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, снижения коррозионной активности в результате использования органических кислотных систем. Вследствие растворения карбонатных пород увеличатся емкостные и фильтрационные характеристики пласта.

**Ключевые слова:** кислотная обработка; лимонная кислота; молочная сыворотка; полимер; сшиватель; пенная система; устойчивость; карбонатность; проницаемость.

Gurbanov Ali Gurban oğlu  
General Director,  
Umid Babek Operation Company (UBOC),  
Baku, Azerbaijan

**Rzayeva Sabina Jahangir**  
PhD, Associate Professor,  
Design of Impacts on the Reservoir  
and Wellbottom Zone Department Leading  
Researcher,  
SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project  
Institute, Baku, Azerbaijan  
rsabina73@mail.ru

**Annotation.** A method for acid treatment of the bottom zone of a terrigenous heterogeneous reservoir, including isolation of highly permeable reservoir areas with a foam solution formed in the reservoir and subsequent treatment of low-permeability reservoir zones with an organic acid system has been developed. The composition of the organic acid system is selected depending on the carbonate content of the bottom well area. The efficiency of the method is increased by increasing the foam system stability, the depth and thickness coverage of the formation, and by reducing corrosion activity as a result of the use of organic acid systems. As carbonate rocks dissolve, the reservoir and filtration characteristics of the formation will increase.

**Keywords:** acid treatment; citric acid; whey; polymer; crosslinker; foam system; stability; carbonate content; permeability.

## Введение

Среди мероприятий, направленных на увеличение производительности скважин и текущей добычи нефти и газа из пластов, одно из ведущих мест занимает процесс кислотной обработки призабойной зоны пласта. В нефтегазовой практике используется широкий спектр водных растворов минеральных и органических кислот, их смесей, кислотогенерирующих составов, дополнительно содержащих полимеры, ПАВ. Кислотные обработки достаточно апробированы, однако, несмотря на достигнутые успехи, эффективность отдельных способов изменяется в зависимости от геолого-физических условий пласта, свойств пластовых флюидов и рецептур кислотных композиций [1–3].

Проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается в результате закупорки фильтровой поверхности ствола скважины материалами, доставляемыми потоком флюида в процессе эксплуатации. На состояние призабойной зоны коллекторов влияют солевые и асфальтосмолопарафиновые отложения. При подборе эффективного кислотного состава для очистки призабойной зоны учет ряда параметров, таких как, минералогический состав породы, скорости протекания химических реакций кислот с различными минералами пласта, степень растворения пород, пластовая температура, состав и свойства пластовых флюидов является обязательным.

Высокая растворяющая способность, высокая скорость коррозии, недостаточное проникновение и склонность к образованию осадков зачастую делают классические кислотные обработки, непригодными для терригенных коллекторов. Воздействие высококонцентрированными минеральными кислотами может привести к углублению существующих макроканалов и при каждой последующей обработке они будут принимать на себя основную часть гидродинамического потока, что не способствует вовлечению в разработку всей вскрытой толщины продуктивного интервала [3]. Для увеличения продолжительности реакции кислотной системы с породой используют эмульгированные кислоты, пенные системы, загеленные кислотные составы, кислотогенерирующие реагенты, органические кислоты и др.



В качестве альтернативы, для избегания этих проблем, вместо соляной и плавиковой кислот можно использовать более слабые и менее агрессивные химические вещества, такие как органические кислоты. При выборе кислотной композиции для обработки терригенного пласта необходимо принимать во внимание минералогический состав пород конкретного интервала воздействия. Таким образом, совершенствование рецептур кислотных композиций и технологий их применения в условиях заданного минералогического состава терригенного коллектора повысит успешность проводимых мероприятий.

Положительный эффект получен при селективных кислотных обработках терригенных пород призабойной зоны с достаточным количеством карбонатных цементирующих материалов. Существует несколько методов отвода кислотной композиции, которые использовались для получения равномерного распределения кислоты во всех слоях с контрастной проницаемостью. Эти методы можно разделить на две основные категории: методы химического отклонения и методы механического отклонения.

В работе [4] описывается система отклонения кислотного раствора в результате гелеобразования в пласте с использованием частично гидролизованного полиакриламида. Увеличение вязкости кислоты снижает диффузию ионов водорода к поверхности породы и, следовательно, скорость растворения. Обнаружено, что скорость реакции загущенной в пласте кислоты является самой низкой по сравнению с обычной кислотой и загущенной на поверхности кислотой. Вязкую кислоту можно создать путем смешивания кислоты с наночастицами и сшивающим агентом. Гель образуется при объемной концентрации частиц всего 1 мас. %.

Известный способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта включает изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта кислотным раствором путем последовательной закачки в скважину средней соли угольной кислоты и кислотного раствора. Кислотный раствор содержит 0,05–0,2 мас. % полиакриламида [5]. Недостатком изобретения является низкая эффективность из-за низкой кратности и устойчивости образованной в пласте пенной системы, и как результат - быстрого разрушения пены. Другими недостатками способа являются низкая глубина проникновения кислотного состава вследствие высокой скорости реакции с породой, неполный охват пласта воздействием, высокая степень коррозионного воздействия на оборудование.

#### **Применение органических кислот для обработки призабойной зоны скважины**

Органические кислоты использовались для стимуляции карбонатных и терригенных коллекторов либо в смесях с соляной кислотой для снижения концентрации последней и ее коррозионного воздействия, либо в качестве отдельных кислот для замены соляной кислоты. Однако низкая растворимость большинства образующихся солей кальция ограничивает использование этих кислот выше определенных концентраций.

Основные положительные качества органических кислот в пластовых условиях – пролонгированное время реакции с породой и повышенная поверхностная активность на различных границах раздела фаз. Вследствие дефицитности и высокой стоимости органических кислот было рекомендовано применение отхода производства - концентрата низкомолекулярных кислот [6]. Добывающие скважины Башкортостана были обработаны смесью 15%-ного HCl и низкомолекулярными кислотами в соотношении 1 : 1. Эффективность мероприятий была выше, чем при солянокислотных обработках.

Для стимуляции скважин была применена смесь двух органических кислот - уксусной и муравьиной. Эти кислоты вызывают меньшую коррозию скважинного оборудования и обеспечивают более длительный период реакции. Исследования показывают, что система органических кислот, может увеличить проницаемость керна на 147% [7].

На карбонатных месторождениях Венесуэлы с тяжелыми нефтями и высокой пластовой температурой при глубине залегания более 4500 м применяли смесь, включающую 13 мас. % уксусной кислоты и 9 мас. % муравьиной кислоты, которая обладает эквивалентной 15,5 мас. % HCl растворяющей способностью в отношении карбонатов. Состав характеризовался более низкой скоростью реакции, коррозионной активностью и существенно пониженной способностью к инициированию выпадения в осадок асфальтенов из контактирующей нефти, а также к эмульсиеобразованию [3].

Были проведены экспериментальные исследования с использованием различных смесей органических и плавиковой кислот при стимуляции керна песчаника. Комбинации кислот включали уксусную – HF, муравьиную – HF и лимонную – HF [8, 20, 21]. По результатам исследований видно, что тип и количество осадка, в основном, зависят от pH раствора, типа комбинации органика – HF и исходной концентрации реагентов. Была оценена возможность использования лимонной кислоты в качестве хелатирующего агента. Оптимальный результат был получен при добавлении 1 мас. % лимонной кислоты в плавиковую кислоту.

Было проведено заводнение керна песчаника с использованием различных кислотных составов. На основании результатов было определено, что 10% лимонная кислота, смешанная с 1,5% HF, является оптимальной комбинацией кислот [8]. Увеличение добычи с 7400 до 16 000 баррелей в сутки наблюдалось в пяти добывающих скважинах, стимулированных с использованием оптимальной комбинации кислот.





Органические кислоты использовались для интенсификации притока нефтяных и газовых скважин при высоких давлениях [9–18]. Однако эти кислоты нельзя использовать выше определенных концентраций, которые зависят от типа используемой кислоты. Например, верхний предел концентрации муравьиной кислоты – 9 % по массе, тогда как уксусная и лимонная кислоты могут использоваться только до 13 и 1 % по массе, соответственно. Использование этих кислот выше этих пределов вызывает закупоривание пласта в результате осаждения кальциевых солей кислот.

В [18, 19] приводятся результаты применения смеси уксусной кислоты и HF для кислотной обработки нагнетательных и добывающих скважин в песчанике месторождения Чуньхуа в Китае. Отмечено, что эта смесь сильно хелатирует комплексы фторида алюминия и, следовательно, предотвращает выпадение в осадок  $AlF_3$ .

Установлено, что смешивание муравьиной или уксусной кислоты с HCl дает смесь с меньшей коррозионной активностью, чем эквивалент одной HCl. Смесь соответствовала 1–4 мас.% муравьиной кислоты и 10 мас.% HCl. В отличие от муравьиной кислоты более высокая концентрация уксусной кислоты в смеси значительно увеличивала коррозию. Также показано [7], что комбинация уксусной и муравьиной кислот может заменить HCl для минимизации коррозии при повышенных температурах.

Исследовали смеси гелеобразных и сшитых гелеобразных кислотных смесей, включающих 15 мас.% HCl и 9 мас.% муравьиной кислоты в лаборатории и при полевых обработках. Согласно лабораторному анализу, кислотная смесь могла стимулировать глубокие газовые скважины [18].

Авторы сообщили, что гелеобразные смеси, включающие HCl и муравьиную кислоту, являются более прочными (чем смеси HCl) и сохраняют более высокую вязкость в течение более длительного времени при повышенных температурах. Однако при кислотной обработке песчаника [21] муравьиная и уксусная кислоты вызывают набухание глины. Смеси органических соединений с HF также могут вызывать осложнения, осаждавая  $AlF_3$ .

Разработан метод, с помощью которого лимонная кислота использовалась в качестве агента для кислотного гидроразрыва пласта. Кислота была успешно помещена в трещину в инкапсулированной форме. Однако результаты оказались ниже ожидаемых, и повышения производительности не наблюдалось. Кислоту использовали в концентрации 10 мас.% при высвобождении. Лабораторные исследования показали, что даже после расходования небольшой порции кислоты цитрат кальция выпадает в осадок, замедляя дальнейшие реакции, что и было одной из возможных причин отрицательных результатов.

Фактором, ограничивающим использование лимонной кислоты в пластах, богатых кальцием, является низкая растворимость цитрата кальция [22–24]. В лабораторном исследовании реакции лимонной кислоты с карбонатом продемонстрировано, что соль цитрата кальция осаждается в диапазоне pH от 2,7 до 3,2 и что значение pH осаждения снижается с увеличением исходной концентрации кислоты. Однако при испытаниях на заводнение ядра осаждение цитрата кальция в порах при высоких давлениях не наблюдалось, а наблюдалось, когда давление было снижено до атмосферного из-за выделения  $CO_2$ . При длительном контакте растворов органических кислот в призабойной зоне произойдет их практически полная нейтрализация, учитывая быстрое рассеивание  $CO_2$  по пространству в коллекторе и разбавлении пластовой водой.

Однако растворимость солей может быть увеличена при смешивании этих кислот с глюконовой кислотой из-за ее способности хелатировать осадки на основе кальция [8]. Показано значительное улучшение растворимости лактата кальция, когда молочная кислота смешивалась с глюконовой кислотой в стимулированных кальцитовых породах [7].

Была исследована возможность применения указанной идеи для других органических кислот, таких как уксусная, муравьиная, лимонная, гликолевая и борная кислоты. Результаты заводнения ядра показали, что смешивание глюконовой кислоты с уксусной кислотой увеличивает растворимость полученной соли кальция и позволяет использовать уксусную кислоту в количестве 15% по массе без риска осаждения ацетата кальция. При смешивании с муравьиной кислотой минимум кислотного объема пор наблюдался при мольном соотношении глюконовой и муравьиной кислот 1 : 7. Это позволило использовать муравьиную кислоту в количестве 12,5 мас.% без какого-либо наблюдения осаждения формиата кальция.

Таким образом, представлен новый метод, с помощью которого можно повысить растворимость солей кальция, образующихся в результате реакции органических кислот с кальцитом. В результате может быть преодолено известное ранее ограничение на максимальную концентрацию для этих кислот. Этот метод включает добавление экологически чистой кислоты-хелатирующего агента (глюконовой кислоты) к исследуемой органической кислоте.

#### **Экспериментальные исследования**

Для повышения эффективности способа кислотной обработки за счет увеличения устойчивости отклоняющей пенной системы и коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, а также снижения коррозионной активности были проведены дальнейшие исследования.

Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой сши-



вателя (0,01–2 мас.%), легкой нефти и кислотного раствора - смеси лимонной кислоты (0–8,0 мас.%), полимера (0,01–1 мас.%) и творожной молочной сыворотки (ТМС) (остальное). Легкую нефть закачивают для предупреждения преждевременного смешения растворов. В способе в качестве сшивателя используют хромокалиевые квасцы (ХКК) или алюмокалиевые квасцы (АКК). В качестве полимера используют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) или полиакриламид (ПАА).

Закачанные растворы поступают в высокообводненные промытые зоны. В результате реакции между бикарбонатом натрия и кислотным раствором выделяется углекислый газ  $\text{CO}_2$  и в пласте генерируется устойчивая пенная система, которая будет изолировать обводненные интервалы. Добавка полимера в состав кислотного раствора осуществляют с целью повышения устойчивости пены и загущения кислотного раствора. Полимер замедляет стекание жидкости на поверхности пузырька, обеспечивая высокую устойчивость пенной системы, а сшиватель, структурируя молекулы полимера, позволяет увеличить устойчивость пенной системы, придавая пене механическую прочность. После блокирования высокопроницаемых участков следующая порция закачанного кислотного раствора будет отклоняться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. В качестве кислотного состава используются органические соединения (творожная молочная сыворотка, лимонная кислота) и полимер, которые обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы. Наличие полимера в кислотном растворе способствует выравниванию фронта продвижения жидкости. Также за счет повышения вязкости кислотного раствора в результате добавки полимера снижается скорость его реакции с породой.

Молочная сыворотка, входящая в состав кислотного раствора широко используется в методах микробиологического воздействия. В работе [ 25] для селективной изоляции водопритоков в скважину путем блокирования высокопроницаемых зон предложен гелеобразующий состав, включающий молочную сыворотку. В работе [ 26] предложен способ очистки призабойной зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений с использованием молочной сыворотки.

При низком содержании карбонатов кислотную обработку призабойной зоны пласта целесообразно проводить творожной молочной сывороткой – побочным продуктом при переработке молока в творог. В состав ТМС входят биологически активные соединения: витамины, ферменты, гормоны, свободные аминокислоты, летучие жирные кислоты, минеральные соединения и микроэлементы. В состав сухого вещества не сепарированной сыворотки входят лактоза, белковые вещества, жиры и др. Из органических кислот в составе молочной сыворотки обнаружены молочная, лимонная, нуклеиновая и летучие жирные кислоты (уксусная, муравьиная, пропионовая и масляная).

Лактоза, входящая в состав кислой творожной молочной сыворотки, в кислой среде гидролизуются до глюкозы и галактозы. В результате брожения глюкозы образуются молочная, бутановая, лимонная кислоты, этанол, бутанол, ацетон. Окисление глюкозы и галактозы приводит к образованию глюконовой, галактоновой и др. кислот.

Известно, что на успешность кислотных обработок скважин влияет уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор. Эффективным средством повышения успешности работ при кислотных обработках также является применение углеводородных растворителей, которые устраняют адсорбированный на поверхности породы слой. Известно, что кислотные составы, содержащие органические растворители, обладают свойством выравнивать скорости реакции в пласте: замедлять скорости реакции в водонасыщенных пропластках и ускорять их в нефтенасыщенных пропластках, за счет нефтеотмывающих свойств этих растворителей [3]. Образование растворителей в процессе брожения молочной сыворотки будет также способствовать повышению эффективности процесса.

При повышении количества карбонатных включений в породе к кислотному раствору добавляется лимонная кислота. Как известно из литературы, присутствие глюконовой, молочной кислот препятствуют выпадению в осадок цитрата кальция при реакции лимонной кислоты с карбонатной породой, также растворение образовавшихся солей увеличивается в присутствии глюкозы. Присутствие глюкозы и глюконовой кислоты в процессе воздействия предложенным составом повысит успешность мероприятия.

Растворение образованного углекислого газа в нефти приводит к снижению интенсивности коалесценции капель нефти и прилипания их к твердой поверхности. Движение карбонизированной воды, полученной в результате растворения углекислого газа в воде, сопровождается дополнительным растворением карбонатов угольной кислотой и углекислотным выщелачиванием терригенных отложений.

В результате растворения карбонатных пород увеличатся емкостные и фильтрационные характеристики пласта. Предложенный кислотный состав является менее агрессивным и коррозиоактивным. В результате закупорки высокопроницаемых зон закачанный следом кислотный раствор отклоняется в сторону низкопроницаемых нефтенасыщенных участков.

Предлагаемый способ был подвергнут лабораторным испытаниям.

Опыт 1. В первой мензурке готовится состав путем добавления к водному раствору бикарбоната натрия рассчитанного количества сшивателя при постоянном перемешивании. Во второй мензурке



готовится кислотный раствор: к творожной молочной сыворотке добавляется порошкообразная лимонная кислота и полимер при постоянном перемешивании на лабораторной мешалке до полного растворения. После этого раствор, полученный во второй мензурке, добавляется к раствору в первой и наблюдается за процессом пенообразования. Устанавливается кратность пены, которая определяется как отношение объема образованной пены к объему использованной в эксперименте жидкости, и устойчивость пены.

Результаты исследований показаны в таблице 1.

**Таблица 1** – Свойства полученной пенной системы

Номер опыта	Количество сшивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Кислотный раствор	Кратность, раз	Устойчивость пены, сут.
1	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01мас.% ТМС	1,9	2,2
2	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0 мас.% КМЦ 0,1 мас.% ТМС – остальное	1,8	2,1
3	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0 мас.% КМЦ 0,5 мас.% ТМС – остальное	2,0	3,0
4	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас.% КМЦ 1мас.% ТМС – остальное	2,2	3,0
13	АКК1%	Лимонная кислота 5,0 мас.% ПАА 0,01мас.% ТМС – остальное	1,8	2,1
14	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0 мас.% ПАА 0,1мас.% ТМС – остальное	2,1	2,2
15	АКК 1,7 %	Лимонная кислота 7,0 мас.% ПАА 0,5 мас.% ТМС – остальное	2,0	2,4
16	АКК 2%	Лимонная кислота 8,0 мас.% ПАА 1мас.% ТМС – остальное	2,2	2,6
17	По прототипу [27]		1,2	0,9

В опытах при концентрациях полимеров 0,01–1,а сшивателя 0,001–2 % получены наилучшие результаты. Следует отметить, что исследования проводились при комнатной температуре и атмосферном давлении. В пластовых условиях при высоких давлениях устойчивость пенной системы значительно возрастет. В опыте, проведенном по прототипу, как кратность образованной пены, так и устойчивость низкие.

Опыт 2. Скорость реакции кислотного раствора с породой в предложенном способе была определена по изменениям массы частиц образцов породы. 10 гр. образца карбонатной породы помещают в колбу и сверху добавляют 60 см<sup>3</sup> приготовленного кислотного раствора. Колбы закрываются стеклянной крышкой и помещаются в термостат при температуре 45 °С на 4 часа. Затем образцы породы фильтруются и высушиваются до стабильной массы. Рассчитывается количество уменьшения фракции образца породы. Результаты испытания представлены в таблице 2.

Лабораторные испытания показали, что ТМС с добавкой полимера (опыт 1) растворяет до 7 % карбонатной породы. Добавка лимонной кислоты к ТМС способствует большему растворению карбонатной породы. Учитывая, что максимальное содержание карбонатных пород в терригенных пластах достигает 40 %, применение 8го состава позволит провести процесс кислотной обработки с высокой эффективностью. Таким образом, исходя из карбонатности породы, следует выбирать состав кислотного раствора.

Опыт3 Способ также испытан в лабораторных условиях на двухпластовой модели пласта. Модель заполнялась кварцевым песком различной фракции с добавкой карбонатной пыли (7–40 %). Модель насыщалась пластовой водой, затем пластовая вода вытеснялась нефтью. Проницаемость низкопроницаемого пласта составляла 0,3 мкм<sup>2</sup>, высокопроницаемого 2,5 мкм<sup>2</sup>. На следующем этапе эксперимента с выхода в модель подавались водный раствор бикарбоната натрия с добавкой сшивателя в количестве 10 % от объема пор модели, легкая нефть в количестве 5 % от объема пор модели и кислотный раствор, выбранный в зависимости от карбонатности пористой среды в количестве 10 % от объема пор модели. Закачаные составы в первую очередь поступали в высокопроницаемый слой, где в результате реакции генерировалась устойчивая пена и блокировала высокопроницаемый слой.



**Таблица 2** – Растворяющая способность кислотного раствора

№	Состав кислотного раствора	Количество CaCO <sub>3</sub> после реакции, гр	Количество растворенного CaCO <sub>3</sub> , %
1	КМЦ 0,01 мас. % ТМС – остальное	9,3	7
2	Лимонная кислота 2,0 мас. % КМЦ 0,1 мас. % ТМС – остальное	8,92	10,8
3	Лимонная кислота 3,0 мас. % КМЦ 0,5 мас. % ТМС – остальное	8,4	16,0
4	Лимонная кислота 4,0 мас. % КМЦ 1 мас. % ТМС – остальное	7,87	21,3
5	Лимонная кислота 5,0 мас. % ПАА 0,01 мас. % ТМС – остальное	7,3	26,0
6	Лимонная кислота 6,0 мас. % ПАА 0,1 мас. % ТМС – остальное	6,905	30,95
7	Лимонная кислота 7,0 мас. % ПАА 0,5 мас. % ТМС – остальное	6,281	36,2
8	Лимонная кислота 8,0 мас. % ПАА 1 мас. % ТМС – остальное	4,7	40,8

Следующие порции закачанного кислотного раствора отклонялись в низкопроницаемую зону. Для возможности сравнения результатов также были проведены эксперименты по прототипу. Результаты исследований приведены в таблице 3. Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон позволяет существенно увеличить поступление жидкости в низкопроницаемый пласт. В результате поступления кислотного раствора в низкопроницаемый пласт происходит растворение карбонатов и увеличение проницаемости. В исследованиях по прототипу закупорка высокопроницаемых зон происходит хуже и, соответственно, увеличение проницаемости низкопроницаемого слоя ниже.

**Таблица 3** – Результаты экспериментальных исследований

Но-мер опыта	Карбонатность породы, %	Начальная проницаемость слоев, мкм <sup>2</sup>		Количество шивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Состав кислотного раствора	Конечная проницаемость слоев, мкм <sup>2</sup>	
		K <sub>1н</sub>	K <sub>2н</sub>			K <sub>1к</sub>	K <sub>2к</sub>
1	7	0,30	2,50	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01 мас. % ТМС – остальное	1,12	0,81
2	11	0,31	2,52	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0 мас. % КМЦ 0,1 мас. % ТМС – остальное	1,22	0,79
3	16	0,30	2,51	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0 мас. % КМЦ 0,5 мас. % ТМС – остальное	1,45	0,80
4	21	0,32	2,53	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас. % КМЦ 1 мас. % ТМС – остальное	1,56	0,78
5	26	0,32	2,49	АКК 1 %	Лимонная кислота 5,0 мас. % ПАА 0,01 мас. % ТМС – остальное	1,64	0,81
6	31	0,29	2,48	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0 мас. % ПАА 0,1 % ТМС – остальное	1,82	0,82
7	36	0,30	2,50	АКК 1,7 %	Лимонная кислота 7,0 мас. % ПАА 0,5 мас. % ТМС – остальное	2,12	0,79
8	40	0,30	2,51	АКК 2%	Лимонная кислота 8,0 мас. % ПАА 1 мас. % ТМС – остальное	2,53	0,79
9	По прототипу [27]	0,31	2,51			0,82	1,50



В промысловых условиях способ реализуется следующим образом. На устье скважины готовят водный раствор бикарбоната натрия со сшивателем. Раствор посредством насосного агрегата ЦА-320 нагнетается в насосно-компрессорные трубы. Затем в пласт закачивают буферную жидкость – легкую нефть. После этого в НКТ нагнетается соответствующий кислотный раствор. В результате смешения растворов в высокопроницаемом пропластке призабойной зоны скважины образуется блокирующая интервал пена и закачанный следом раствор кислоты отклоняется в направлении к низкопроницаемой зоне пласта.

### Выводы

1. Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта органической кислотной системой.
2. Выбор состава органической кислотной системы осуществляют в зависимости от карбонатности породы призабойной зоны скважины.
3. Эффективность способа возрастает за счет увеличения устойчивости пенной системы, коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, снижения коррозионной активности в результате использования органических кислотных систем.
4. Применение предложенного способа позволяет значительно увеличить проницаемость пористой среды.

### Список литературы:

1. Shafiq M.U., Mahmud H.B. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – № 7. – P. 1205–1216.
2. Shafiq M.U., Ben Mahmud H.K., Hamid M.A. Comparison of buffer effect of different acids during sandstone acidizing // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – № 78. – P. 012008.
3. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010.
4. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid. SPE-188188-MS / E. Abdelfatah [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2017.
5. Шахвердиев А.Х., Панахов Г. М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Патент Российской Федерации. – 2000. – № 2145381.
6. Шефер А.З., Меркулов В.П., Интяшин А.Д. Использование отходов производства жирных кислот для повышения приемистости нагнетательных скважин // Нефтепромысловое дело. – 1975. – № 4. – С. 30–32.
7. Rabie A.I., Saber M.R., Nasr El-Din H.A. A new environmentally friendly acidizing fluid for HP/HT matrix acidizing treatments with enhanced product solubility. SPE-173751-MS // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – 2015.
8. Hong L.V., Ben Mahmud H. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
9. Блинкова Е.В., Елисеев Е.И. (). Растворение карбоната кальция в водных растворах уксусной кислоты // Журнал прикладной химии. – 2005. – № 78(7). – С. 1085–1087.
10. Касенова Г.М. Свойства смесей карбоновых кислот и продуктов их нейтрализации карбонатами // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 4. – С. 15–16.
11. Buijse M., de Boer P., Breukel B., Burgas G. Organic acids in carbonate acidizing. SPE-82211-PA // SPE Production & Operations. – 2004. – № 19(3). – P. 128–134
12. Matrix acidizing of carbonate reservoirs using organic acids and mixture of HCl and organic acids. SPE-116601-MS. / F.F. Chang [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2008, September
13. Saber M.R., Rabie A., Nasr-El-Din H.A. A new technique to increase the performance of organic acids to stimulate carbonate reservoirs at high acid concentrations. SPE-175192-MS. // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2015, October
14. Organic acids for stimulation. SPE-199291-PA / L. Alhamad [et al.] // SPE Production and Operation. – 2020. – № 35(4). – P. 952–978.
15. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. SPE-121014-MS / L. He [et al.] // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2009.
16. Burgos G., Birch G., Buijse M. Acid fracturing with encapsulated citric acid. SPE-86484-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2004, February.
17. Al-Harbi B.G., Al Dahlan M.N., Khaldi M.H. Aluminum and iron precipitation during sandstone acidizing using organic-HF acids. SPE-151781-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2012, February.



18. Yang F. Acidizing of sandstone reservoirs using HF and organic acids : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2012.
19. Yang F., Nasr-El-Din H.A., Harbi B.A. Acidizing sandstone reservoirs using HF and organic acids. SPE-157250-MS // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2012, May.
20. High temperature acid stimulation offshore the Netherlands. SPE-38171-MS / M.S. Van Domelen [et al.] // SPE European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers. – 1997, June.
21. Andotra G. Investigating the use of chelating agents for clay dissolution and sandstone acidizing purposes : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2014.
22. Дмитрук В.В., Сингуров А.А., Кононов А.В. Новый состав для интенсификации «сеноманских» скважин и результаты опытно-промышленных испытаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 196–205.
23. Применение лимонной кислоты при интенсификации добычи углеводородов / В.В. Дмитрук [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 1(49). – С. 27–32.
24. Кустышев А.В., Сингуров А.А., Паникаровский Е.В. и др. Способ обработки призабойной зоны слабоцементированного терригенного пласта в условиях аномально низкого пластового давления. Патент Российской Федерации. – 2014. – № 2528803.
25. Рзаева С.Д. Селективная изоляция водопритокков в скважину на основе использования отходов производства // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – С. 118–125.
26. Казымов Ш.П., Алиев Я.М., Рзаева С.Дж. и др. Способ обработки призабойной зоны нефтяных скважин. Патент Азербайджанской Республики. – 2000. – I 2000 0030.
27. Сулейманов Б.А., Рзаева С.Дж., Тулешева Г.Д. Способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта. Евразийский патент. – 2018. – № 030395.

#### List of references:

1. Shafiq M.U., Mahmud H.B. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – № 7. – P. 1205–1216.
2. Shafiq M.U., Ben Mahmud H.K., Hamid M.A. Comparison of buffer effect of different acids during sandstone acidizing // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – № 78. – P. 012008.
3. Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry. T. 4. Acid Treatment of Wells. – M. : Intercontact Science, 2010.
4. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid. SPE-188188-MS / E. Abdelfatah [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2017.
5. Shakhverdiyev A.Kh., Panakhov G.M., Suleimanov B.A., Abbasov E.M. Method of acid treatment of oil reservoir bottomhole zone. Patent of the Russian Federation. – 2000. – № 2145381.
6. Shefer A.Z., Merkulov V.P., Intyashin A.D. Use of waste production of fatty acids to improve injectivity of injection wells // Oilfield Business. – 1975. – № 4. – P. 30–32.
7. Rabie A.I., Saber M.R., Nasr El-Din H.A. A new environmentally friendly acidizing fluid for HP/HT matrix acidizing treatments with enhanced product solubility. SPE-173751-MS // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – 2015.
8. Hong L.V., Ben Mahmud H. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
9. Blinkova E.V., Eliseev E.I. Dissolution of calcium carbonate in aqueous solutions of acetic acid // Journal of Applied Chemistry. – 2005. – № 78(7). – P. 1085–1087.
10. Kassenova G.M. Properties of mixtures of carboxylic acids and products of their neutralization by carbonates // Oil field work and oil transport. – 1985. – № 4. – P. 15–16.
11. Buijse M., de Boer P., Breukel B., Burgas G. Органические кислоты при подкислении карбонатов. SPE-82211-PA // SPE Production & Operations. – 2004. – № 19(3). – P. 128–134
12. Matrix acidizing of carbonate reservoirs using organic acids and mixture of HCl and organic acids. SPE-116601-MS. / F.F. Chang [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2008, September
13. Saber M.R., Rabie A., Nasr-El-Din H.A. A new technique to increase the performance of organic acids to stimulate carbonate reservoirs at high acid concentrations. SPE-175192-MS. // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2015, October
14. Organic acids for stimulation. SPE-199291-PA / L. Alhamad [et al.] // SPE Production and Operation. – 2020. – № 35(4). – P. 952–978.
15. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. SPE-121014-MS / L. He [et al.] // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2009.



16. Burgos G., Birch G., Buijse M. Кислотный гидроразрыв с инкапсулированной лимонной кислотой. SPE-86484-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2004, февраль.
17. Al-Harbi B.G., Al Dahlan M.N., Khaldi M.H. Aluminum and iron precipitation during sandstone acidizing using organic-HF acids. SPE-151781-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2012, February.
18. Yang F. Acidizing of sandstone reservoirs using HF and organic acids : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2012.
19. Yang F., Nasr-El-Din H.A., Harbi B.A. Acidizing sandstone reservoirs using HF and organic acids. SPE-157250-MS // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2012, May.
20. High temperature acid stimulation offshore the Netherlands. SPE-38171-MS / M.S. Van Domelen [et al.] // SPE European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers. – 1997, June.
21. Andotra G. Investigating the use of chelating agents for clay dissolution and sandstone acidizing purposes : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2014.
22. Dmitruk V.V., Singurov A.A., Kononov A.V. New composition for intensification of «cenomanian» wells and the results of pilot tests // Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business». – 2011. – № 5. – P. 196–205.
23. The use of citric acid in the intensification of hydrocarbon production / V.V. Dmitruk [et al.] // Science and Technology in the gas industry. – 2012. – № 1(49). – P. 27–32.
24. Kustyshev A.V., Singurov A.A., Panikarovskiy E.V. et al. Method of treatment of the bottom-hole area of the weakly cemented terrigenous formation in the conditions of the abnormally low formation pressure. Patent of the Russian Federation. – 2014. – № 2528803.
25. Rzayeva S.D. Selective isolation of water inflows into the well based on the use of production wastes // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – P. 118–125.
26. Kazymov Sh.P., Aliev Y.M., Rzayeva S.J. et al. Method of treatment of oil wells bottomhole zone. Patent of the Republic of Azerbaijan. – 2000. – № 2000 0030.
27. Suleymanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Method of acid treatment of bottomhole zone of heterogeneous formation. Eurasian patent. – 2018. – № 030395.



УДК 622.276.52

## ВЛИЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГЛУБИННОГО НАСОСА

### INFLUENCE OF THE BOREHOLE ZONE ON THE PERFORMANCE OF A DEEP PUMP

**Дадаш-заде Х.И.**Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности**Мамедова Г.Г.**Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности  
gulbahar.mammadova@mail.ru

**Аннотация.** Промысловая практика показывает, что после остановки насоса приток несжимаемой жидкости из пласта в скважину продолжается и уровень жидкости в затрубном пространстве повышается. При ухудшении призабойной зоны, т.е. при возникновении скин-зоны уровень жидкости в насосной скважине повышается медленно и длительно. В таких случаях приходится останавливать скважину на длительный срок и очень долго наблюдать за изменением ее забойного давления.

В данной работе предлагается методика учета влияния скин-фактора на работу глубинного насоса для несжимаемых жидкостей и предлагается способ определения времени восстановления напора в работающих насосных скважинах с учетом скин-эффекта.

**Ключевые слова:** скин-фактор, скин-эффект, скин-зона, производительность, радиус скважины, призабойная зона, несжимаемой жидкости, глубинного насоса.

**Dadash-zade H.I.**

Azerbaijan State Oil and Industry University

**Mammadova G.G.**Azerbaijan State Oil and Industry University  
gulbahar.mammadova@mail.ru

**Annotation.** Field practice shows that after the pump stops, the flow of incompressible fluid from the formation into the well continues and the fluid level in the annulus rises. When the bottomhole zone worsens, i.e. when a skin zone occurs, the liquid level in the pumping well rises slowly and for a long time. In such cases, it is necessary to stop the well for a long time and observe the change in its bottomhole pressure for a very long time. This paper proposes a method for taking into account the influence of the skin factor on the operation of a deep-well pump for incompressible liquids and proposes a method for determining the recovery time of pressure in operating pumping wells, taking into account the skin effect.

This paper proposes a method for taking into account the influence of the skin factor on the operation of a deep-well pump for incompressible liquids and proposes a method for determining the recovery time of pressure in operating pumping wells, taking into account the skin effect.

**Keywords:** skin factor, skin effect, skin zone, productivity, well radius, bottomhole zone, incompressible fluid, deep pump.

Промысловый анализ показывает, что многие скважины в процессе бурения и эксплуатации уменьшают производительность, что объясняется образованием в призабойной зоне скин-зоны. В данном случае методы исследования глубинных скважин и пластов, разработанные в течение последних лет и основанные на наблюдениях за неустановившимися процессами перераспределения давления, позволяет определить многие коллекторские свойства пласта. В частности, его кажущуюся и эффективную проницаемость, пьезопроводность, состояние призабойной зоны скважины, скин-эффект, статическое пластовое давление, строение пласта на заданном участке, строение пластовой водонапорной системы и т.д.

Практика показывает, что после остановки насоса приток несжимаемой жидкости из пласта в скважину продолжается и уровень жидкости в затрубном пространстве повышается. Со временем приток жидкости из пласта ослабевает и закономерность изменения забойного давления в насосной скважине приближается к идеализированному случаю, когда при остановке скважины приток жидкости на забой прекращается мгновенно.

При ухудшении призабойной зоны, т.е. при возникновении скин-зоны, уровень жидкости в насосной скважине повышается медленно и длительно. В таких случаях приходится останавливать скважину на большой срок и очень долго наблюдать за изменением ее забойного давления.

Отметим, что для прослеживания за повышением забойного давления в насосных скважинах используются глубинные регистрирующие лифтовые манометры. В отдельных случаях о повышении забойного давления с достаточной точностью можно судить по повышению уровня в затрубном пространстве.





Проведенные многочисленные промысловые исследования как у нас, так и за рубежом, показали, что практически нет смысла стремиться с большой точностью определить производительность гидродинамически несовершенных скважин.

Необходимо учитывать, что практически трудно определить гидродинамическое несовершенство скважин, т.к. оказываются неизвестными величины и глубина проникновения в пласт отверстий, получаемых при перфорации, неизвестны размеры и число трещин, которые образуются вокруг этих отверстий и в цементном кольце [1–3]. Практически часто даже бывает неизвестным фактическое число простреленных отверстий в обсадной колонне.

Интерес представляет исследование нарушений проницаемости пласта в призабойной зоне скважины. Сначала рассмотрим простейший случай, когда по проницаемости весь пласт делят на две резко разграниченные зоны. При этом отметим, что границей раздела зон пласта с различными проницаемостями служит коаксиальная скважина с цилиндрической поверхностью с радиусом  $R_s$ . Между стеной скважины и поверхностью данного цилиндра в призабойной зоне скважины, коэффициент проницаемости пласта равен  $K_s$ , а во всем остальном пласте равен  $K$ .

В практических условиях ухудшение проницаемости призабойной зоны может быть вызвано влиянием промывок забоя пресной водой, закупоркой пор пласта (при выпадении парафина, смолы и асфальтена). Улучшение проницаемости призабойной зоны происходит за счет специальных кислотных и термических обработок, за счет гидроразрыва пласта, за счет выноса малых частиц из пор пласта [4–6].

Расход жидкости через данную зону можно определить по формуле

$$Q = 2\pi r v = 2\pi r z \frac{k\rho}{\mu} g \frac{dz}{dr}, \quad (1)$$

где  $v$  – скорость фильтрации в любой точке сечения.

Решим данное уравнение относительно  $(dz)$  и  $(dr)$ :

$$z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \frac{dr}{r}, \quad (2)$$

где  $z$  – неполная высота в насосно-компрессорных трубах, м;  $\mu$  – динамическая вязкость несжимаемой жидкости, спз;  $K$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $r$  – приведенный радиус, м.

Проинтегрируем последнее уравнение:

$$\int_z^{h_k} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \int_r^{R_k} \frac{dr}{r}. \quad (3)$$

Разбивая на участки пласта и скин-зоны, находим:

$$\int_z^{h_k} z dz = \frac{Q\mu}{2\pi k\rho g} \left[ \int_r^{R_s} \frac{1}{K_1} \frac{dr}{r} + \int_{R_s}^{R_k} \frac{1}{K} \frac{dr}{r} \right]. \quad (4)$$

Откуда

$$z^2 = h_k^2 - \frac{Q\mu}{\pi\rho g k} \left[ \frac{k}{k_1} \ln \frac{R_s}{r} + \ln \frac{R_k}{R_s} \right]. \quad (5)$$

Добавляя и отнимая значение  $\ln \frac{R_s}{r}$  и группируя, находим:

$$z^2 = h_k^2 - \frac{Q\mu}{\pi\rho g k} \left[ S + \ln \frac{R_k}{r} \right], \quad (6)$$

где  $S = \ln \frac{R_s}{r} \left( \frac{k}{k_1} - 1 \right)$  – скин-фактор;  $R_s$  – радиус скин-зоны, м;  $K_1$  – проницаемость скин-зоны, м<sup>2</sup>.

Изменяя граничные условия  $r = R_c; h = h_c; r = R_k; h = h_k$  определяем



$$Q = \frac{\pi k r g (h_k^2 - h_c^2)}{\mu \left[ S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]}, \tag{7}$$

где  $h_k$  и  $h_c$  – соответственно статический и динамический уровень в насосно-компрессорных трубах, м;  
 $R_k$  и  $R_c$  – соответственно радиус контура и забоя скважины, м.

Отметим, что

$$h_k - h_c^2 = (h_k - h_c)(h_k + h_c) = (h_k - h_c)(2h_k - h_k + h_c) = \delta(2h_k - \delta),$$

где  $\delta$  – понижение статического уровня до динамического, м.

Учитывая вышесказанное, имеем:

$$Q = \frac{\pi k r g \delta (2h_k - \delta)}{\mu \left[ S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right]}. \tag{8}$$

Как видно, производительность глубинно-насосных скважин кроме прочего зависит и от скин-фактора.

Решив конечное уравнение совместно, получим:

$$z = \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left( S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left( S + \ln \frac{R_k}{r} \right)}. \tag{9}$$

Для определения закона движения частицы несжимаемой жидкости вдоль насосно-компрессорных труб, находим

$$v = \frac{Q}{2\pi r z} = \frac{Q}{2\pi r \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left( S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left( S + \ln \frac{R_k}{r} \right)}}. \tag{10}$$

Выразим скорость фильтрации в виде:

$$v = \frac{dz}{dt}. \tag{11}$$

Разделив переменные ( $r$ ) и ( $t$ ):

$$t = \frac{2\pi}{Q} \int_{h_c}^{h_k} z \sqrt{h_k^2 - \frac{\delta(2h_k - \delta)}{\left( S + \ln \frac{R_k}{R_c} \right)} \left( S + \ln \frac{R_k}{r} \right)} dz. \tag{12}$$

Интеграл, стоящий в правой части данной формулы в конечном виде не вычисляется. Данное уравнение можно вычислить либо с помощью рядов, либо численными методами. Отметим, что значение подинтегрального радикала напор  $z$  в точке пласта с координатой  $r$ . Однако разбивая интервал интеграции на такие участки, внутри каждого из которых величина  $z$  меняется слабо, то данный параметр можно вынести за знак интеграла. Так, например, принимая небольшой интервал интеграции в пределах от  $h_k$  до  $h_c$  и обозначив через  $\bar{z}$  среднее значение напора в этом интервале изменений величины  $z$ , получим:

$$\Delta t = \frac{2\pi}{Q} \bar{h} \int_{h_c}^{h_k} z dz = \frac{\pi \bar{h}}{Q} (h_k^2 - h_c^2), \tag{13}$$

где  $\Delta t$  – промежуток времени, в течение которого уровень жидкости переместился от динамического уровня до статического.



Как показывают расчеты, предложенный приближенный прием будет иметь меньшую погрешность, чем меньше меняется величина ( $\bar{h}$ ) внутри интервала интеграла, т.е. чем дальше этот интервал от динамического уровня и чем меньше величина самого интервала.

**Выводы:**

1. Предложена методика совместной работы глубинного насоса и работы пласта с учетом скин-зоны.
2. Учитывается влияние скин-фактора на работу глубинного насоса для несжимаемых жидкостей.
3. Анализ показывает, что для повышения производительности насоса желательнее спускать данное устройство на глубину между статическим и динамическим уровнем. При этом более активно можно использовать работу статического напора перед приемом насоса.
4. Предлагается методика определения времени восстановления напора в работающих насосных скважинах с учетом скин-эффекта.

**Список литературы:**

1. Salavatov T.Ş., İsnayılov F.S., Osmanov B.A. Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası. – Bakı, 2012. – 538 s.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. РГУ нефти и газа им. И.Губкина : учебное пособие. – М., 2003. – 816 с.
3. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа, часть 1. – М. : Недра, 1980. – 375 с.
4. Сулейманов А.Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М. : Недра, 1986. – 258 с.
5. Криволинейное радиальное течение сжимаемой вязко-пластичной нефти со свободной течучестью в однородном пласте / Дж.Н. Асланов [и др.] // Вестник Московского Государственного технического университета им. Н.Э.Баумана. Серия машиностроение. – 2019. – Вып. 3. – С. 54–61.
6. Мамедова Г.Г. Плоско-параллельные стационарные движения несжимаемых нефтей в однородном полосообразном пласте по различным законам фильтрации // Булатовские чтения. – 2022. – С. 166–170.

**List of references:**

1. Salavatov T.Ş., İsnayılov F.S., Osmanov B.A. Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası. – Bakı, 2012. – 538 s.
2. Mishchenko I.T. Well oil production. Gubkin Russian State University of Oil and Gas : Tutorial. – М., 2003. – 816 p.
3. Silash A.P. Production and transportation of oil and gas, part 1. – М. : Nedra, 1980. – 375 p.
4. Suleymanov A.B. Exploitation of offshore oil and gas fields. – М. : Nedra, 1986. – 258 p.
5. Curvilinear radial flow of compressible viscoplastic oil with free flowing in a homogeneous reservoir / J.N. Aslanov [et al] // Bulletin of Moscow State Technical University named after N.E. Bauman. Mechanical Engineering Series. – 2019. – Vyp. 3. – P. 54–61.
6. Mamedova G.G. Plane-parallel stationary motion of incompressible oils in a single-homogeneous strip formation by different filtration laws // Bulatov Readings. – 2022. – P. 166–170.



УДК 622.279.51

## МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ CO<sub>2</sub> И АЗОТА В ДОБЫВАЕМОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

### METHODS FOR DETERMINING CONDENSATE RECOVERY IN THE PRESENCE OF CO<sub>2</sub> AND NITROGEN IN THE PRODUCED GAS CONDENSATE MIXTURE

**Добролюбова Розалия Кирилловна**

старший преподаватель базовой кафедры  
«Нефтегазовое дело»,  
Политехнический институт (филиал)  
Северо-Восточного федерального университета  
имени М.К. Аммосова  
rose941101@mail.ru

**Инякина Екатерина Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»,  
Тюменский индустриальный университет  
injakinai@tyuiu.ru

**Аннотация.** В настоящее время при проектировании разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей главным показателем является коэффициент извлечения конденсата. В связи с этим возросла актуальность совершенствования методов прогнозирования добычи газового конденсата и определение конденсатоотдачи на весь период эксплуатации, с учетом влагосодержания в пластовой парогазоконденсатной системе, фракций нефти, а также содержания углекислого газа, азота, гелия и других неуглеводородных компонентов. Результаты термодинамического моделирования разрешили определить влияние на величину конденсатоотдачи углекислого газа и азота при различном соотношении [1, 2].

**Ключевые слова:** пластовые флюиды, давления начала конденсации, конденсатоизвлечение, потери конденсата в залежи.

**Dobrolyubova Rozalia Kirillovna**

Senior Lecturer of the Basic Department  
«Oil and Gas Business»,  
Polytechnic Institute (branch)  
of the North-Eastern Federal University  
named after M.K. Ammosova  
rose941101@mail.ru

**Iniakina Ekaterina Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
«Development and operation  
of oil and gas fields»,  
Tyumen Industrial University  
injakinai@tyuiu.ru

**Annotation.** Currently, when designing the development and operation of gas condensate deposits, the main indicator is the condensate recovery factor. In this regard, the relevance of improving methods for predicting gas condensate production and determining condensate recovery for the entire period of operation has increased, taking into account the moisture content in the reservoir steam-gas-condensate system, oil fractions, as well as the content of carbon dioxide, nitrogen, helium and other non-hydrocarbon components. The results of thermodynamic modeling made it possible to determine the effect of carbon dioxide and nitrogen on the value of condensate recovery at different ratios [1, 2].

**Keywords:** reservoir fluids, dew point pressures, condensate recovery, condensate losses in the reservoir.

Один из основных показателей при проектировании разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей является коэффициент извлечения конденсата. Поэтому возросла актуальность совершенствования методов прогнозирования добычи конденсата и определение конденсатоотдачи на перспективу, с учетом влагосодержания в пластовой парогазоконденсатной системе, фракций нефти, а также содержания углекислого газа, азота, гелия и другие неуглеводородных компонентов [3, 4, 5].

На основании результатов исследований построена номограмма, показывающая сложную и многообразную связь конденсатоотдачи с показателями и параметрами газоконденсатной системы: групповой углеводородный состав конденсата и его потенциальное содержание в пластовом газе. По данной номограмме можно определить коэффициент конденсатоотдачи (рис. 1).

На рисунке 2 изображены номограммы для определения степени влияния углекислого газа на конденсацию для систем (а) с небольшим содержанием и (б) высоким содержанием конденсата в пластовом газе.

Опыт разработки газоконденсатных залежей указывает на широкие пределы значений коэффициентов конденсатоотдачи (КИК) при снижении давления в пласте. Для определения КИК необходимо определять на различных этапах снижения текущего давления пластовые потери углеводородов методом дифференциальной конденсации системы и методом контактной конденсации.

Таким образом, в основе экспериментальных методов лежит моделирование процесса дифференциальной конденсации рекомбинированных проб, отобранных до начала разработки месторождения. Раз-



рабатываемые нефтегазоконденсатные месторождения имеют пластовые системы сложного состава, содержащие неуглеводородные компоненты. В связи с этим необходимо совершенствование экспериментального моделирования процесса дифференциальной конденсации. Оценка влияния неуглеводородных компонентов в пластовом газе на КИК показала, что они повышает потери конденсата в залежи.

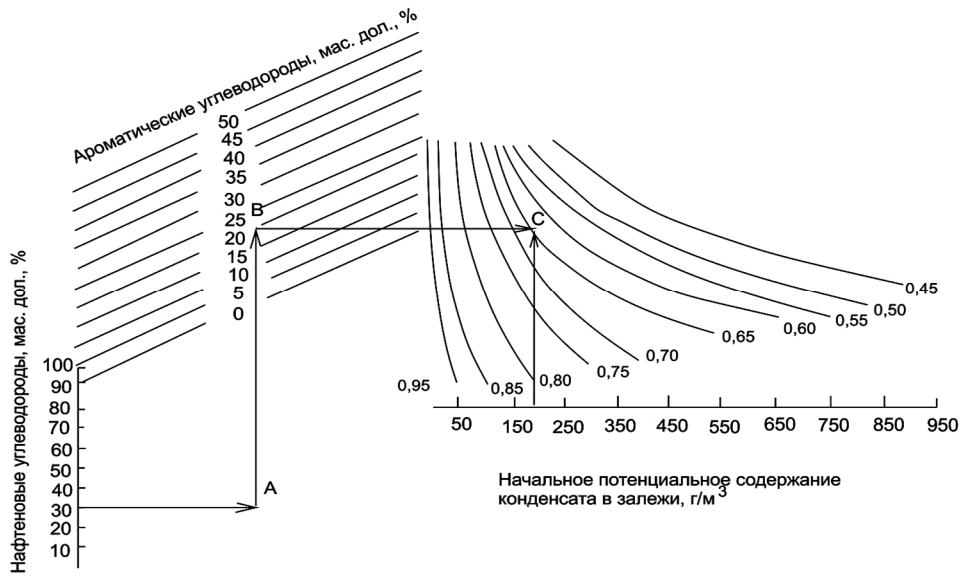


Рисунок 1 – Номограммы для определения конденсатоизвлечения

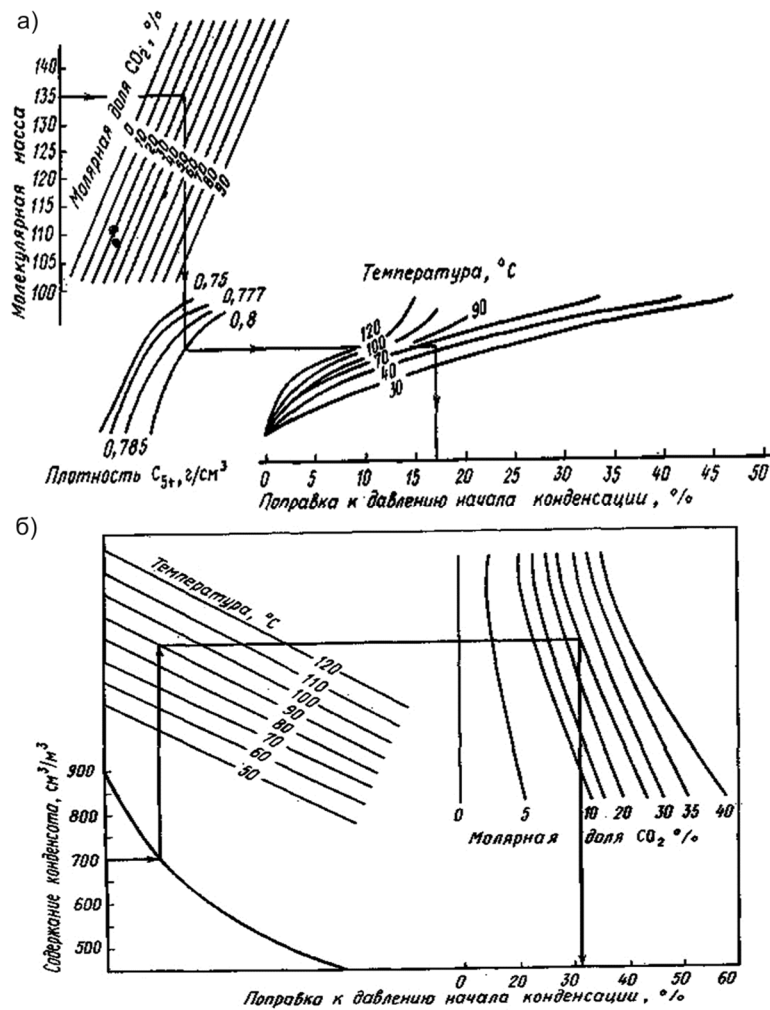


Рисунок 2 – Номограммы для определения степени влияния углекислого газа на конденсацию для систем (а) с небольшим содержанием и (б) высоким содержанием конденсата в пластовом газе

**Список литературы:**

1. Добролюбова Р.К., Инякина Е.И., Краснов И.И. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чайядинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 75–96.
2. Еске Г.А. Исследование испарения углеводородов C<sub>5</sub>+В при нагнетании диоксида углерода и азота в различных соотношениях // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 3(98). – С. 19–23.
3. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
4. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы ChandlerEngineering / И.И. Краснов [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 64–65.
5. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем // Газовая промышленность. – 1988. – № 1. – С. 44–45.

**List of references:**

1. Dobrolyubova R.K., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Study of the effect of nitrogen on formation losses of condensate during development of the Chayanda field // Nauka. Innovations. Technology. – 2022. – № 3. – P. 75–96.
2. Eske G.A. Study of evaporation of C<sub>5</sub>+B hydrocarbons at the injection of carbon dioxide and nitrogen in different ratios // Oil and Gas Technologies. – 2015. – № 3(98). – P. 19–23.
3. experience in the development of oil and gas condensate fields with complicated geological and physical characteristics / E.I. Inyakina [et al.] // Oil and Gas: experience and innovations. – 2017. – № 1. – P. 41–56.
4. Peculiarities of condensate recovery forecasting on the equipment of ChandlerEngineering / I.I. Krasnov [et al.] // Academic Journal of Western Siberia. – 2012. – № 6. – P. 64–65.
5. Ostrovskaya T.D., Gritsenko A.I., Zheltovsky V.I. Correction method for the influence of carbon dioxide on phase transformation of reservoir systems // Gas Industry. – 1988. – № 1. – P. 44–45.



УДК 553.983

## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

### ANALYSIS OF TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF SHALE HYDROCARBON DEPOSITS IN THE BAZHENOV FORMATION

**Жарикова Наиля Халимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Кусова Лизавета Геннадиевна**

студентка направления подготовки  
21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
kusovalisa@gmail.com

**Аннотация.** Повышение спроса на энергоресурсы и снижение «традиционных» запасов нефти привело к началу разработки «нетрадиционных» источников углеводородов, к числу которых относится баженовская свита. Разработка баженовской свиты является одной из стратегических задач многих российских компаний. Баженовская свита распространена на территории около 1 млн км<sup>2</sup> и содержит в себе колоссальные ресурсы. Однако в связи со сложными геолого-физическими условиями залегающая промышленная разработка данного объекта была начата относительно недавно в отличие от группы сланцевых месторождений в США. При освоении запасов баженовской свиты специалисты сталкиваются со следующими проблемами: низкие значения фильтрационно-емкостных свойств, высокие пластовые температуры и давления, отличие формирования коллектора от «традиционного», содержание как легкой нефти, так и керогена различной степени зрелости, преобразование которого в синтетическую нефть требует высоких температур. В статье рассматриваются технологии разработки баженовской свиты и затрагиваются другие вопросы и проблемы разработки сланцевых месторождений нефти.

**Ключевые слова:** общие представления о сланцевой нефти; особенности геологического строения баженовской свиты; классификация нефтематеринских пород; обзор существующих методов повышения нефтеотдачи сланцевых коллекторов; типичные химические реакции, происходящие в пласте; высокотемпературное горение и низкотемпературное окисление; опыт применения метода внутрислоевого горения (окисления).

**Zharikova Nailia Khalimovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Kusova Lizaveta Genadievna**

Student training direction 21.05.06  
«Oil and gas equipment and technologies»,  
Saint Petersburg mining university  
kusovalisa@gmail.com

**Annotation.** The increase in demand for energy resources and the decrease in «traditional» oil reserves led to the beginning of the development of «non-traditional» sources of hydrocarbons, which include the Bazhenov formation. Development of the Bazhenov formation is one of the strategic tasks of many Russian companies. The Bazhenov formation covers an area of about 1 million km<sup>2</sup> and contains colossal resources. However, due to the complex geological and physical conditions, the industrial development of this object was started relatively recently, in contrast to the group of shale deposits in the USA. When developing the reserves of the Bazhenov formation, experts face the following problems: low values of filtration capacity properties, high reservoir temperatures and pressures, differences in the formation of the reservoir from the «traditional» one, the content of both light oil and kerogen of different degrees of maturity, which requires transformation into synthetic oil high temperatures. The article examines the development technologies of the Bazhenov formation and touches on other issues and problems of the development of oil shale deposits.

**Keywords:** general idea about shale oil; special features of the geological structure of the Bazhenov formation; classification of oil parent breeds; review of existing methods of increasing oil yield of shale collectors; typical chemical reactions occurring in plastic; high-temperature combustion and low-temperature oxidation; experience using the method of intralayer combustion (oxidation).

#### Общие представления о сланцевой нефти

На конец второго десятилетия XXI века приходится пик добычи традиционной нефти, связанный, во-первых, со снижением темпов добычи углеводородов, во-вторых, с возникновением новых источников нетрадиционной нефти, имеющих высокий потенциал в нефтяной отрасли.



Нетрадиционные углеводороды представляют собой ресурсы, находящиеся в сложных геологических условиях, требующих нетривиальных методов разведки и добычи. Среди нетрадиционных источников углеводородов выделяют нефть сланцевых формаций, включающих сланцевую нефть (shale oil), которую получают из нефтяного сланца (порода, которую подвергают дополнительной термической обработке для получения жидкого сырья), и нефть низкопроницаемых пород (tight oil).

Если рассмотреть состав нефтеносного сланца в процентном соотношении, то 0,37 % об. составляет вода, 85,02 % об. – минеральная часть (кальцит, доломит, полевой шпат, пирит, гидрослюда и т.д.) и 14,61 % об. приходится на органическую часть, 11,93 % об. из которой составляет кероген, а остальное – жидкие углеводороды. К числу пород, богатых керогеном, относят:

- глинисто-керогено-карбонатные;
- керогено-кремнисто-глинистые;
- глинисто-кремнисто-керогенные.

Преимущественное количество нефти сланцевых формаций, в основном в виде нефти низкопроницаемых пород, сосредоточено на территории США – около 600 млрд тонн. На втором месте по объёму ресурсов нефтяного сланца находится Китай, где залегает порядка 46,5 млрд тонн нефтяного сланца и 41 млрд тонн нефти низкопроницаемых пород. Среди стран, обладающих крупнейшими ресурсами сланцевых формаций, выделяют Израиль (35 млрд тонн), Демократическую Республику Конго (14 млрд тонн), Иорданию (12,6 млрд тонн), Бразилию (11,48 млрд тонн).

На территории России также отмечаются значительные запасы нефти сланцевых пород: по оценкам разведанные запасы горючих сланцев составляют 37 млрд тонн, однако в пределах баженовской свиты (объект, признанный лидером по запасам сланцевой нефти России) запасы оцениваются Министерством энергетики в 22 млрд тонн.

### Особенности геологического строения баженовской свиты

Баженовская свита – это крупнейшая низкопроницаемая группа нефтематеринских горных пород, имеющая распространение в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне площадью около 1 000 000 км<sup>2</sup> и средней толщиной около 30 метров. Примерный стратиграфический возраст баженовской свиты составляет 140–145 млн лет.

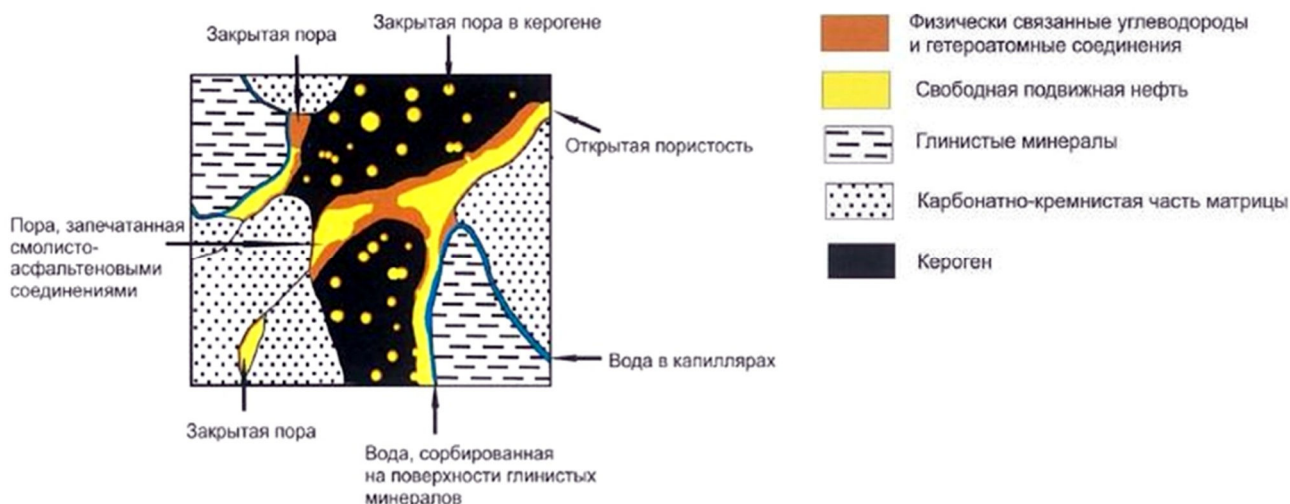
Большинством геологов, изучавших баженовскую свиту, принимается, что она является материнской для многих месторождений Западной Сибири. Практически все специалисты выделяют в её составе породы, в которых преобладающими компонентами выступают глинистые минералы: аргиллиты, кремнистые аргиллиты, карбонатно-кремнистые, глинисто-карбонатно-кремнистые и кремнистые породы с невысоким содержанием глини. При этом существует чёткая закономерность в распределении органического вещества между этими типами пород. По этому принципу выделяют *баженовиты* (*бажениты*) – низкоглинистые породы, обогащённые органическим веществом до 25–50 % породы, и *аргиллиты* – высокоглинистые породы, содержащие до 3–7 % органического вещества. Причём первые находят своё распространение в центральных областях Западно-Сибирского осадочного бассейна, нефтегенерационный потенциал которого здесь максимален, а в периферийных областях бассейна преобладают аргиллиты, нефтегенерационный потенциал которых ниже.

Особенностью баженовской свиты является то, что её ресурсы одновременно представлены и породой коллектором, из которой возможно добывать нефть, и нефтематеринской породой, способной выделять свободные углеводородные флюиды, образованные в процессе катагенетических преобразований. Катагенез делится на ряд стадий, основной из которых является стадия мезокатагенеза. Её также называют «главной зоной нефтегазообразования» или «нефтяным окном», так как на этой стадии начинается перестройка керогена с образованием нефти и газа. На данной стадии породы характеризуются степенью катагенетической зрелости, оцениваемой с помощью генерационного потенциала – содержания органического вещества в виде незрелого керогена. *Керогеном* называют нерасстворимую часть органического вещества осадочных пород, и именно он является основным источником нефти и природного газа.

Условия осадконакопления баженовской свиты во многом определены степенью изменчивости её состава и строения. Главным отличием литологических типов пород баженовской свиты является содержание глинистого и органического вещества, т.е. свита представляет собой чередование баженитов и аргиллитов, свойства которых резко отличаются друг от друга. В силу того, что в баженитах содержится большое количество органического вещества, их свойства в пластовых условиях близки к пластичным. Аргиллиты, напротив, обладают массивной структурой, они более плотные и хрупкие. Среди основных литотипов баженовской свиты выделяют: глинисто-кремневые битуминозные породы верхней части с увеличенным содержанием глинистой составляющей, карбонатно-глинисто-кремневые битуминозные породы, пропластки окремненных радиоляритов и глинисто-кремневые битуминозные породы нижней части.

Модель порового пространства нефтесодержащей породы баженовской свиты представлен на рисунке 1.





**Рисунок 1** – Модель порового пространства нефтесодержащей породы баженовской свиты

Минерально-компонентный состав породы определяет соотношение кремнисто-карбонатной части матрицы, состоящей из кварца, кальцита, доломита, пирита, глинистых минералов и керогена. Между кристаллами, компонентами и в керогене находятся открытые и закрытые поры, в которых может содержаться свободная подвижная нефть. На границе «пора – твёрдая фаза» могут находиться связанные углеводороды и гетероатомные соединения.

Что касается баженовского коллектора, то его фильтрационные свойства обусловлены первичной слоистостью и вторичной трещиноватостью, т.е. коллекторские свойства баженовских отложений возникли в результате постседиментационных преобразований пород, что привело к формированию вторичной пористости и кавернозности – свойствам, характеризующим ёмкость коллектора. Наличие трещин также вносит свой вклад в фильтрационно-ёмкостные свойства пород баженовской свиты. Данные трещины связывают ёмкостное пространство в общую флюидодинамическую систему, это и обуславливает проницаемость коллектора.

Перспективными коллекторами баженовской свиты, прежде всего, являются трещинно-кавернозные карбонатные отложения. Второй тип коллектора – трещиноватые или листоватые баженовиты, сложенные главным образом керогеном и кремнезёмом. По разным оценкам пористость данных пластов достигает 20 % при проницаемости выше 1 мкм<sup>2</sup>. При этом пористость матрицы обычно составляет 1–2 %.

На сегодняшний день опыт добычи нефти из отложений баженовской свиты приходится на территорию ХМАО. На 2016 год отмечался опыт разработки по 368 скважинам на 39 лицензионных участках, основная доля добычи из которых (66 %) отмечается на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». На Салымской группе месторождений, оператором которой является компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» зарегистрирован дебит более 720 м<sup>3</sup>/сут.

Стоит отметить, что разработка баженовской свиты российскими компаниями не привела к сланцевой революции и, в отличие от американского опыта разработки сланцевых формаций, в большинстве случаев, была крайне убыточна. По утверждению специалистов компании «Shell», для экономического эффекта толщина пласта должна составлять не менее 30 метров с содержанием нефти 90 литров на тонну сланцевой породы. Даже нефтематеринские породы Баккена включают всего лишь 32 % запасов нефти и далеко не все эти залежи имеют толщину пласта в 30 и более метров. Для сравнения огромные запасы нативной нефти в пластах баженовской свиты обусловлены большой площадью распространения нефтематеринских отложений (более 1 млн км) с толщиной пластов в среднем 15 метров. При этом содержание нефти в породе в отдельных случаях достигает 12–15% по объёму, однако в среднем не превышает 4–5 % об. Кроме того, сложность добычи нативной нефти заключается в крайне низкой проницаемости пород баженовской свиты. На рисунке 2 приведена схема строения коллекторов формаций Баккен и баженовской свиты.

Главные потенциальные ресурсы углеводородного сырья баженовских отложений связывают, прежде всего, с высокими концентрациями твёрдого органического вещества в породе, которое имеет возможность при определённых условиях преобразовываться в подвижные углеводороды. Однако основной проблемой добычи нефти при этом является практически нулевая проницаемость глинисто-карбонатно-кремневых пород. Именно отсутствие высокоперспективной технологии разработки пластов баженовской свиты, заключающейся в превращении твёрдой органики в подвижные углеводороды и создании сети фильтрационных каналов в матричной породе, и не позволяет вести успешную промышленную разработку нефтематеринской залежи.

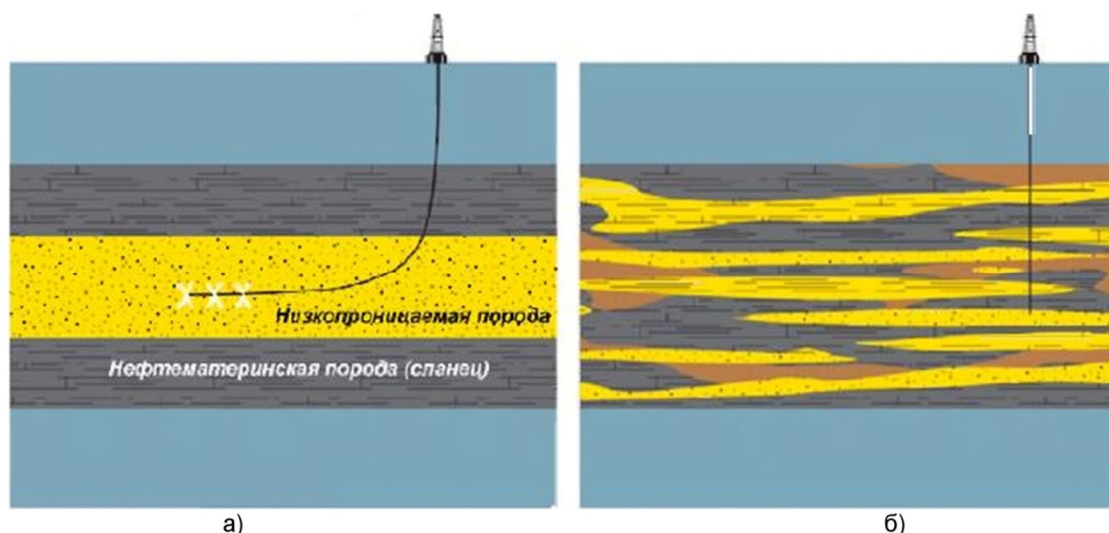


Рисунок 2 – Схема строения коллекторов формаций Баккен (а) и баженовской свиты (б)

**Классификация нефтематеринских пород**

Нефтегазоматеринские породы можно классифицировать в зависимости от величины генерационного потенциала, типа керогена и зрелости органического вещества (табл. 1 и 2).

Таблица 1 – Классификация нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу

Углеводородно-генерационный потенциал	Содержание $C_{орг}$ , % масс.	Параметры Rock-Eval, мг УВ/г породы	
		$S_1$	$S_2$
бедные	< 0–0,5	< 0–0,5	< 0–2,5
удовлетворительные	0,5–1	0,5–1	2,5–5
хорошие	1–2	1–2	5–10
очень хорошие	2–4	2–4	10–20
отличные	> 4	> 4	> 20

где  $C_{орг}$  – содержание в породе органического углерода, % масс.;  $S_1$  – содержание свободной нефти, мг УВ/г породы;  $S_2$  – нефтегенерационный потенциал, мг УВ/ г породы.

Таблица 2 – Индекс водорода для разных типов керогена и тип генерируемых углеводородов

Основные типы	Тип керогена	HI (мг УВ/ $C_{орг}$ )	Преимущественный состав генерируемых углеводородов
Сапропелевый	I	> 600	нефть, газ
	II	300–600	нефть, газ
Гумусовый	III	50–300	газ, небольшое количество нефти

Органическое вещество баженовской свиты относится к сапропелевому и частично гумусовому типам.

**Обзор существующих методов повышения нефтеотдачи сланцевых коллекторов**

Стоит отметить, что разработка традиционных залежей углеводородов значительно отличается от сланцевых. Это обусловлено различием условий формирования и геологической особенностью строения сланцевых формаций. На рисунке 3 представлены отличия формирования традиционной залежи и сланцевой.

Рассмотрим существующие подходы к добыче нефти сланцевых объектов.

Поскольку сланцевые коллекторы отличаются низкими фильтрационно-емкостными свойствами и имеют сложное геологическое строение, основными методами повышения нефтеотдачи являются бурение горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного ГРП и тепловые методы.

На текущий момент основной технологией разработки сланцевых пород являются методы, направленные на извлечение подвижных УВ посредством бурения ГС с МГРП (табл. 3).

Опыт бурения горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного ГРП в качестве технологии освоения трудноизвлекаемых запасов с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами отмечается не только за рубежом, но и в России.

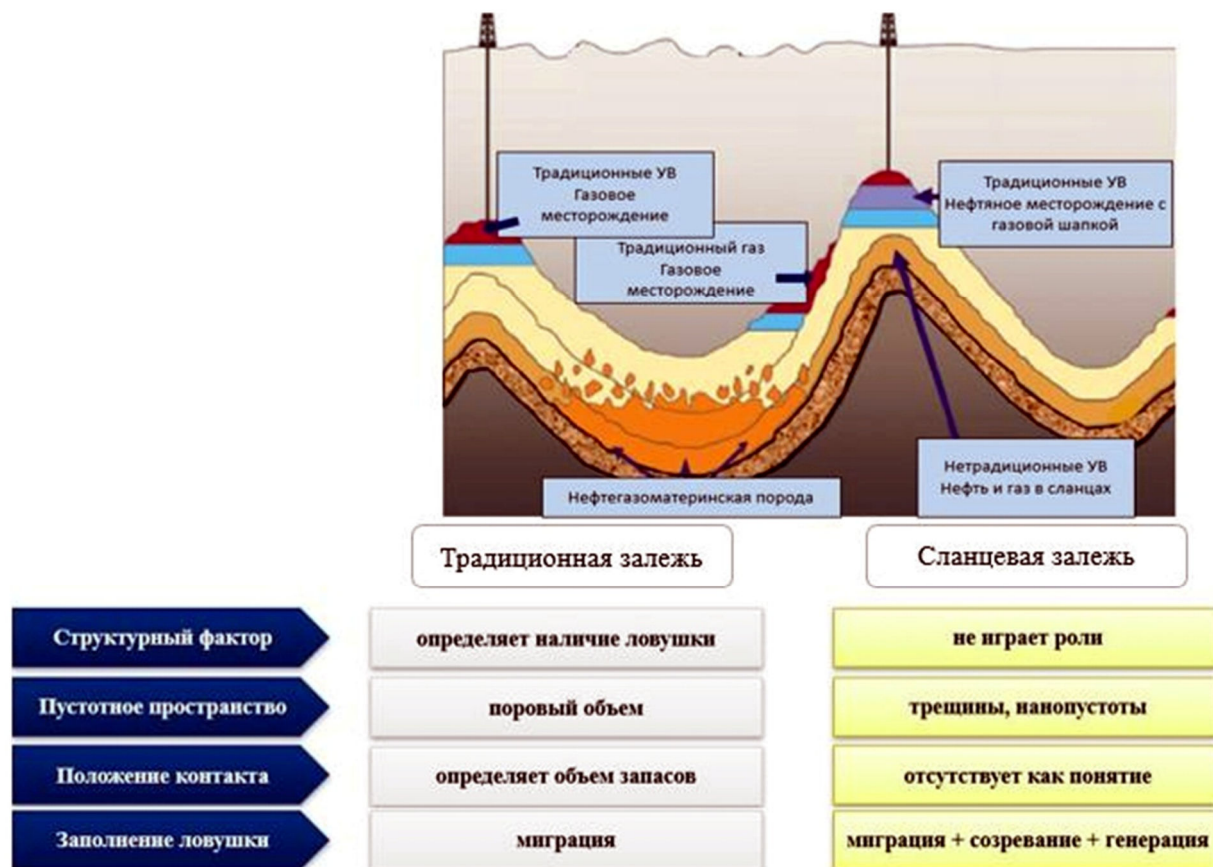


Рисунок 3 – Схема традиционной и сланцевой залежи

Таблица 3 – Существующие подходы к добыче нефти сланцевых объектов (подвижные УВ)

Метод разработки	КИН, %	Технология МГРП	Система заканчивания
МГРП	6	Slickwater, Hybrid и др.	Plug & Perf и др.
МГРП + CO <sub>2</sub>	9–12	Slickwater	Plug & Perf с закачкой CO <sub>2</sub>
МГРП + ПАВ	12–15	Slickwater	Plug & Perf с закачкой ПАВ

Дочернее общество компании «Газпром нефти» технологический центр «Бажен» на протяжении последних лет тестирует новые технологии освоения баженовской свиты на Пальяновской площади Краснотеневского месторождения в ХМАО, где пробурено 20 высокотехнологичных скважин и проведено более 250 операций многостадийного ГРП, что позволило увеличить приток из баженовской свиты в 2,2 раза. В ПАО «Газпром нефть» были опробованы технологии ГС с МГРП. Схематичное изображение технологии представлено на рисунке 4.

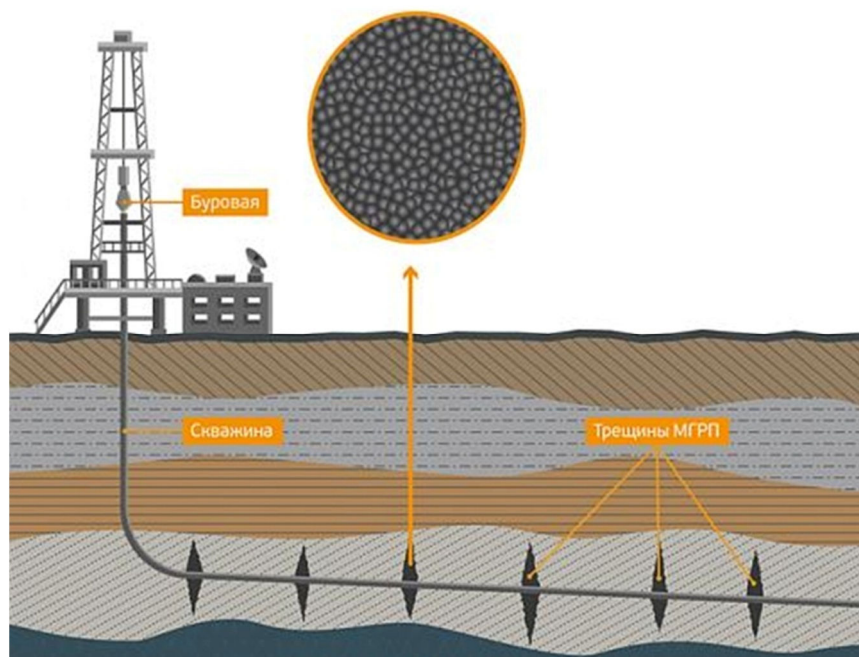
Данная технология позволяет проводить закачку жидкости с проппантом или кислоты в выбранные интервалы горизонтального ствола скважины.

Среди компоновок для проведения МГРП можно выделить следующие:

- 1) цементируемый хвостовик с муфтами ГРП;
- 2) нецементируемый хвостовик с системой заколонных пакеров и муфт ГРП;
- 3) цементирование хвостовика с выполнением перфорации и использованием систем изоляции интервалов.

В настоящее время данной компанией опробованы следующие технологии:

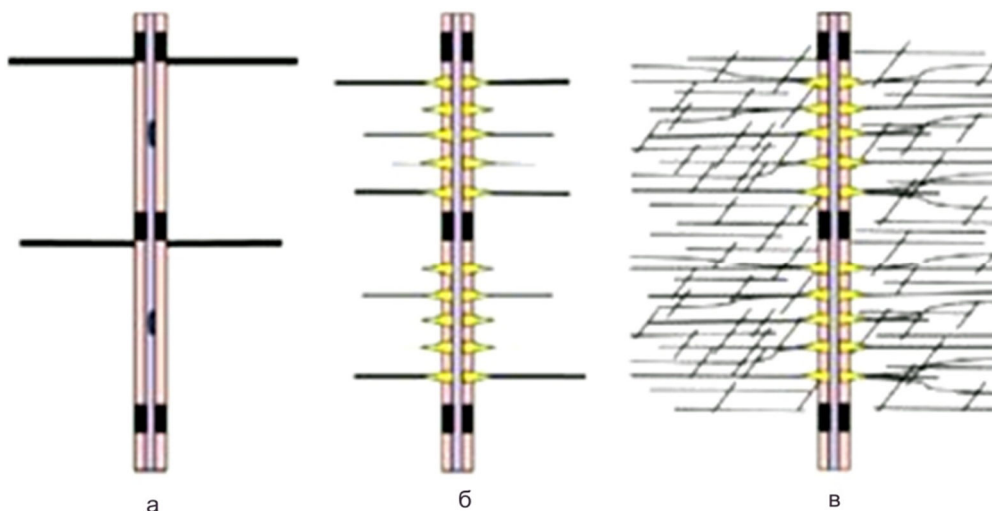
- ГС с длинами ствола от 400 до 1500 м;
- МГРП с числом стадий от 4 до 30 и массой проппанта на стадию от 33 до 140 тонн, максимальная масса проппанта на скважину – 1187 тонн;
- установка равнопроходных цементируемых хвостовиков с целью проведения адресных инициаций трещин и определение влияния их числа на продуктивность (11 скважин);
- кластерный МГРП (около 50 скважино-операций);
- раздвижные муфты многократного использования для открытия (закрытия) порта (более 80 скважин).



**Рисунок 4** – Бурение горизонтальной скважины с последующим проведением МГРП

На начало 2017 года фонд ГС с МГРП составлял около 200 скважин (или 14 % действующего фонда), эти скважины обеспечивают сегодня примерно 24 % всей суточной добычи нефти.

Отложения баженовской свиты часто сравнивают с отложениями Баккена. При разработке сланцевой формации Баккен хорошо себя зарекомендовала и доказала свою эффективность технология «Plug & Perf». Применение данной технологии также может привести к хорошим результатам в Западной Сибири. При использовании данной технологии отмечается наибольшее образование трещин в пласте (рис. 5) и наибольшая добыча углеводородов.



**Рисунок 5** – Создание трещиноватости в пласте при различных методах проведения ГРП:

- а – низкая скорость закачки жидкости ГРП, небольшой объём закачиваемого геля (технология «Siding Sleeves»);
- б – низкая скорость закачки жидкости ГРП, небольшой объём закачиваемого геля (технология «Plug & Perf»);
- в – высокая скорость закачки жидкости ГРП, большой объём закачиваемой воды (технология «Plug & Perf»)

При проведении МГРП в горизонтальных скважинах по технологии «Plug & Perf» используется следующая схема:

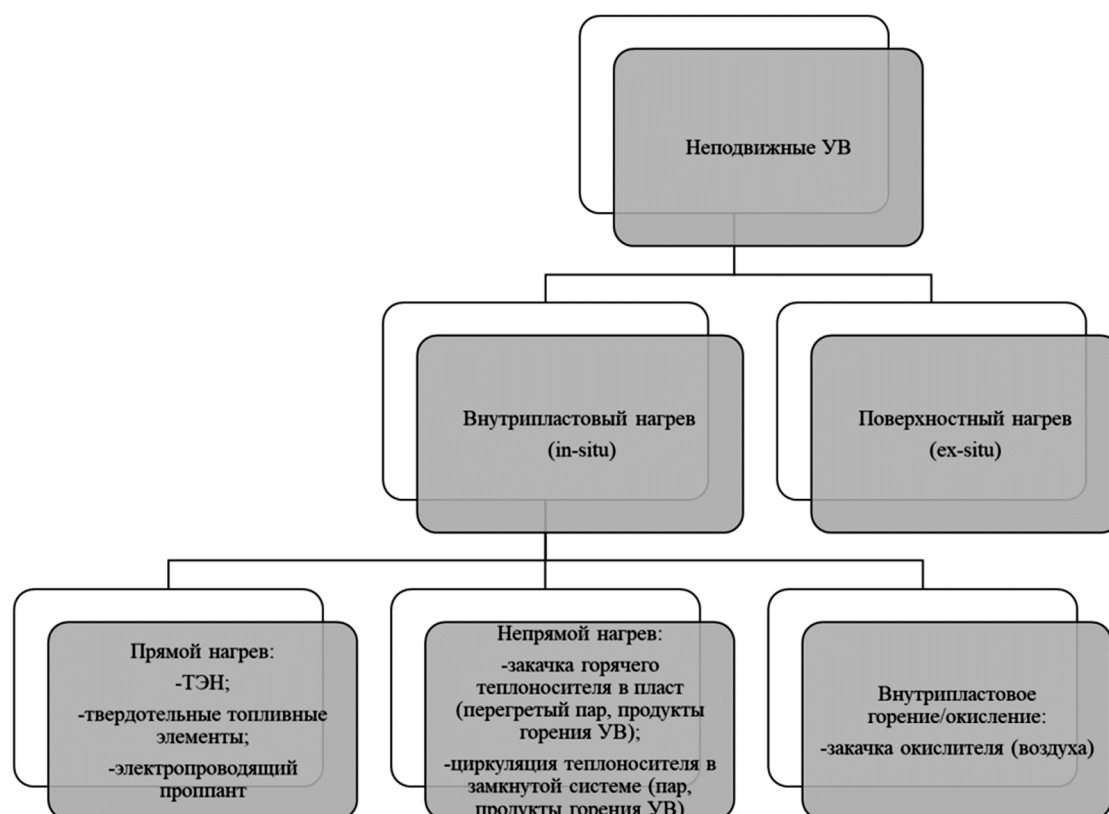
- 1) расстояние между интервалами перфорации от 10 до 15 метров;
- 2) длина интервала перфорации – четырёхкратный диаметр ствола;
- 3) число интервалов перфорации на каждую стадию ГРП 4–8;
- 4) число интервалов зависит от возможных скоростей закачки при ГРП: 0,235 м<sup>3</sup>/мин. через одно перфорационное отверстие, 1,5–2,3 м<sup>3</sup>/мин. на интервал.



На сегодняшний день в планы ряда компаний входит использование технологии «Plug & Perf» при испытании отложений баженовской свиты. При планируемой технологии заканчивания используется нецементируемый хвостовик 114 мм, толщина стенки 7 мм, подвесное устройство хвостовика и полированное седло, с установкой саморазбухающих пакеров через 100 м. На башмаке хвостовика устанавливается одна скользящая муфта для проведения первой стадии ГРП без перфорации.

Сама перфорация проводится по технологии «Plug&Perf». На одну стадию производится перфорация 5 интервалов – через 15–16 м каждый, длина одного перфорированного интервала 0,5 м. Доставка перфосборки с пробкой в интервал перфорации производится закачкой жидкости продавки по окончании очередной стадии. Выполнение основных стадий перфорации планируется без применения НКТ – закачка жидкости будет осуществляться по эксплуатационной колонне диаметром 173 мм, переходящей на хвостовик диаметром 114 мм.

Более перспективной технологией для разработки баженовской свиты является внутрислово-вый нагрев (рис. 6), позволяющий под действием высоких температур превращать кероген в жидкие и газообразные углеводороды, а также формировать дополнительные трещины, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и газа за счёт увеличения дренируемых зон.



**Рисунок 6** – Существующие подходы к добыче нефти сланцевых объектов (неподвижные УВ)

На сегодняшний день существует множество зарубежных энергоэффективных методов внутрислово-вого нагрева. Один из инновационных методов прямого внутрислово-вого ретортинга был разработан компанией «Shell». Технология «Shell» «In-Situ Process» (ISP) (рис. 7) заключается в местном нагреве участка пласта путём сочетания нагревающих и замораживающих скважин.

После подготовки месторождения к добыче по его контуру устанавливают «замораживающие стены», далее бурят добывающие скважины, через которые вместо нефти сначала поступает вода, и пласт обезвоживается. Создание «замораживающих стен» при помощи закачки в замораживающие скважины водного аммиака позволяет равномерно прогреть изолированный сланцевый пласт. Отдельно бурят «нагревательные скважины», в которых тепловые насосы нагревают сланцевые пласты до 200 °С, за счёт чего начинается перегонка нефти внутри пласта. Для получения на устье добывающих скважин смесь низкокипящих углеводородов в нагнетательные скважины закачивают лёгкие углеводороды. Данный способ нагрева позволяет начать переработку органического вещества сланца в нефть и газ непосредственно под землёй, добыча продуктов пиролиза производится традиционными методами.

Ещё один из методов прямого внутрислово-вого ретортинга предложен американской компанией «Chevron Corporation» (рис. 8). Нагрев пласта в данном методе происходит за счёт нагнетания в скважину под большим давлением нагретого природного газа. Энергетическая эффективность достигается за счёт рециркуляции воздуха через отработанные пласты под высоким давлением. Фактически воздух выступает в качестве теплоносителя, нагреваясь в отработанных пластах за счёт сгорания тя-



жѐлых углеводородных остатков, поступает в новые добычные пласты через нагнетательные скважины, где за счёт собственной высокой температуры стимулирует распад керогена.

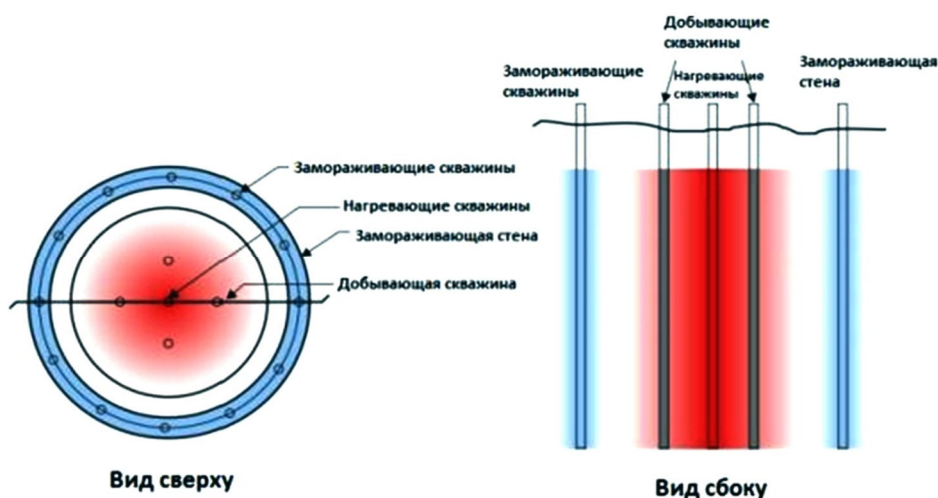


Рисунок 7 – Технология «Shell» «In-Situ Process»

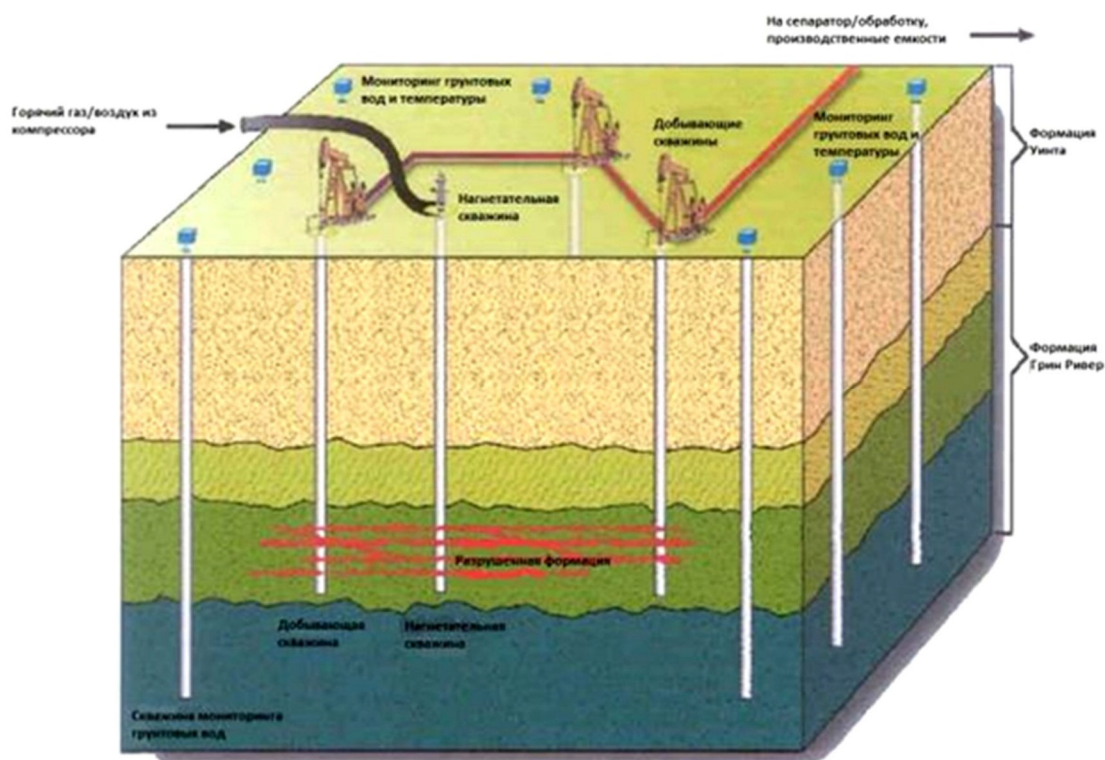


Рисунок 8 – Технология «Chevron» «In-Situ Process»

Также к технологии внутрипластового ретортинга можно отнести технологию гидроразрыва с проводящим материалом «ExxonMobil» «Electofrac». Под воздействием электричества электропроводящий флюид нагревает сланцевый пласт и содержащийся в нём кероген (рис. 9). Дальнейшая добыча нефти происходит традиционными способами.

Проведѐм сравнительный анализ основных типов технологий подвода тепла в пласт (табл. 4).

Используемые параметры для проведения оценки согласно геологическим особенностям строения баженовской свиты:

- пористость до 10 %;
- проницаемость ~ 0,0005 мД;
- пластовое давление 280–450 атм.;
- пластовая температура 90–120 °С;
- ОВ твёрдая фаза (кероген) 13–18 %;
- В жидкая фаза ~ 2 %.

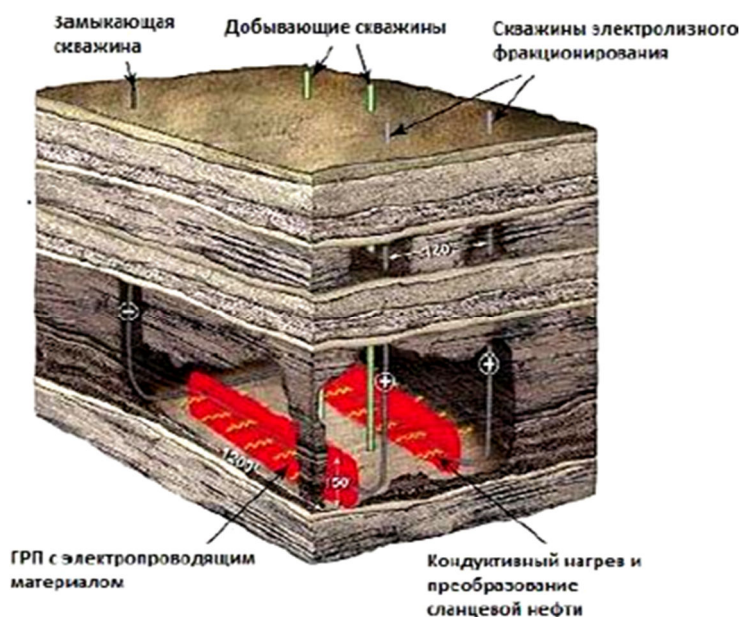


Рисунок 9 – Технология «ExxonMobil» «Electofrac»

Таблица 4 – Условия применения технологий подвода тепла в пласт

Методы воздействия	Глубина залегания (2800-3000м)	ФЭС (Кпр ~10 <sup>-5</sup> мД)	Толщина (30-40м)	Пластовое давление (300-400атм)	Контролируемость процесса	Радиус воздействия
Внутрипластовое горение, ТГВ	Green	Yellow	Green	Red	Red	Green
Закачка агента в виде CO <sub>2</sub> , находящегося в сверхкритическом состоянии	Yellow	Green	Green	Red	Red	Red
Закачка агента в виде воды, находящейся в сверхкритическом состоянии	Red	Green	Green	Red	Red	Red
Высокочастотные волны	Green	Yellow	Green	Green	Green	Red
Электронагрев	Green	Yellow	Yellow	Green	Green	Red
Геотермические тепловыделяющие элементы	Green	Yellow	Green	Green	Green	Red
Закачка прогретого воздуха или пара	Red	Green	Green	Red	Green	Red
Поверхностные методы	Red	Green	Green	Green	Green	Red

■ Удовлетворяет условиям применения метода  
■ Требуется дополнительные исследования  
■ Критичный фактор

Исходя из предложенной информации, потенциально возможным методом воздействия в условиях баженовской свиты могут быть тепловые методы с использованием энергии пласта (термогазовое воздействие, внутрипластовое горение) при выполнении следующего условия: предварительного создания равномерной проницаемой среды.

С одной стороны, органическое вещество обладает «хорошими» окислительными способностями, с другой, доступ кислорода к керогену ограничивается низкой проницаемостью пород, и решение проблемы по улучшению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов позволит в значительной мере вовлечь в разработку содержащееся в пластах твердое органическое вещество.

Необходимо отметить разрабатываемую в настоящее время технологию внутрипластового каталитического ретортинга, в основе которой лежит физическое и химическое воздействие на пласты материнской породы с использованием рабочего агента (состоящего из сверхкритической воды, углекислого газа, углеводородных растворителей и наноразмерного катализатора) с формированием температуры до 500 °С и давления до 50 МПа.



В ходе реализации указанной технологии ожидается генерация углеводородов из твёрдого органического вещества, увеличение подвижности нефти за счёт дробления крупных углеводородных молекул на более мелкие и повышение проницаемости продуктивных пластов на макро-, мезо- и микроуровнях.

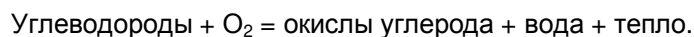
### Типичные химические реакции, происходящие в пласте при высокотемпературном горении и низкотемпературном окислении

Сложность составов как нефти в целом, так и отдельных фракций делает составление полного набора химических реакций, происходящих при внутрипластовом горении (ВГ) и термогазовом воздействии (ТГВ).

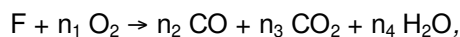
Накопленные в настоящее время достаточно многочисленные лабораторные данные позволяют указать несколько характерных типов реакций, происходящих при данных способах воздействия на пласт. Отметим, что реакции, происходящие при ВГ и ТГВ, отличаются от реакций, протекающих при термической переработке твёрдых горючих сланцев в специальных химических реакторах на поверхности. Главными в обоих типах воздействия (ВГ и ТГВ) являются 3 вида реакций:

- 1) реакции с разрывом связей в молекуле;
- 2) реакции с присоединением кислорода к молекуле;
- 3) термическое преобразование, иными словами, термолиз (пиролиз).

Первый тип реакций, по сути, является реакциями горения; их можно представить схематично в следующем виде:



В тяжёлой нефти при температурах выше 350 °С этот тип реакций играет заметную роль (эта температура часто называется «порогом воспламенения»), а при температуре выше 450 °С является преобладающим. В лёгкой нефти такие реакции начинаются при более низких температурах, близких к пластовым или несколько более высоких, во всяком случае, они наблюдались при температурах 150–300 °С. В частности, начальное самовоспламенение лёгкой нефти начинается уже при повышении температуры прискважинной зоны выше 210 °С. Тем не менее, в лёгкой нефти такой тип реакций играет подчинённую роль ввиду небольшого содержания высокомолекулярных соединений; основным типом реакций является низкотемпературное окисление, рассмотренное ниже. Полное сгорание топлива приводит к образованию CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O, неполное сгорание – к образованию CO и H<sub>2</sub>O. Упрощённо реакции горения топлива, образовавшегося в результате предварительного окисления, описывают следующей формулой:



где F – полутвёрдый остаток, образующийся при преобразовании пластовой нефти в результате низкотемпературного окисления, предшествующего горению; коэффициенты  $n_i$  определяются экспериментально.

Этот остаток F часто называют «коксом». Реакции такого типа являются гетерогенными (газ / твёрдое тело) и (газ / жидкость) и экзотермическими (температура системы во время процессов горения самопроизвольно возрастает).

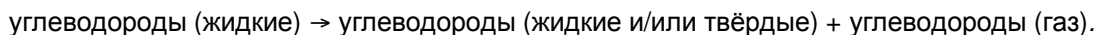
Реакции низкотемпературного окисления схематично можно представить в следующем виде:



где окисленные соединения представлены альдегидами, спиртами, кетонами, гидроперекисями, карбоновыми кислотами, фенолами и т.д. При этом количество образующихся оксидов углерода крайне незначительно.

Этот тип реакций при окислении тяжёлой нефти преобладает при температурах ниже 300–350 °С, а при окислении лёгкой нефти – при температурах ниже 150 °С. При сравнительно низких температурах этот тип реакций вызывает увеличение вязкости и плотности тяжёлой нефти, увеличение её молекулярной массы и доли асфальтенов в нефти.

Третий тип реакций, термическое преобразование или термолиз, происходящее только за счёт повышения температуры в пласте при недостатке или отсутствии кислорода, которое происходит приблизительно по следующей схеме:



В качестве реагирующих веществ могут быть как исходные углеводороды нефти, так и продукты её низкотемпературного окисления, в том числе и кислородсодержащие соединения. Этот третий тип реакций крайне важен при ВГ и ТГВ, поскольку именно при этом процессе образуется большая часть топлива для последующего горения. Эти реакции являются эндотермическими, т.е. идут с поглощением тепла.





### Опыт применения метода внутрислового горения (окисления) при разработке баженоской свиты

Исследователями был проведен ряд экспериментов на породах баженоской свиты Сахалинского и Быстринского месторождений по определению зависимости температуры инициирования процесса горения от удельной поверхности контакта породы и кислорода воздуха. Согласно исследованиям, температура инициирования процесса горения на породах баженоской свиты находится в диапазоне от 110 до 410 °С. Отмечается, что создание новой системы трещин обеспечит необходимую величину площади контакта для инициирования процесса горения и применение специальных инициаторов горения не потребуется.

Повышение температуры для всех литотипов нефтекерогеносодержащих пород оказывает позитивное влияние на улучшение фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемых коллекторов, обусловленное увеличением общей пустотности и трещиноватости.

Стоит отметить реализацию опытно-промышленных работ в ПАО «Лукойл» на опытном участке Средне-Назымском месторождении. Одними из главных предпосылок применения термогазового воздействия являются зависимость определения фильтрационно-емкостных свойств породы баженоской свиты уровнем температуры и значительное содержание керогена в породе. Именно интегрированное воздействие водовоздушной смесью на пласт позволяет обеспечить самопроизвольные окислительные процессы кислорода с углеводородами, находящимися в пласте, в результате которых образуется вытесняющий газовый агент.

Для отработки данной технологии был создан опытный участок, который состоит из одной нагнетательной и четырех добывающих скважин (рис. 10), комплекса наземного оборудования, состоящего из воздушной компрессорной установки, насосной установки, дизельной электростанции, операторной, индивидуальных замерных установок на устьях добывающих скважин и др.). Воздух из атмосферы, сжимаясь в компрессорном блоке до необходимого давления, подается в скважину совместно с водой из артезианской скважины с помощью насосного блока (рис. 11).

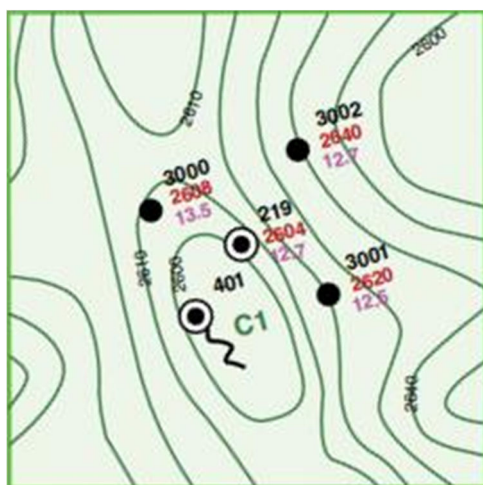


Рисунок 10 – Схема участка ТГВ № 1 Средне-Назымского месторождения



Рисунок 11 – Принципиальная схема реализации термогазового воздействия

За период эксперимента в нагнетательную скважину закачано более 6 млн  $\text{nm}^3$  воздуха. При реализации термогазового воздействия в скважинах опытного участка наблюдается рост пластового давления на 20–100 атм. В ходе проведения данного эксперимента были получены промышленные результаты, которые доказывают существенное влияние термогазового воздействия на породы баженоской свиты. Во-первых, отмечаются активные внутрисловые окислительные процессы, этому подтверждение – значительный рост в добываемом газе углекислого газа до 16 % об., азота до 45 % об., отсутствие кислорода (рис. 12).

Во-вторых, увеличение до двукратного объема добываемых углеводородных газов и увеличение доли добычи углекислого газа говорит о том, что в качестве топлива при окислительных процессах выступает кероген. Также наблюдается изменение группового состава нефти: увеличивается содержание лёгких углеводородов ( $\text{C}_1 - \text{C}_7$ ) (рис. 13), вследствие чего снижается вязкость и плотность нефти.

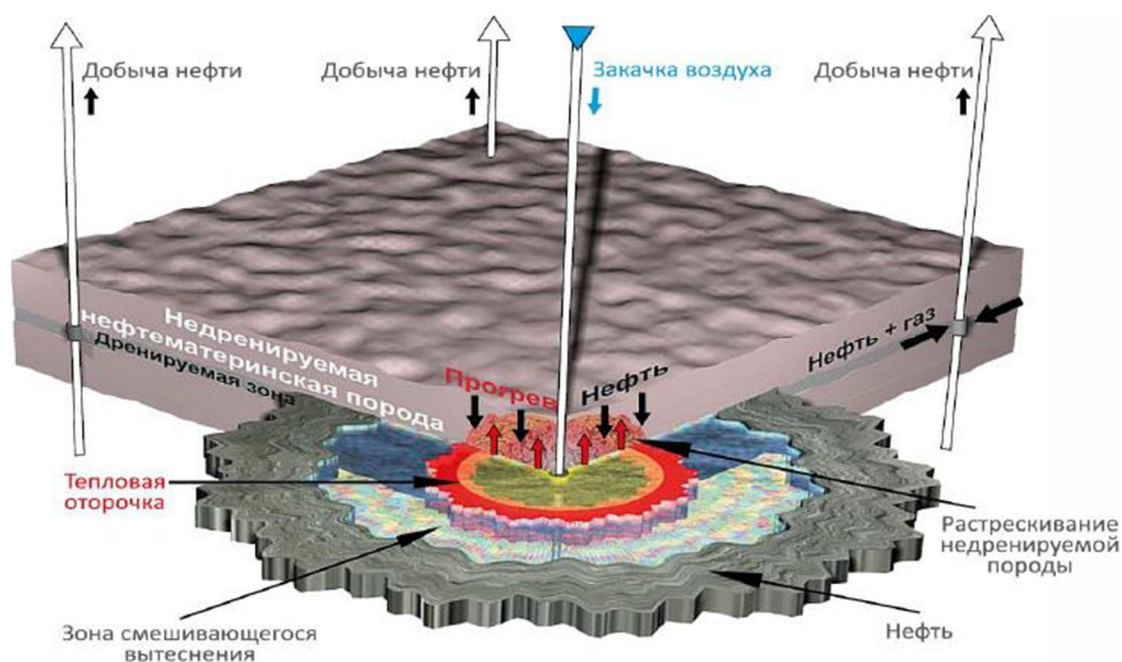


Рисунок 12 – Схема применяемого метода компанией ПАО «Лукойл»

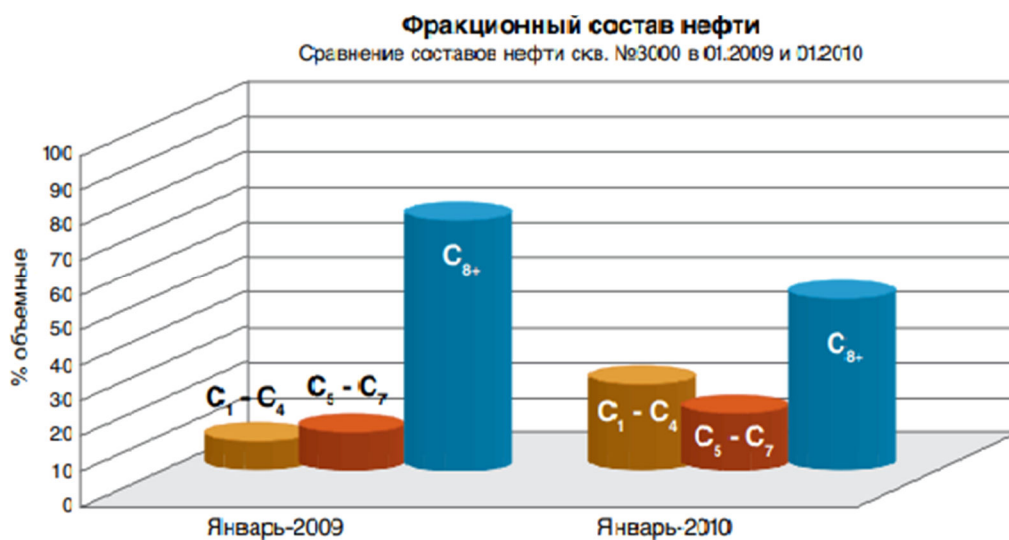


Рисунок 13 – Изменения фракционного состава нефти

**Предлагаемый технологический подход**

Таким образом, обобщая опыт применения термогазового воздействия на опытных промысловых участках за рубежом и в России, можно сформировать технологический подход разработки баженовской свиты методом внутрипластового горения:

- выбор отработанных участков пласта Ю<sub>0</sub> (т.е. после извлечения имеющихся подвижных УВ) для применения технологии закачки окислителя и инициирования внутрипластового горения / окисления;
- закачка окислителя (инициирование процесса окисления / горения), оценка скорости генерации синтетических УВ и их накопления в вышележащих интервалах за счёт миграции УВ в каналах индуцированной трещиноватости (скорость «всплытия» капелек нефти);
- выбор участков и интервалов для бурения добывающих скважин.

На рисунке 14 изображена схема реализации технологии, на рисунке 15 схематически продемонстрирована предлагаемая технология.

Полувековое освоение объектов баженовской свиты как традиционными способами, так и привнесёнными американскими технологиями в настоящее время не позволяет обеспечить рентабельность добычи углеводородного сырья, которая за весь период разработки едва превысила ~ 10 млн тонн. Для обеспечения эффективного вовлечения в разработку углеводородного потенциала твёрдого органического вещества необходимо ускорить процесс преобразования керогена в подвижные углеводороды, что возможно с помощью изменения термических условий в породах баженовской свиты.



Рисунок 14 – Схема реализации предлагаемой технологии

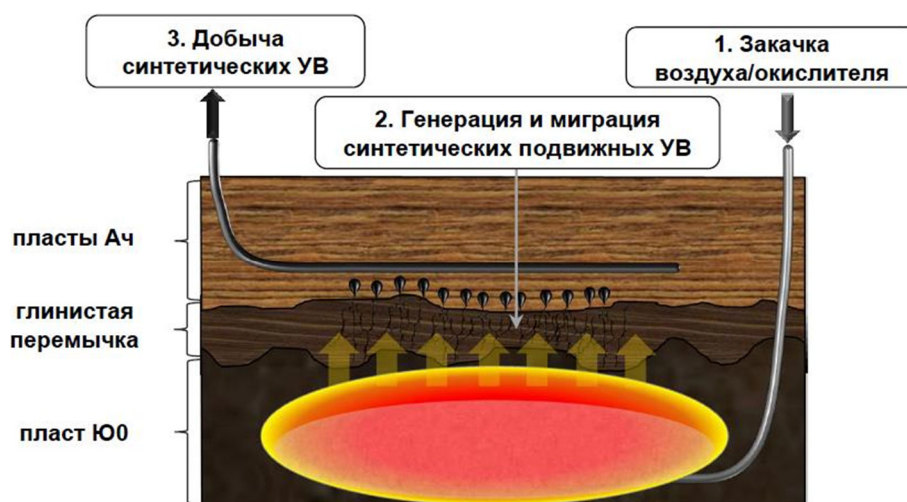


Рисунок 15 – Схематическая иллюстрация предлагаемой технологии

**Список литературы:**

1. Брэдучан Ю.В., Гулари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
2. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
3. Прищепа О.М., Ильинский А.А., Аверьянова О.Ю. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. – СПб. : ВНИГРИ, 2016. – 323 с.
4. Савенок О.В., Арутюнов Т.В. Сланцевые углеводороды: анализ текущего состояния и перспективы разработки. – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2019. – 272 с.
5. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС<sub>0</sub> Салымского месторождения // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 203–206.
6. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 43–47.
7. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 4. – С. 39–51.



8. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений // *Фундаментальные проблемы науки: сборник статей Международной научно-практической конференции* (23 января 2015 года, г. Уфа). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.
9. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // *Горный информационно-аналитический бюллетень* (научно-технический журнал). – 2015. – № 3. – С. 266–271.
10. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // *Наука. Техника. Технологии* (политехнический вестник). – 2015. – № 1. – С. 28–46.
11. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа // *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 : Издательство Тюменского государственного нефтегазового университета, 2015. – Т. 1. – С. 49–52.
12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – 2015. – № 9. – С. 39–42.
13. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию // *Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: материалы XIV Международной конференции, посвящённой 20-летию Естественно-технического факультета Кыргызско-Российского славянского университета* (14–20 сентября 2015 года, Кыргызстан г. Бишкек). – М. : Издательство Российского университета дружбы народов, 2015. – С. 76–78.
14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ применения технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском нефтяном месторождении // *Технические и технологические системы: материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17»* (22–24 ноября 2017 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 217–230.
15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Методология оценки запасов сланцевого газа // *Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института* (09-10 февраля 2018 г.). Секция 3 «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 127–129.
16. Баженовская свита. Общий обзор, нерешённые проблемы / И.С. Афанасьев [и др.] // *Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть»*. – 2010. – № 4. – С. 20–25.
17. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 244. – С. 402–407.
18. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Геофизическая разведка на нетрадиционные источники углеводородного сырья // *Булатовские чтения*. – 2021. – Т. 1. – С. 31–34.
19. Гладков Е.А. Проведение прострелочно-взрывных работ под ГРП по технологии Plug & Perf для низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири // *Горные ведомости*. – 2015. – № 1. – С. 52–57.
20. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Ситёв Р.Р. Особенности геологического строения баженовской свиты на примере Ай-Пимского нефтяного месторождения // *Булатовские чтения*. – 2022. – Т. 1. – С. 73–84.
21. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Ситёв Р.Р. Анализ геологического строения Соровского нефтегазового месторождения по результатам изучения ядра разведочной скважины // *Булатовские чтения*. – 2022. – Т. 1. – С. 85–99.
22. Кирсанов Я.В. Высокотемпературное окисление пород пласта Ю<sub>0</sub> (баженовской свиты Сахалинского и Быстринского месторождений): (иницирование, кинетика) // *Сборник тезисов докладов V конференции молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с пользованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры* (16–18 февраля 2005 года, г. Ханты-Мансийск). – Уфа, 2005. – С. 150–156.
23. Магомед Р.Д. Добыча сланцевого газа // *Записки Горного института*. – 2014. – Т. 207. – С. 125–130.
24. Мазурова А.С. Лабораторное моделирование теплового воздействия на горные породы баженовской свиты Мамонтовского нефтяного и Приобского нефтяного месторождений (ХМАО) / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела; науч. рук. И.С. Хомяков. – Томск, 2022.
25. Манылова М.В. Перспективы развития сланцевой промышленности России на основе инновационного проекта // *Записки Горного института*. – 2005. – Т. 161. – С. 46–48.
26. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Гришин П.А. Особенности теплового воздействия на керогенсодержащую породу баженовской свиты // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 2. – С. 68–71.



27. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геологического строения баженовской свиты и критерии прогноза её нефтегазоносности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 164–181.

28. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты / А.А. Севастьянов [и др.] // Neftegaz.RU. – 2018. – № 3. – С. 35–40.

#### List of references:

1. Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil-bearing capacity). – Novosibirsk : Nauka, 1986. – 217 p.

2. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

3. Prischepa O.M., Ilyinsky A.A., Aveyanova O.Yu. Oil and gas of low-permeability shale strata – the reserve raw hydrocarbon base of Russia. – SPb. : VNIGRI, 2016. – 323 p.

4. Savenok O.V., Arutyunov T.V. Shale hydrocarbons: analysis of the current state and development prospects. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2019. – 272 p.

5. Arutyunov T.V., Pozdnyak A.N., Savenok O.V. Prospects of shale oil development by the example of the YuS0 formation of the Salym field // Materials of the VII All-Russian Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Mineral Fields Development» (28–31 October 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 203–206.

6. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies of industrial development of hydrocarbon deposits of shale deposits // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 3. – P. 43–47.

7. Arutyunov T.V., Savenok O.V. State, trends and prospects of hydrocarbon reserves from shale deposits // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 4. – P. 39–51.

8. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects for the development of shale deposits // Fundamental problems of science: collection of articles of the International Scientific–Practical Conference (January 23, 2015, Ufa). – Ufa : OMEGA SIGNS RIO, 2015. – P. 126–135.

9. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Methodology of resource assessment of shale deposits // Mountain Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2015. – № 3. – P. 266–271.

10. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Study of shale rocks and the nature of shale oil-bearing formation of the Bazhenov Formation and Bakken Formation // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2015. – № 1. – P. 28–46.

11. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Life cycle of innovative product – shale gas // New technologies – oil and gas region: materials of All-Russian Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists (19–20 May 2015, Tyumen). – Tyumen : Publishing house of Tyumen State Oil and Gas University, 2015. – V. 1. – P. 49–52.

12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems in the development of shale hydrocarbon deposits // Environmental Protection in Oil and Gas Complex. – 2015. – № 9. – P. 39–42.

13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of shale gas extraction and impact on the environment // Resource-reproducing, low-waste and environmental technologies of subsurface development: Proceedings of the XIV International Conference dedicated to the 20th anniversary of the Faculty of Science and Technology of the Kyrgyz–Russian Slavic University (14–20 September 2015, Kyrgyzstan, Bishkek). – M. : Publishing House of Peoples' Friendship University of Russia, 2015. – P. 76–78.

14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of application of thermal gas impact technology at Sredne-Nazymyskoye oil field // Technical and technological systems: Proceedings of the Ninth International Scientific Conference "TTS-17" (22–24 November 2017, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2017. – P. 217–230.

15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Methodology of shale gas reserves assessment // Science and technology in oil and gas business: collection of abstracts of the International scientific–practical conference dedicated to the 100th anniversary of Kuban State Technological University and the 25th anniversary of the department of machines and equipment of oil and gas fields of Armavir Mechanical and Technical Institute (09–10 February 2018). Section 3 «Management and monitoring of oil and gas field development». – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU», 2018. – P. 127–129.

16. Bazhenov Formation. General overview, unresolved problems / I.S. Afanasyev [et al.] // Scientific–technical bulletin of OJSC «NK Rosneft». – 2010. – № 4. – P. 20–25.

17. Belozherov I.P., Gubaidullin M.G. On the concept of technology for determining filtration–volume properties of terrigenous reservoirs on a digital core model // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 244. – P. 402–407.

18. Borovsky M.Y., Borisov A.S., Bogatov V.I. Geophysical exploration for unconventional sources of hydrocarbon raw materials // Bulatov Readings. – 2021. – V. 1. – P. 31–34.



19. Gladkov E.A. Prostrelno–blasting under fracturing using Plug & Perf technology for low–permeability reservoirs of Western Siberia // *Gornye Vedomosti*. – 2015. – № 1. – P. 52–57.
20. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Sityov R.R. Features of the geological structure of the Bazhenov formation by the example of the Ai-Pim oil field // *Bulatov readings*. – 2022. – V. 1. – P. 73–84.
21. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Sitev R.R. Analysis of the geological structure of the Sorovskoye oil–gas field based on the results of exploratory well core studies // *Bulatov Readings*. – 2022. – V. 1. – P. 85–99.
22. Kirsanov Y.V. High–temperature oxidation of reservoir rocks of Yu0 formation (Bazhenov Formation of Sakhalin and Bystrinskoye fields): (initiation, kinetics) // *Collection of abstracts of reports of the V conference of young specialists of the organizations engaged in activities related to the use of subsurface sites on the territory of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra (16–18 February 2005, Khanty–Mansiysk)*. – Ufa, 2005. – P. 150–156.
23. Magomet R.D. Extraction of shale gas // *Notes of the Mining Institute*. – 2014. – V. 207. – P. 125–130.
24. Mazurova A.S. Laboratory modeling of thermal impact on rocks of the Bazhenov Formation of the Mamontovskoye oil and Priobskoye oil fields (KhMAO) / National Research Tomsk Polytechnic University, Engineering School of Natural Resources, Department of Oil and Gas Engineering; supervisor. I.S. Khomyakov. – Tomsk, 2022.
25. Manylova M.V. Prospects for the development of the Russian oil shale industry on the basis of the innovation project // *Notes of the Mining Institute*. – 2005. – V. 161. – P. 46–48.
26. Nikitina E.A., Tolokonskii S.I., Grishin P.A. Features of thermal impact on the kero-gene-bearing rock of the Bazhenov Formation // *Oil Industry*. – 2017. – № 2. – P. 68–71.
27. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the geological structure of the Bazhenov formation and criteria for predicting its oil and gas content // *Nauka. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin)*. – 2022. – № 3. – P. 164–181.
28. Prospects of oil production from deposits of the Bazhenov Formation / A.A. Sevastyanov [et al.] // *Neftegaz.RU*. – 2018. – № 3. – P. 35–40.



УДК 622.279.51

## РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ ПРИ НАЛИЧИИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ

### RESULTS OF THERMODYNAMIC MODELING OF A GAS CONDENSATE SYSTEM IN THE PRESENCE OF NON-HYDROCARBON COMPONENTS

**Инякина Екатерина Ивановна**кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»?

Тюменский индустриальный университет

injakinaei@tyuiu.ru

**Iniakina Ekaterina Ivanovna**Ph.D., Associate Professor of development  
and operation of oil and gas fields,

Tyumen Industrial University

injakinaei@tyuiu.ru

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются результаты термодинамического моделирования газоконденсатной системы при проектировании разработки и эксплуатации Уренгойского месторождения. На основании экспериментальных исследований определено, что в составе пластовой газоконденсатной системы наряду с углеводородными компонентами содержатся углекислый газ, гелий, азот и другие неуглеводородные компоненты. Для оценки доли влияния неуглеводородных компонентов на величину пластовых потерь конденсата проводились PVT-исследования рекомбинированных проб, отобранных на месторождении. Результаты лабораторных опытов позволили определить их влияние на величину конденсатоотдачи при различном содержании в метановом газе. Проведенный анализ исследований подтвердил, что они в различной степени влияют на растворимость конденсата в газах и то, что конденсаты метанового типа обладают лучшей растворимостью при прочих равных условиях. Также важным при этом является достижение минимальных потерь конденсата при наличии неуглеводородных компонентов в добываемом пластовом газе и максимально возможного коэффициента извлечения конденсата.

**Ключевые слова:** углеводородный газ, гелий, азот, углекислый газ, давления конденсации, коэффициент извлечения конденсата, пластовые потери, неуглеводородные компоненты, PVT-исследования.

**Annotation.** This article discusses the results of thermodynamic modeling of the gas condensate system in the design of the development and operation of the Urengoy field. Based on experimental studies, it was determined that the composition of the reservoir gas condensate system, along with hydrocarbon components, contains carbon dioxide, helium, nitrogen and other non-hydrocarbon components. To assess the share of the influence of non-hydrocarbon components on the amount of reservoir condensate losses, PVT studies of recombined samples taken at the field were carried out. The results of laboratory experiments made it possible to determine their effect on the amount of condensate recovery at different contents in methane gas. The analysis of the studies confirmed that they affect the solubility of condensate in gases to varying degrees and that methane-type condensates have better solubility, all other things being equal. Also important in this case is the achievement of minimum condensate losses.

**Keywords:** hydrocarbon gas, helium, nitrogen, carbon dioxide, condensation pressures, condensate recovery coefficient, reservoir losses, non-hydrocarbon components, PVT studies.

При проектировании разработки и прогнозе эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей одним из важных факторов является достижение минимальных потерь конденсата в залежи. С целью определения доли влияния на величину пластовых потерь конденсата неуглеводородных компонентов, содержащихся в составе добываемого газа, проведены PVT-исследования на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации. На основании экспериментальных исследований выявлено, что в составе пластовой газоконденсатной системы наряду с углеводородными компонентами содержатся углекислый газ, гелий, азот и другие неуглеводородные компоненты [1, 2, 3].

В процессе геологоразведочных работ и подготовки месторождения к разработке при испытании и промысловых исследованиях разведочных скважин отбирались пробы насыщенного и стабильного конденсата. Пробы насыщенного конденсата дегазировались, дебутанизировались, после этого определялись их физико-химические свойства. Пробы стабильного конденсата отбирались из открытых ёмкостей и в лаборатории анализировались как «товарные». Анализ полученных результатов показал, что, практически, все параметры, характеризующие свойства проб, даже в пределах одной залежи, изменяются в широких пределах. Это является следствием влияния: условий формирования залежей, наличия неуглеводородных компонентов, условий эксплуатации скважин и отбора проб, условий хранения и подготовки проб к исследованиям, погрешности замеров. Также при наличии примеси нефти в конденсате возрастают его плотность, молекулярная масса, становится тяжелее фракционный состав, увеличивается содержание парафинов, смол, ухудшаются температурные свойства [4, 5, 6].



Результаты лабораторных PVT-опытов позволили определить влияние неуглеводородных компонентов на величину конденсатоотдачи при различном содержании в метановом газе. Качественная и количественная оценка этого влияния на растворимость конденсата в углеводородном газе показала, что он повышает давление начала конденсации и потери конденсата в залежи. На рисунках 1–3 показана зависимость снижения конденсации от содержания компонентов и конденсата в смеси [7, 8, 9].

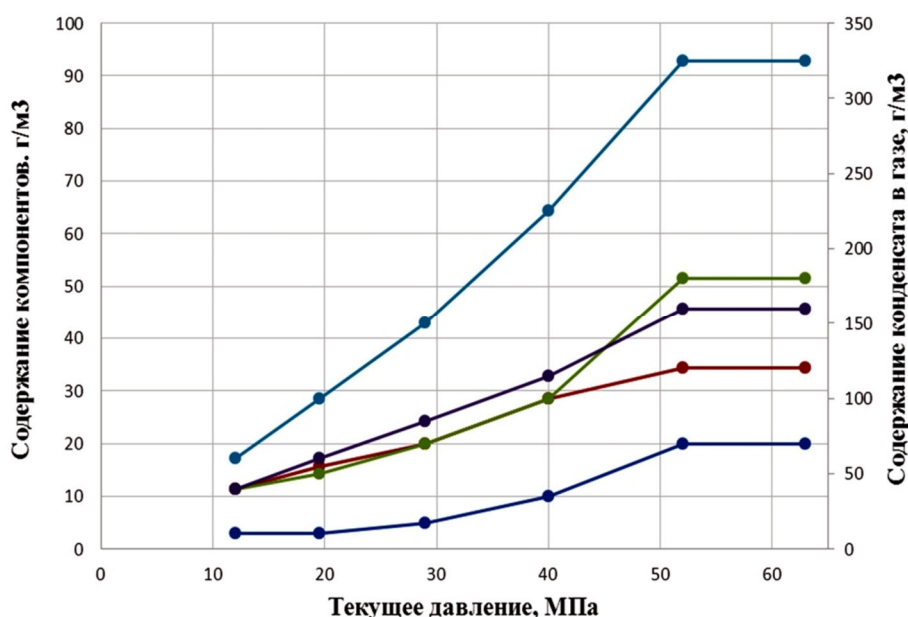


Рисунок 1 – Изменение содержания компонентов в пластовой газожидкостной системы Уренгойского месторождения

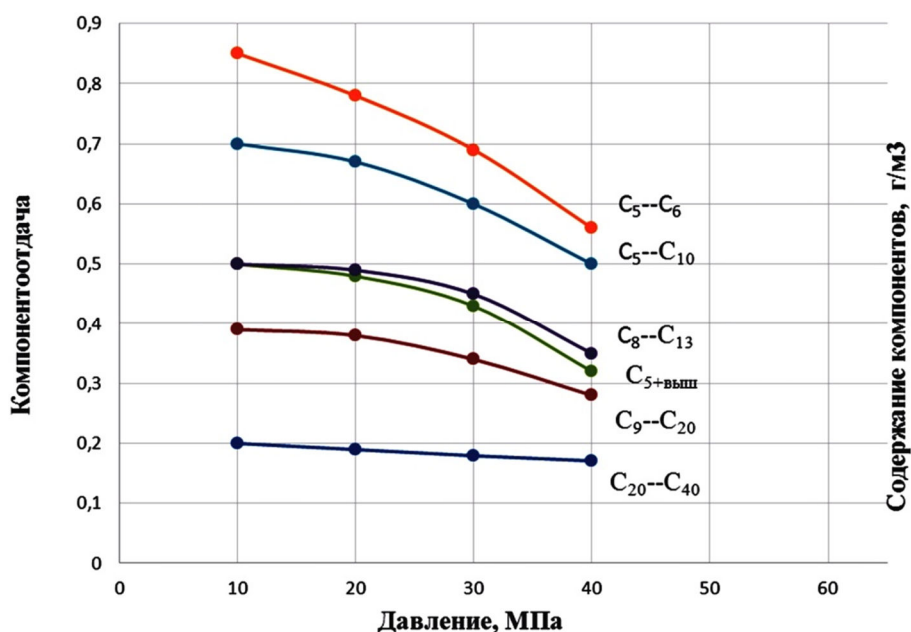


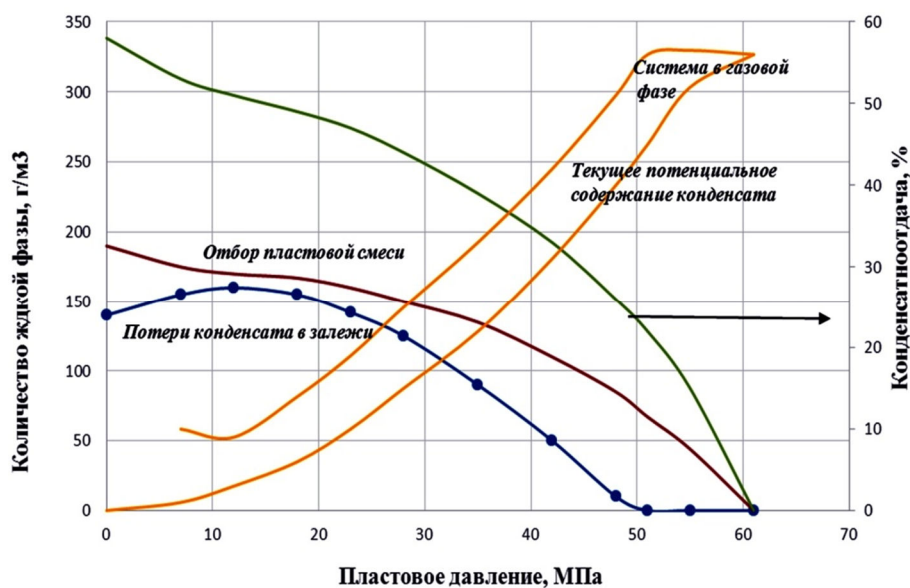
Рисунок 2 – Изменение компонентоотдачи пластовой газожидкостной системы при снижении пластового давления

При PVT-исследованиях давление начала конденсации пластового газа, добываемого из скважин было в пределах пластового, составлявшего от 60,0 МПа до 65,0 МПа [10–12].

Растворимость жидких компонентов в пластовом метано-нафтеновом газе зависит от: пластового давления и температуры; фракционного состава стабильного конденсата; группового углеводородного состава; концентрации пропана – пентанов в пластовом газе.

Таким образом, на основании результатов термодинамического моделирования газоконденсатной системы при проектировании разработки и эксплуатации Уренгойского месторождения позволили определить влияние неуглеводородных компонентов на величину конденсатоотдачи. К основным факторам азо-





**Рисунок 3** – Данные термодинамического исследования газоконденсатной системы «газ + углеводородные компоненты + конденсат)

та, следует отметить, более низкую растворимость в ретроградном конденсате и относительно низкие испаряющие способности промежуточных компонентов из выпавшего в залежи конденсата. При введении азота в газоконденсатные системы происходит увеличение давление начала конденсации.

Проведенный анализ выполненных исследований подтвердил, что углекислый газ в различной степени влияет на растворимость конденсата в газах и то, что конденсаты метанового типа газоконденсатных месторождений Западной Сибири обладают лучшей растворимостью при прочих равных условиях.

**Список литературы:**

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М. : Грааль, 2002. – 575 с.
2. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. – М. : Недра, 1995. – 264 с.
3. Добролюбова Р.К., Инякина Е.И., Краснов И.И. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чайядинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 75–96.
4. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
5. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering / И.И. Краснов [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 64–65.
6. Краснова Е.И. Методы экспериментальных исследований PVT-свойств газоконденсатных смесей // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4.
7. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения / Р.К. Катанова [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 4. – С. 29–40.
8. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов [и др.]. – М., 2021. – С. 160.
9. Изучение влияния остаточной нефти на пластовые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.И. Инякина [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2021. – № 1. – С. 39–52.
10. Еске Г.А. Исследование испарения углеводородов C<sub>5+</sub>V при нагнетании диоксида углерода и азота в различных соотношениях // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 3(98). – С. 19–23.
11. Макаров Е.С., Юшков А.Ю., Романов А.С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 1. – С. 79–90.
12. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем // Газовая промышленность. – 1988. – № 1. – С. 44–45.

**List of references:**

1. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. – M. : Graal, 2002. – 575 p.
2. Gritsenko A.I., Nikolaev V.A., Ter-Sarkisov R.M. Component yield of a reservoir during development of gas-condensate deposits. – M. : Nedra, 1995. – 264 p.
3. Dobrolyubova R.K., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Study of the influence of nitrogen on formation condensate losses during development of the Chayanda field // *Nauka. Innovations. Technology.* – 2022. – № 3. – P. 75–96.
4. Experience in the development of oil–gas–condensate fields with complicated geological and physical characteristics / E.I. Inyakina [et al.] // *Oil and Gas: experience and innovations.* – 2017. – № 1. – P. 41–56.
5. Peculiarities of forecasting condensate recovery on the equipment of Chandler Engineering / I.I. Krasnov [et al.] // *Academic Journal of Western Siberia.* – 2012. – № 6. – P. 64–65.
6. Krasnova E.I. Methods of experimental studies of PVT-properties of gas-condensate mixtures // *Academic Journal of Western Siberia.* – 2012. – № 4.
7. Assessment of hydrocarbon losses in the reservoir T1-A formation during development of the Srednetyungskoye mesto / R.K. Katanova [et al.] // *Science. Innovations. Technologies.* – 2020. – № 4. – P. 29–40.
8. Peculiarities of the development of oil and gas deposits in Western Siberia / I.I. Krasnov [et al.]. – M., 2021. – P. 160.
9. Study of influence of residual oil on formation losses of condensate in Srednebotuobinskoye oil-gas-condensate field / E.I. Inyakina [et al.] // *Nauka. Innovations. Technologies.* – 2021. – № 1. – P. 39–52.
10. Eske G.A. Study of evaporation of C5+B hydrocarbons at the injection of carbon dioxide and nitrogen in different ratios // *Oil and Gas Technologies.* – 2015. – № 3(98). – P. 19–23.
11. Makarov E.S., Yushkov A.Yu., Romanov A.S. Study of methods of additional extraction of gas condensate from Achimov reservoirs on hydrodynamic models // *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy.* – 2017. – V. 3. – № 1. – P. 79–90.
12. Ostrovskaya T.D., Gritsenko A.I., Zheltovsky V.I. Correction method for the influence of carbon dioxide on phase transformations of reservoir systems // *Gas Industry.* – 1988. – № 1. – P. 44–45.



УДК 622.276.53

## УВЕЛИЧЕНИЕ КПД РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, РАБОТАЮЩИХ С УЭЦН, ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТАНДЕМНОЙ УСТАНОВКИ УЭЦН + СТРУЙНЫЙ НАСОС

### INCREASING THE EFFICIENCY OF THE WELL WORKING WITH THE ESP BY USING THE TANDEM INSTALLATION OF THE ESP + JET PUMP

#### Исхаков Рафаэль Алмазович

магистр кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
IsxakovRA@gmail.com

#### Яркеева Наталья Расатовна

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
yarkeevan@yandex.ru

#### Юнусова Ирина Римовна

кандидат филологических наук, доцент,  
доцент кафедры Иностранных языков,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
irineyunusova@mail.ru

**Аннотация.** В данной работе авторы предлагают способ, который позволил бы увеличить КПД подъемника, для скважин добывающих нефть механизированным способом с помощью УЭЦН. КПД подъемника при этом предлагается увеличить, за счет увеличения работы газа по подъему жидкости. Работу газа было принято увеличить с помощью применения тандемной установки УЭЦН + струйный насос. После был приведен примитивный расчет эффективности данной тандемной установки, и сделаны выводы.

**Ключевые слова:** работа газа, КПД подъемника, струйный насос, УЭЦН, тандем.

#### Iskhakov Rafael Almazovich

Master of the Department «Oil and gas&oil  
field development and operation»,  
Ufa State Petroleum  
Technological University,  
IsxakovRA@gmail.com

#### Yarkeeva Natalia Rasatovna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
«Oil and gas&oil field development  
and operation»,  
Ufa State Petroleum  
Technological University  
yarkeevan@yandex.ru

#### Yunusova Irina Rimovna

Candidate of Philological Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
of Foreign Languages,  
Ufa State Petroleum  
Technological University  
irineyunusova@mail.ru

**Annotation.** In this article, the authors propose a method that would increase the efficiency of the lift for wells producing oil in a mechanized way using the ESP. At the same time, it is proposed to increase the efficiency of the lift by increasing the work of the gas to lift the liquid. It was decided to increase the operation of the gas by using the tandem installation of the ESP + jet pump. After that, a primitive calculation of the effectiveness of this tandem installation was given, and conclusions were drawn.

**Keywords:** gas operation, lift efficiency, jet pump, ESP, tandem.

To date, there are a large number of ways of mechanized oil production, and each method has its advantages and disadvantages. But the most common method of oil production in Russia today is production using the installation of an electric centrifugal pump (ESP).

The ESP transmits mechanical energy to the borehole fluid, which should be enough to perform the work of raising the fluid in the borehole. The ESP needs to perform work, in other words, transfer energy to the borehole fluid in order for this total energy to be enough to raise the fluid. Then the equation of the fluid energy balance in the borehole [1]:

$$W_{liq} + A_{gas} + A_{pump} = W_{req}, \quad (1)$$

where  $W_{liq}$  – this is the energy stored in the liquid. In our case, this energy is expressed in the pressure of a column of liquid;  $A_{gas}$  – this is the work of gas dissolved in oil. This is the work that the gas does to lift the liquid. The share of  $A_{gas}$  can be significant, for example, during the fountain operation of a well or during a gas lift;  $A_{pump}$  – this is the energy that the pump has transferred to the liquid;  $W_{req}$  – this is the amount of energy required by the borehole fluid to rise to the surface.  $W_{req}$  also takes into account all energy losses due to friction and the amount of energy that the liquid should have on the surface.



As can be seen from equation (1) in the case of well gushing  $A_{pump} = 0$ . And as soon as  $W_{liq} + A_{gas} < W_{req}$ , it becomes necessary to do work in order to raise the liquid to the surface. Then, on the one hand, in order to minimize the  $A_{pump}$ , it is necessary to maximize the use of  $A_{gas}$  (gas operation), but on the other hand, free gas is dangerous for the ESP. The ESP works stably when the free gas content is below 25%, and up to 50% with gas separator modules.

**Problem statement**

The current reservoir pressures for fields that are currently at the final stage of development are characterized by low values, and these values of the current reservoir pressure are quite close to the pressure of oil saturation with gas. This leads to the fact that the suspension depth of the ESP must be increased, or else a gas separator must be installed on the ESP [2].

An increase in the suspension depth leads to an increase in the metal content of the well. The gas separator, in turn, reduces the work of the gas to lift the liquid, that is, it reduces the coefficient of efficiency of the lift.

At the same time, we should not forget such a fact as the accumulation of gas in the annular space. This accumulated gas could perform useful work on lifting the liquid, but instead it accumulates in the annular space and at the same time often causes a number of problems. For example, in winter, the gas valve at the mouth is covered with gas hydrate and, accordingly, does not bypass gas. This leads to an increase in the annular pressure, and subsequently may lead to a failure of the ESP supply, due to the transfer of liquid gas before receiving the pump.

Combining all of the above, we can draw an intermediate conclusion that the most common method of oil production in Russia reduces  $A_{gas}$ , which means it increases  $A_{pump}$ , thereby reducing the efficiency coefficient of the lift. At the same time, gas always accumulates in the annular space, which does not perform work in any way.

Let's formulate a technological problem. It is necessary to improve the technology of oil extraction in a mechanized way with the help of the ESP in such a way that the efficiency coefficient of the lift increases by increasing the work of the gas to lift the liquid at these costs  $A_{pump}$ .

**Solving a technological problem**

To accomplish this task, it is proposed to use a tandem installation of the ESP + a jet pump (JP), that is, additionally mount a jet pump in the wells where the ESP is used in the zone above the liquid level. In this case, the jet pump will suck gas from the annular space and reduce the annular pressure. And the working fluid for the jet pump will be borehole products, which are lifted with the help of the ESP. This technological solution will make it possible to use this annular gas as a source of additional energy to raise borehole products to the surface [3-6].

Consider, for example, well N of field X. For simplicity of calculations, we will consider the productivity index of the well ( $K_{PI}$ ) constant with small changes in the flow rate ( $Q$ ).

Figure 1 shows that the gas accumulates in the annular space and does not perform any useful work on lifting the liquid. Moreover, annular gas has recently been a source of additional problems in the form of gas hydrates. This is due to the failure or failure of the working condition of the gas check valve.

The well operates with a flow rate of  $Q = 75 \text{ m}^3/\text{day}$  at a downhole pressure of  $P_{down} = 103.7 \text{ atm}$ . This bottom-hole pressure, as can be seen from Figures 1–2, is the sum of the hydrostatic pressure and the gas pressure on the liquid ( $P_{annul}$ ):

$$P_{down} = \rho gh + P_{annul} \tag{2}$$

where  $\rho$  – this is the average density of the borehole fluid,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $g$  – acceleration of free fall,  $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $h$  – height of the liquid column, m.

When installing the JP, the gas released from the borehole products and collected in the annular space will be sucked into the pumping and compressor pipes. Thus, the JP will reduce the  $P_{annul}$  of the pipes, thereby lowering the  $P_{down}$ . With a decrease in  $P_{down}$ , the depression on the reservoir ( $\Delta P$ ) will also increase, and it follows that the flow rate of the well will also increase.

Figure 2 shows the same well after installing the tandem. Figure 2a shows the process when  $P_{annul} = 0$ , while if  $Q$  does not change, then  $h$  will increase. After that, due to the fact that JP will increase  $Q$ ,  $h$  will gradually decrease (Figure 2b).

Table 1 shows the values of the well operation parameters before and after the introduction of the tandem.

For example, JP sucks up all the gas. Then  $P_{annul} = 0$  (let's take this as a convention for simplicity of calculations). Also, let's assume that the pressure change occurred instantly, this assumption is necessary in order not to take into account, at this stage, the influence of changes in the fluid level in the well. Then  $\Delta P$  will increase by the value  $P_{annul1}$ . Then from the equation:

$$Q_2 = K_{PI} \cdot \Delta P_2, \tag{3}$$

where  $\Delta P_2 = \Delta P_1 + P_{annul1} = 109.2 + 29 = 138.2 \text{ atm}$ .

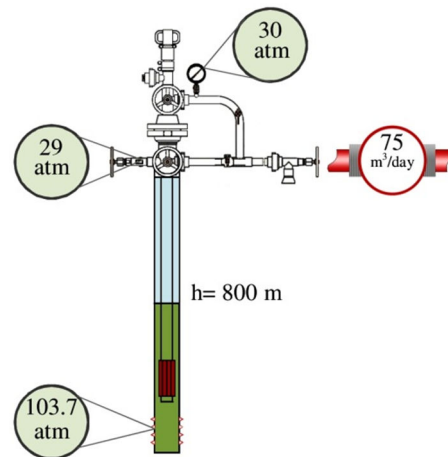


Figure 1 – Well operation with ESP

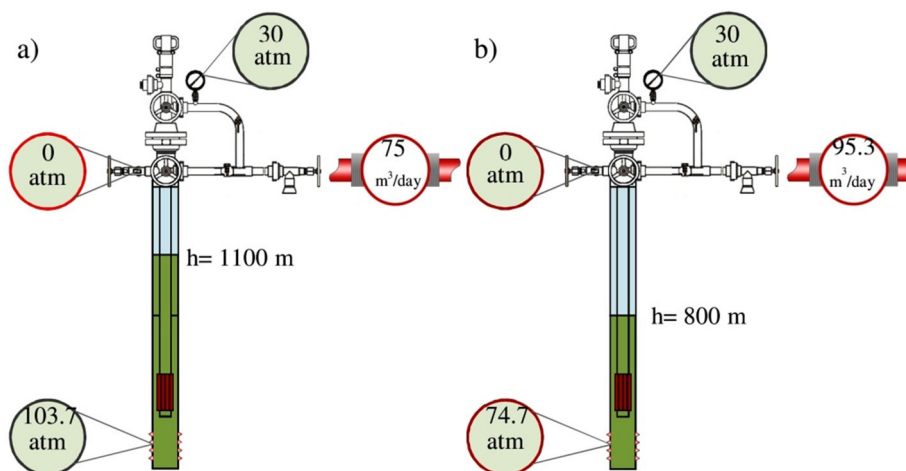


Figure 2 – Operation of the well after installation of the tandem ESN + JP

Table 1 – Parameters of the well operation before and after the introduction of the tandem

Parameter		The value of the value for the case:	
name	designation	before	after
Pressure in the annular space, atm	$P_{annul}$	29	0
Well length, m	$L$	2500	
Productivity coefficient, $m^3/(day \cdot atm)$	$K_{PI}$	0.69	
Current reservoir pressure, atm	$P_{res}$	212.9	
Downhole pressure, atm	$P_{down}$	103.7	74.7
Depression, atm	$\Delta P$	109.2	138.2
Flow rate, $m^3/day$	$Q$	75	95.3

Solving equation (3) with respect to  $Q_2$ , we obtain that  $Q_2 = 95.4 m^3/day$ . This means that the flow rate increased by  $20.4 m^3/day$ . At the same time, the risk of hydrates will decrease.

Since the mass of the extracted liquid has increased, with these energy costs ( $A_{pump}$ ), it means that the efficiency of the lift has increased.

**Note**

When solving the problem, the authors agreed that the operating mode of the pump does not change, which means two cases of development of events are possible:

1) JP gives the same increase in productivity (flow rate) that the reservoir gives. In other words, the entire additional volume of liquid coming out of the reservoir will also be sucked in by the pump, due to the fact that the characteristics of the ESN + JP tandem have increased.

2) JP gives an increase in productivity, the value of which is less than the value of the increase in flow rate from the reservoir to the well.

In this decision, the authors considered the first case.



### Conclusions

- 1) Tandem ESN + JP allows you to increase the efficiency of the lift, by increasing the jet pump gas work to lift the liquid.
- 2) The introduction of a tandem contributes to an increase in the productivity of the well, due to an increase in depression on the formation. But this effect requires separate consideration.
- 3) At the same time, it was also noted that this solution allows minimizing the formation of gas hydrates in the annular space in winter.

### Список литературы:

1. Девликамов В.В., Зейгман Ю.В. Техника и технология добычи нефти. – Уфа : Издательство Уфимского Нефтяного Института, 1987. – 116 с.
2. Зейгман Ю.В. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах. – Уфа : Монография, 2006. – 88 с.
3. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти. – М. : Нефть и газ, 1996. – 150 с.
4. Применение насосно-эжекторных систем «Тандем» на нефтяных месторождениях Российской Федерации / А.Н. Дроздов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 3. – С. 31–46.
5. Дроздов А.Н., Бахир С.Ю. Особенности эксплуатации погружных насосных и насосно-эжекторных систем на Талинском месторождении // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 3. – С. 9–16.
6. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле / А.Н. Дроздов [и др.]. – М. : Спутник+, 2020. – 391 с.

### List of references:

1. Devlikamov V.V., Zeigman Y.V. Technique and technology of oil production. – Ufa : Publishing house of Ufa Petroleum Institute, 1987. – 116 p.
2. Zeigman Y.V. Efficiency of operation of electric centrifugal pump units in wells. – Ufa : A monograph, 2006. – 88 p.
3. Mishchenko I.T., Gumersky Kh.Kh., Maryenko V.P. Jet pumps for oil production. – M. : Oil and Gas, 1996. – 150 p.
4. 4. The use of the pump-ejector systems «Tandem» at the oil fields of the Russian Federation / A.N.Drozdoz [and others] // MPEI. – 2004. – № 3. – P. 31–46.
5. Drozdov A.N., Bakhir S.Y. Features of operation of submersible pumping and pump-ejector systems at Talinskoye field // Oilfield Business. – 1997. – № 3. – P. 9–16.
6. Application of jet apparatuses in oilfield business / A.N. Drozdov [et al]. – M. : Sputnik+, 2020. – 391 p.



УДК 622.276

## МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН НА ТАГУЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### METHODS TO INCREASE EFFICIENCY OF PRODUCTION WELL STOCK ON THE TAGULSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

**Каграманов Артур Геннадьевич**

студент направления подготовки 21.04.01  
«Нефтегазовое дело», (магистерская программа «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),  
Санкт-Петербургский горный университет  
zarazman2017@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Аннотация.** Для эффективной разработки Тагульского месторождения важно поддерживать добычу в соответствии с утверждёнными документами, однако в процессе разработки встречаются многочисленные осложняющие факторы, приводящие как к затруднению эксплуатации скважин, так и к полному отказу оборудования. Ежегодно уровень затрат на классические методы защиты (ингибирование, тепловые обработки, скребкование и т.д.) от осложняющих факторов только растёт, и в связи с этим возникла потребность поиска решения проблем наиболее эффективным и при этом экономически выгодным методом. При решении этого вопроса возникли альтернативные технологии защиты в противовес текущим, более проверенным методам. Однако их процент использования мал, всего лишь 12 % на весь осложнённый фонд. В статье приведён анализ наиболее существенных осложнений на Тагульском месторождении и методы борьбы с ними.

**Ключевые слова:** строение продуктивных горизонтов; асфальто-смоло-парафиновые отложения; вынос механических примесей; коррозия на Тагульском месторождении; сульфат-восстанавливающие бактерии; микробиологическая заражённость; варианты бактерицидных обработок.

**Kagramanov Arthur Gennadievich**

Student training direction 21.04.01  
«Oil and gas business» (Master's program  
«Operation of wells in complicated  
conditions»),  
Saint Petersburg mining university  
zarazman2017@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Annotation.** For the effective development of the Tagulskoye field, it is important to maintain production in accordance with the approved documents, however, in the development process, there are numerous complicating factors that lead to difficulties in the operation of wells, and to the complete failure of the equipment. Every year, the level of costs for classical methods of protection (inhibition, heat treatment, scraping, etc.) from complicating factors is only growing, and in connection with this, there was a need to find a solution to the problems by the most effective and, at the same time, economically beneficial method. When solving this problem, alternative protection technologies appeared in contrast to the current, more proven methods. However, their percentage of use was small, only 12 % for the entire complicated fund. The article provides an analysis of the most significant complications at the Tagulskoye field and methods of combating them.

**Keywords:** structure of productive horizons; asphalt-resin-paraffin deposits; removal of mechanical impurities; corrosion at the Tagulskoye field; sulfate-reducing bacteria; microbiological contamination; variants of bactericidal treatments.

#### Общие сведения о месторождении

Тагульское нефтегазоконденсатное месторождение составляет часть Ванкорского кластера и является собственностью компании ООО «РН-Ванкор», которое было создано ПАО «Роснефть». Разработка месторождения начата в 2009 году.

Месторождение расположено в Восточно-Сибирском экономическом округе, в административном районе Красноярского края (рис. 1). Ближайшими населёнными административными центрами являются: п. Турханск, г. Норильск, г. Дудинка и г. Игарка.

#### Строение продуктивных горизонтов

Основными продуктивными пластами Тагульского месторождения (рис. 2) являются следующие уровни:

1. Долганский

В кровли выделяются 3 объекта: Дл-I, Дл-II и Дл-III, которые формируют один продуктивный пласт Дл-I-III. Эти формы имеют неоднородность и явственную переходность, что говорит о повышении



Рисунок 1 – Карта месторождения

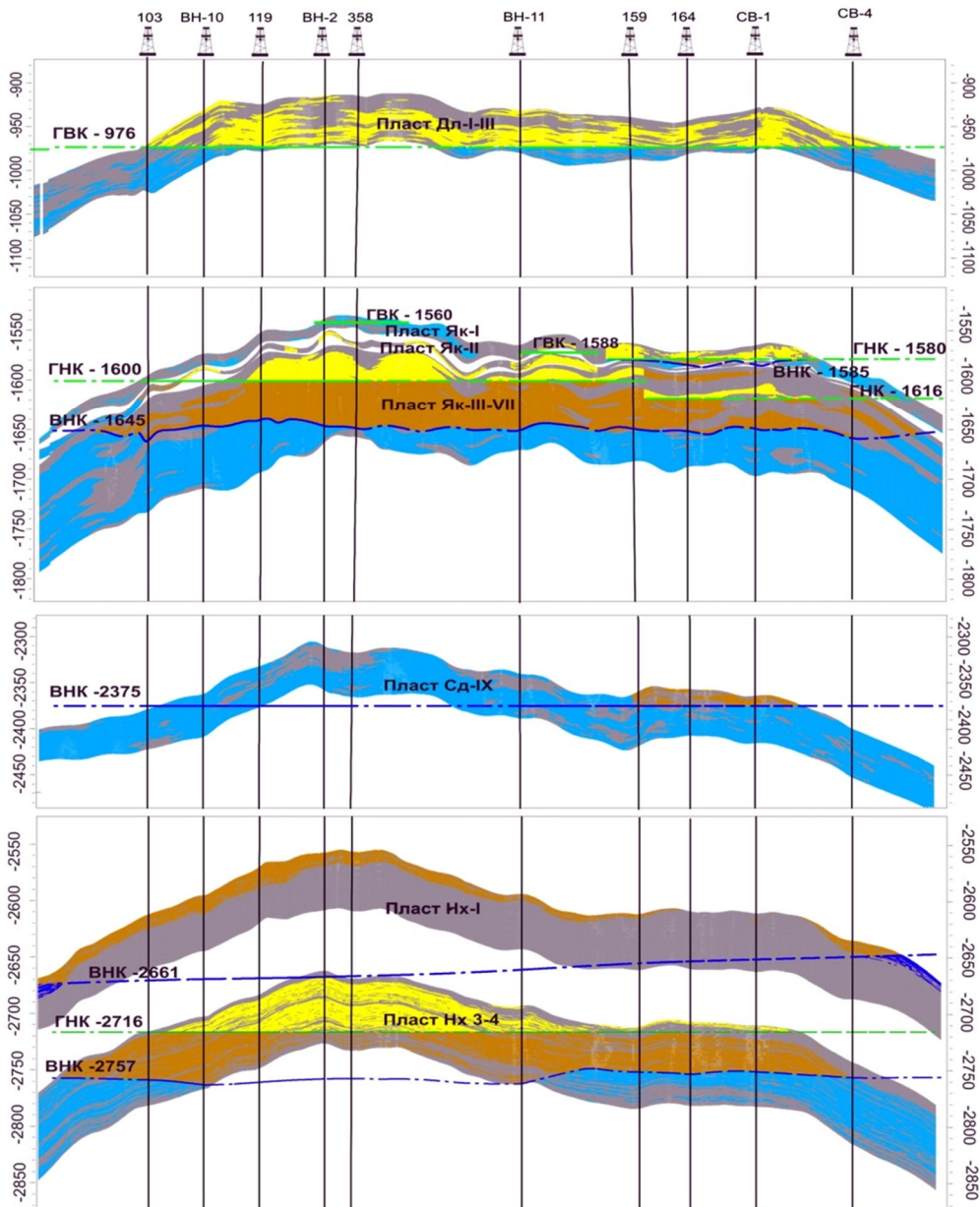


Рисунок 2 – Геологический разрез пластов Тагульского месторождения





уровня моря и, следовательно, влияние его на породу. Судя по этому, можно сказать о наклонности к глинизации и образованию трёхосных тел. Также стоит упомянуть о явном преобладании глины в верхней части пласта и ухудшенных коллекторских свойствах.

#### 2. Яковлевский

Представляет собой 3 продуктивных пласта с неоднородным содержанием углеводорода, которые подразделяются на купола – северные и южные. Сами пласты состоят из песчаников с прослоями алевролита, редко можно заметить известковый песчаник. Песчаники не обладают высокой цепкостью и бывают разбавлены глинистым цементом, который также связывает алевролит. Изолятором УВ является глинистый аргиллит.

#### 3. Суходудинский

Продуктивный пласт Сд-IX основан на побережно-морских фациях осадконакопления под воздействием приливо-отливных течений; представлен фациями отмелей. Пласт Сд-IX выделяется по части собственных данных в северном и южном куполе месторождения. Единая и эффективная мощность пласта северного купола 44/35 (общая мощность / эффективная мощность), эффективная толщина меняется от 25 м вплоть до 43 м, раздробленность пласта в среднем от 7,1 м (от 2 вплоть до 13 пропластков), неоднородность 0,20. Песчаность северного купола меняется от 0,64 вплоть до 0,97 и в среднем составляет 0,81.

#### 4. Нижнехетский

Пласты-коллекторы Нх-IV, Нх-III и Нх-I нижнехетской свиты состоят из неглубоко-морских и побережно-морских фаций с обширным формированием барьерных островов и даже вдольбереговых баров. Для их образования свойственна однонаправленность динамики формирования водоёма седиментации с одним лишь только различием, что при создании пластов Нх-IV и Нх-I она имела регрессивный вид, но при создании Нх-III – трансгрессивный. Седиментация пластов совершалась в прямой непосредственности от прибрежной полосы, и предполагается непростое баровое сочетание, основанное сливающимися и линейно тянущимися алевропесчаными корпусами.

#### Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Пробы со скважин Тагульском месторождения отобраны на компонентный состав отложений. Анализ проб показал следующее.

На кусте 2 проба скважины № 340 показала наличие кальцита, кварца и АСПО (11 %). Неорганическая часть пробы (89 %) представлена порошковатыми и тонкими корковидными частицами кальцита буровато-серого цвета. Поверхность частиц покрыта устойчивым налётом гидроксидов железа. В количестве 1–2 % присутствуют зёрна кварца размером 0,1–0,5 мм (преобладают зёрна размером 0,2–0,3 мм).

На кусте 4 проба скважины № 356 показала наличие кварца, кальцита и АСПО (26 %). Неорганическая часть пробы (74 %) почти полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – нет;
- 2) 0,5–0,25 мм – 45 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 42 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 13 %;
- 5) меньше 0,1 мм – нет.

В небольшом количестве (2–3 %) встречаются корковидные выделения кальцита толщиной менее 1 мм, сложенные плотным мелкозернистым агрегатом карбоната кальция светло-серого цвета.

На кусте 1 проба скважины № 370 показала наличие кварца и АСПО (23 %). Неорганическая часть пробы (77 %) полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – нет;
- 2) 0,5–0,25 мм – 25 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 30 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 32 %;
- 5) меньше 0,1 мм – 13 %.

На кусте 5 проба скважины № 380 показала наличие кварца и АСПО (10 %). Неорганическая часть пробы (90 %) полностью представлена зёрнами кварца следующих гранулометрических классов крупности:

- 1) больше 0,5 мм – 6 %;
- 2) 0,5–0,25 мм – 40 %;
- 3) 0,25–0,16 мм – 45 %;
- 4) 0,16–0,1 мм – 8 %;
- 5) меньше 0,1 мм – 1 %.

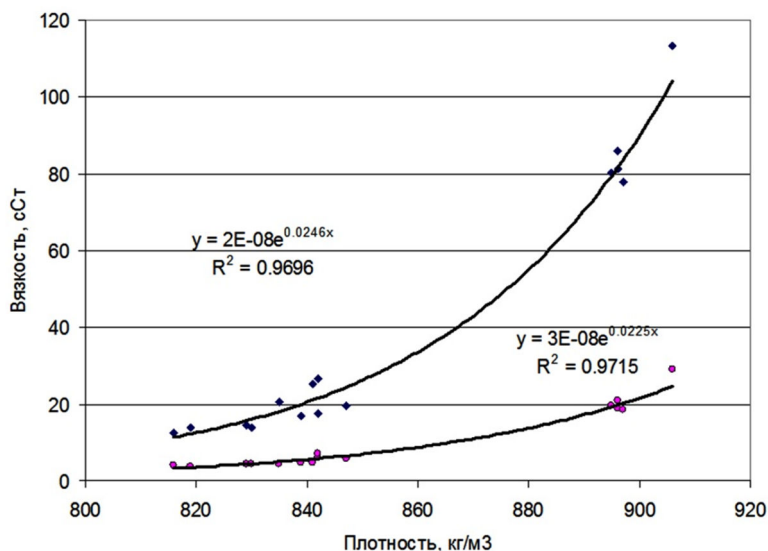
Наличие отложений кальцита наблюдается в силовом кабеле УЭЦН и моторе УЭЦН, т.е. в тех элементах оборудования, которые подвергаются интенсивному нагреву в процессе добычи. Присут-



ствии в отложениях с рабочих колёс УЭЦН на данный период времени зёрен кварца различного гранулометрического состава.

Комплекс аналитических исследований проб нефти состоял из определения таких основных показателей как кинематическая вязкость при температурах 10, 20, 30, 40, 50 °С, плотность при тех же значениях температуры, содержание парафинов, смол и асфальтенов.

Критерием корректности определения плотности и вязкости служит корреляция этих параметров (рис. 3).



**Рисунок 3** – Зависимость вязкости проб нефти Тагульского месторождения от плотности при температуре 20 и 50 °С

Плотность проб нефти варьируются от 814 до 904 кг/м<sup>3</sup>. Следует заметить, что содержание асфальтенов в нефти высокое (более 3 %), а содержание смол, являющихся естественными стабилизаторами агрегативной устойчивости асфальтенов – 1,26–2,79, что является весьма низким. Для стабилизации асфальтенов необходимо, чтобы смол было в 2,5–3,5 раза больше. Таким образом, можно сделать вывод, что агрегативная стабильность нефти низкая и изменение давления, температуры и особенно разгазирования нефти приводит к нарушению стабильности асфальтенов и формированию АСПО при её подъёме по стволу скважины. Проблема формирования твёрдой фазы в нефти усложняется ещё тем, что среднее содержание парафинов в пробах нефти составляет 3,72 %, что соответствует температуре насыщения нефти парафином  $t_{нп}$  и начала формирования парафина 14–15 °С. Реально эта температура зависит от компонентного состава парафинов, свойств нефти и агрегативной устойчивости асфальтенов.

Косвенная оценка формирования твёрдой фазы получена из реологических исследований. Учитывая факт большого разброса данных по фазообразованию парафина и тот факт, что температура нефтяного потока на устье скважины больше 0 °С, возникает вопрос о природе формирующихся отложений на стенках НКТ, особенно тех скважин, нефть которых не является насыщенной парафином, т.е. нефти, которая имеет температуру насыщения нефти парафином ниже 0 °С.

Выше упоминалось, что нефти по данным анализа имеют высокое содержание асфальтенов и при относительно низком содержании смол асфальтеновые комплексы, состоящие из асфальтена, смол и парафина, не являются стабильными. Выпадение асфальтенов, плохо растворяющихся в углеводородах, инициируется изменением давления при поступлении нефти из пласта в скважину и ещё более интенсифицируется при разгазировании. Очевидно, что отложения асфальтенового типа будут иметь место в призабойной зоне пласта и практически по всему стволу скважины, увеличиваясь в точке выделения газа. Состав АСПО представлен в таблице 1.

Скважины №№ 132 и 137 относятся к асфальтеновым отложениям.

**Таблица 1** – Состав АСПО с осложнённых скважин

№ скважины	Навеска АСПО, г	Асфальтены		Смолы		Парафины		Нефтяные компоненты	
		масса, г	% навески	масса, г	% навески	масса, г	% навески	масса, г	% навески
132	0,7474	0,1680	22,5	0,0852	11,4	0,1347	18,0	0,3595	48,1
137	0,5522	0,1325	24,0	0,0684	12,4	0,0862	15,6	0,2651	48,0



Определена температура плавления АСПО и выделенных из отложений парафинов. Температура плавления парафиновых углеводородов находится в интервале 40–49 °С, что характерно для нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири. Температура плавления АСПО, из которых выделены парафины, выше температуры плавления самих парафиновых углеводородов, что связано с присутствием в АСПО высокоплавких асфальтенов.

По численной зависимости количества углеродных атомов в молекуле парафина и его температуры плавления

$$C = 11,63 \cdot e^{0,0148 \cdot T}$$

где  $C$  – число углеродных атомов в молекуле парафина;  $T$  – температура плавления парафина, °С.

Рассчитано среднее число углеродных атомов в молекуле парафина и средняя молекулярная масса парафиновых углеводородов из осложнённых скважин Тагульского месторождения. Результаты определения приведены в таблице 2.

**Таблица 2** – Температура плавления отложений и средняя молекулярная масса парафина

Номер скважины	Температура плавления, °С		Среднее число углеродных атомов в парафине	Средняя молекулярная масса парафина
	АСПО	парафина		
132	51	48	24,7	348
137	46	47	23,0	324

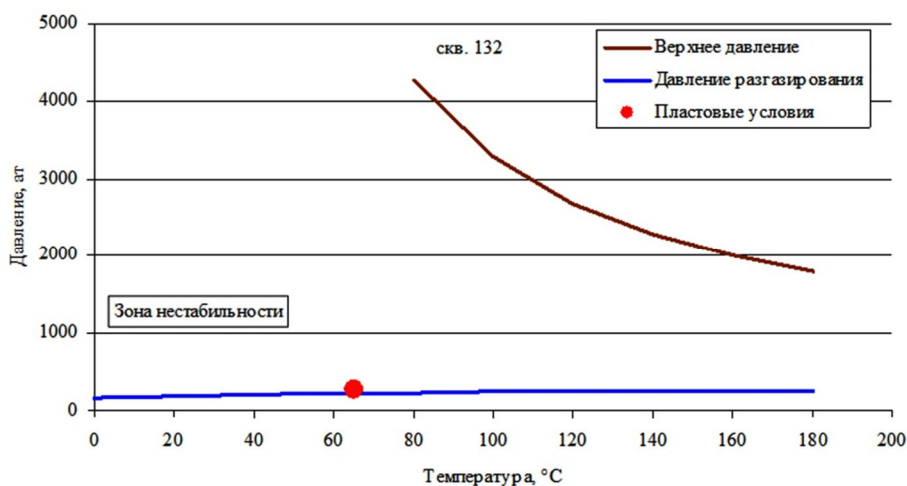
Таким образом, можно констатировать, что парафиновые углеводороды, откладывающиеся в скважинах Тагульского месторождения, имеют химическую формулу  $C_{21}H_{44} - C_{27}H_{56}$ .

Проведённый расчёт критической концентрации асфальтенов в нефти Тагульского месторождения по программе PVTsim13 с учётом имеющихся различных данных по составу пластовой нефти показывает, что критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Тагульского месторождения, для нефти пласта Як III–VII является величина – 6,0–7,5 %, а для нефти пласта НХ III–IV – 0,5–0,7 %.

Таким образом, с учётом ранее определённого содержания асфальтенов в пробах дегазированной нефти можно прогнозировать выпадение асфальтенов при добыче нефти из пластов Нижнехетской свиты. На рисунках 4 и 5 показано, что в пластовых условиях нефти пластов данной свиты нестабильны в отношении содержащихся в них асфальтенов и при подъёме нефти по лифту скважины будет происходить их выпадение. Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин.

Среди факторов, влияющих на интенсивность выпадения АСПО, можно выделить следующие:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой смеси фаз;
- соотношение объёмов фаз;
- состояние поверхности труб.



**Рисунок 4** – Зона нестабильности нефти в скважине № 132 в отношении выпадения асфальтенов

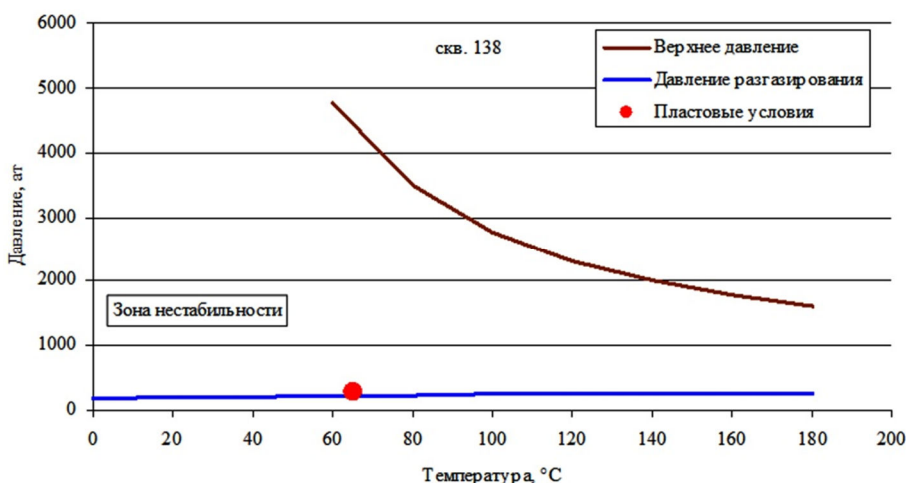


Рисунок 5 – Зона нестабильности нефти в скважине № 137 в отношении выпадения асфальтенов

Согласно ранее выполненным исследованиям, температура в лифте скважин превышает температуру насыщения нефти парафином. В этой связи появление парафиновых отложений в скважинах связано с совместным отложением выпавших асфальтенов и их ассоциатов со смолами и парафиновыми углеводородами на внутренней поверхности НКТ.

Существенную роль в формировании отложений играет скорость движения газожидкостного потока в НКТ. Как установлено различными исследованиями, зависимость интенсивности отложения АСПО от скорости потока имеет экстремальный характер с прохождением максимума. Это связано с тем, что при увеличении скорости потока (дебита скважины) по восходящей ветви увеличивается количество выпавших отложений, эта величина достигает максимума, а затем начинает снижаться из-за срыва отложений при высоких скоростях потока. Максимум выпадения АСПО приходится на величины критерия Рейнольдса  $Re = 1000-1500$ , т.е. при ламинарном режиме движения потока скважинной продукции.

Расчёт режимов движения потока скважинной продукции в осложнённых скважинах показал, что в подавляющем большинстве наблюдается турбулентный режим движения газожидкостной смеси в НКТ.

В условиях высокой турбулизации потока добываемой скважинной продукции выпавшие агломераты асфальтенов претерпевают диспергирование и возможность дальнейшей ассоциации со смоло-парафиновыми углеводородами. Таким образом, может наблюдаться увеличение интенсивности выпадения АСПО в скважинах с повышением их дебита в условиях высокой турбулизации потока и интенсивного осаждения асфальтенов. Для подтверждения этих предположений проведён анализ влияния эксплуатационных параметров работы скважин на их МОП работы.

На основании сопоставления информации по МОП работы скважин способом скребкования и содержанием КВЧ в скважинной продукции с условиями эксплуатации скважин получены следующие корреляционные зависимости.

- взаимосвязь дебита скважин с МОП их работы по удалению АСПО;
- взаимосвязь КВЧ с дебитом скважинной продукции.

**Вынос механических примесей**

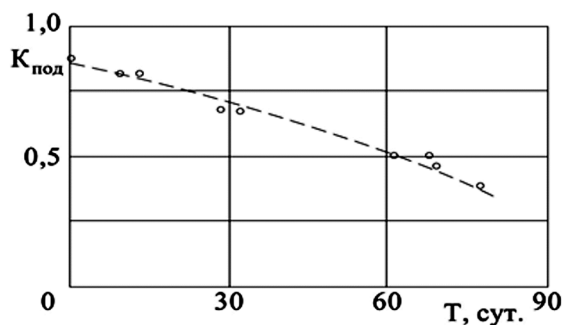
Условия выноса песка из скважин на поверхность имеет вид:

$$\varepsilon = \frac{V_{ж}}{V_{се}} \geq 2,0...2,5,$$

где  $v_{ж}$  – скорость восходящего потока жидкости;  $v_{се}$  – скорость свободного осаждения песчинки с расчётным диаметром, равным среднему диаметру наиболее крупной фракции, составляющей около 20 % всего объёма песка.

По мере износа ступеней рабочих колёс происходит естественное снижение коэффициента подачи УЭЦН. На рисунке 6 показан характер снижения коэффициента подачи насоса во времени по скважине № 36 ВЗ. Видно, что уже через 2 месяца эксплуатации коэффициент подачи снизился более чем на 40 %.

Одним из основных методов анализа породы коллектора с целью выбора подхода к контролю пескопроявлений является гранулометрический анализ зерна. Гранулометрический анализ предусматривает определение количественного содержания в породе частиц различных размеров. Для Долганской свиты результаты определения гранулометрического состава пород были получены по 8-ми скважинам, а для Насоновской свиты – по 1-й.



**Рисунок 6** – Характер снижения коэффициента подачи насоса НС 12500 ARC в скважине № 36 ВЗ ЦДНГ-1 при содержании твёрдых взвешенных частиц в воде около 3000 мг/л

Путём обработки 82 проб керна из 8 скважин Долганской свиты и 14 проб керна из 1-й скважины Насоновской свиты были получены распределения частиц по весу.

Данные распределения позволяют определить диапазон размеров частиц керна, а также визуально оценить, какой диаметр щели (сетки) фильтра необходим для задержания основной массы частиц. Видна существенная дисперсия распределения частиц по размерам. Измерения показали отсутствие корреляции гранулометрического состава с глубиной.

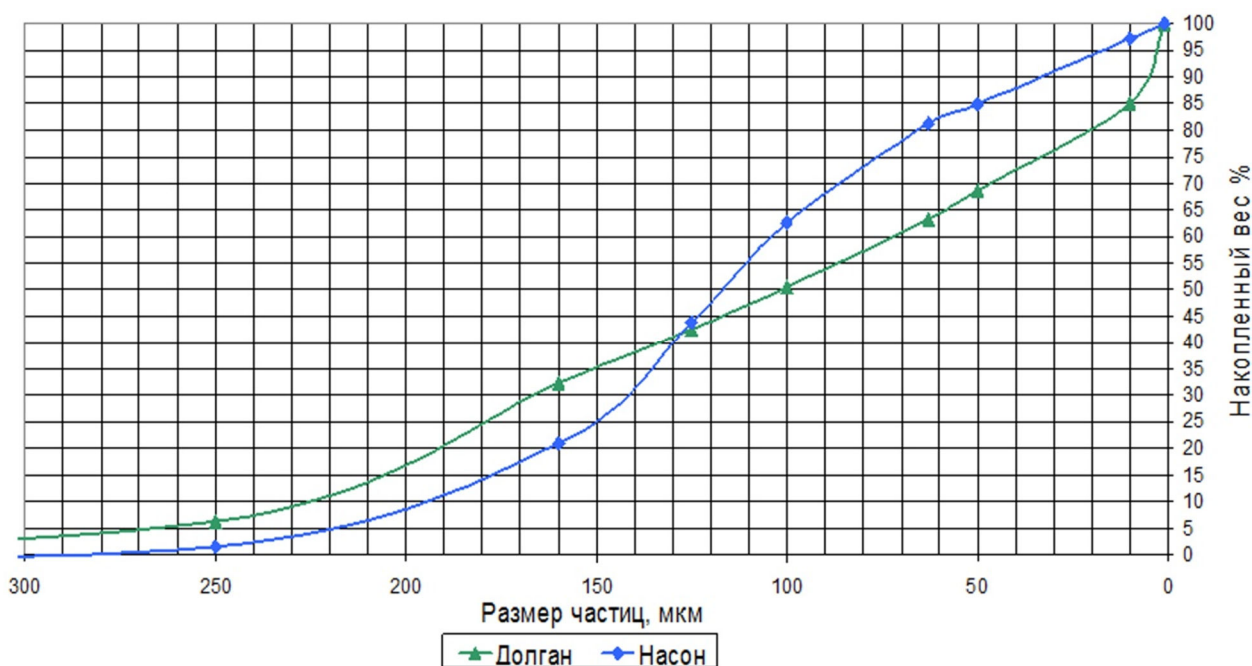
Гранулометрический состав как для каждой из свит, так и для проб одной свиты, отобранных с разной глубины, представлены неоднородным составом. Потому предлагается усреднить данные характеристик для каждой свиты (рис. 7).

Исходя из рекомендаций производителя фильтров, анализа имеющегося в мировой практике опыта, разработан алгоритм подбора фильтрующих устройств (матрица диапазонов применимости технологий – МДПТ) который имеет вид, представленный на рисунке 8.

В данной матрице диапазонов применимости технологий контроля пескопроявлений, исходя из двух характеристик керна, предлагается ряд технологий для ограничения выноса песка.

Следует отметить, что в ряде случаев возможно не единственное решение задачи: так, для очень мелкого песка при коэффициенте однородности менее 5 возможно использование как многослойных сетчатых фильтров, так и гравийной набивки или расширяемых фильтров.

Для пластов Долганской свиты рекомендуется использование гравийной набивки или расширяемых фильтров, а для пластов Насоновской свиты возможно также использование многослойного сетчатого фильтра. В силу технических сложностей с оперативной организацией гравийной набивки решено было остановиться на использовании для контроля пескопроявлений фильтров различных типов. В силу множественности решения задачи было принято решение о проведении опытных испытаний с целью выбора наилучшей технологии по контролю пескопроявлений.



**Рисунок 7** – Осреднённые кривые распределения частиц для каждой из свит

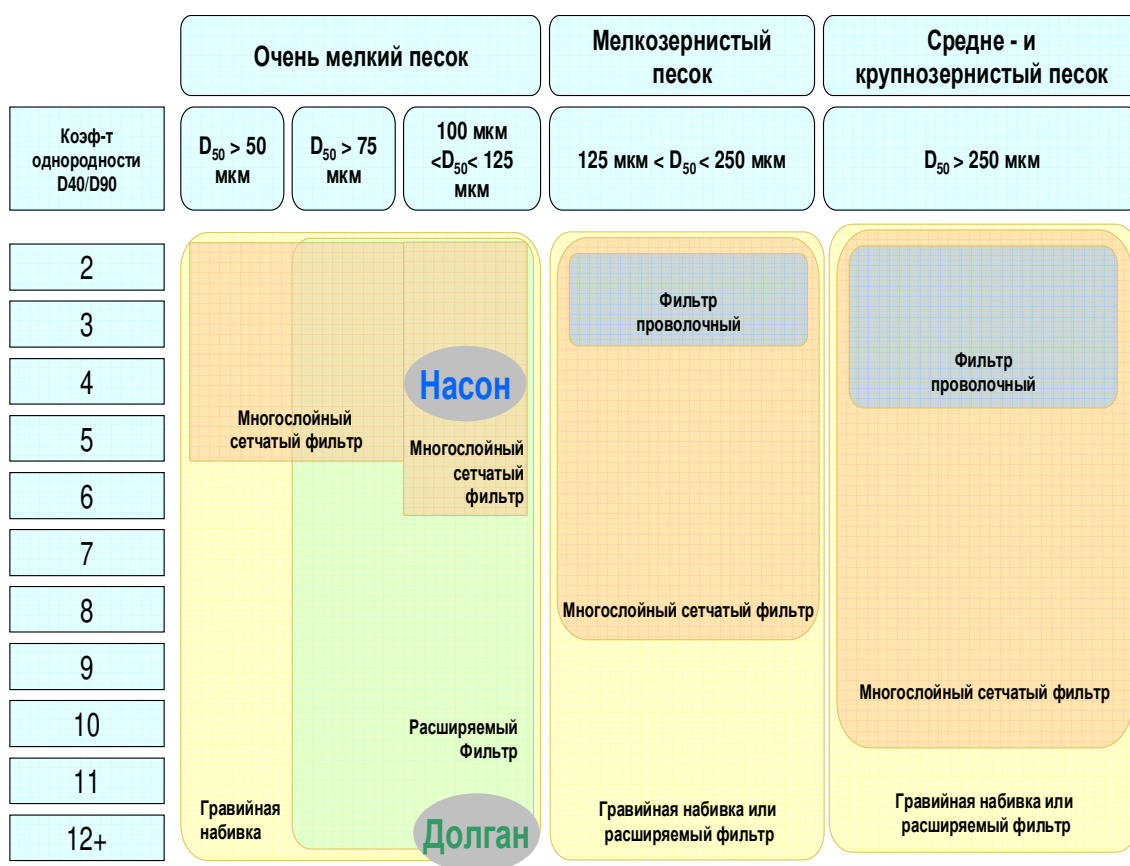


Рисунок 8 – Алгоритм подбора фильтрующих устройств

В течение 2010 года проведены опытно-промышленные испытания фильтров различной конструкции: щелевые – двух типов (Iщ и IIщ) и многослойные сетчатые – также двух типов (Iс и IIс). Основные технические требования состоят в следующем:

- пропускная способность фильтра как для сетчатого, так и для щелевого должна превышать 2000 м<sup>3</sup> в сутки;
- общая длина компоновки 200 метров, эффективная длина сетчатого и щелевого фильтра должна быть больше 160 метров;
- фильтр сетчатого типа включает 2 слоя сетки с точностью фильтрации 100 мкм (фильтрующая сетка) и 200 мкм (дренажная сетка) каждый;
- фильтр щелевого типа включает щель шириной 100 мкм.

На рисунке 9 представлены результаты испытаний при выводе скважин на режим. Значения ТВЧ усреднены посуточно. Во всех случаях отмечается постепенное снижение ТВЧ после запуска установки.

По скважинам, в которых установлены фильтры типа В3-12, Iс, (поз. d на рис. 9), для наглядности построена диаграмма изменения выноса ТВЧ во времени для определения характера изменения работоспособности данного фильтра. Тренд показывает на постепенное снижение работоспособности фильтра.

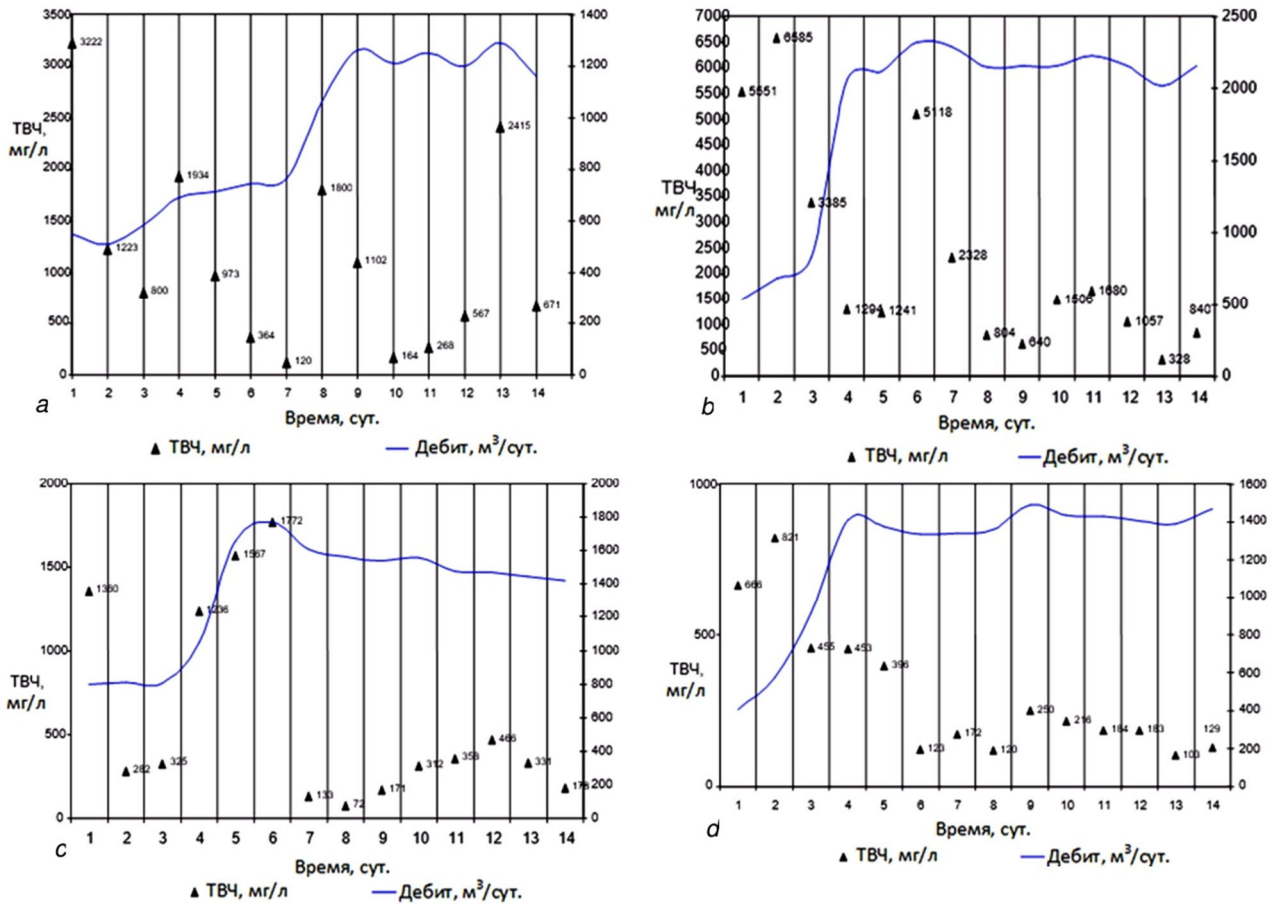
Исходя из тренда изменения расхода мехпримесей во времени по всем типам фильтров, а также их конечных значений, можно констатировать, что наилучшие результаты были получены при использовании многослойного сетчатого фильтра (поз. d).

В результате внедрения противопесочных фильтров на забоях скважин Тагульского месторождения в течение 12 месяцев удалось увеличить среднюю наработку УЭЦН на отказ с 16 сут. (без использования фильтров) до 77 сут. Вынос механических примесей на начальной стадии на скважинах со спущенными фильтрами значительно ниже по сравнению с ТВЧ на скважинах, работающих без фильтров (рисунок 10). Среднее значение ТВЧ составляет: 1800 мг/л на скважинах с проволочными фильтрами, 600 мг/л на скважинах с сетчатыми фильтрами, 10000 мг/л на скважинах без фильтров. После стабилизации режима работы и создания естественного фильтрующего прослоя в призабойной зоне (15 дней на скважинах с сетчатыми фильтрами, 30 дней на скважинах с проволочными фильтрами) наблюдается снижение количества ТВЧ до 200 мг/л.

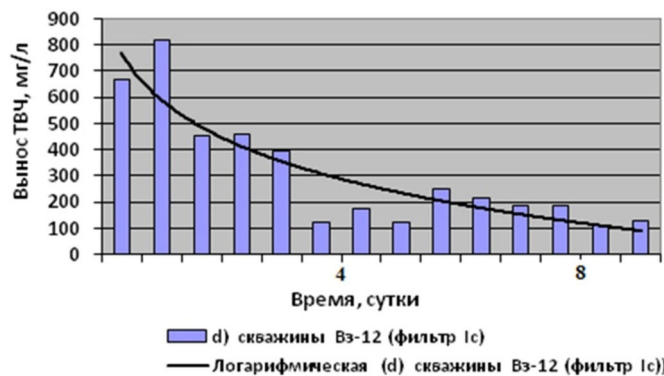
На основании проведенных мероприятий по опытно-промышленным испытаниям противопесочных фильтров принято решение оборудовать весь фонд водозаборных скважин Тагульского ме-



сторождения забойными фильтрами сетчатого типа. Количество скважин, эксплуатируемых с помощью сетчатых фильтров, увеличилось с 1-й до 27-ми за последний год.



**Рисунок 9** – Динамика изменения усреднённого значения ТВЧ при ВНР:  
 а – скважины В3-4 (фильтр Iц); б – скважины В3-3 (фильтр IIц),  
 в – скважины В3-5 (фильтр IIс); г – скважины В3-12 (фильтр Iс)



**Рисунок 10** – Диаграмма изменения выноса твёрдых взвешенных частиц во времени и линия тренда

Изначально проектная конструкция водозаборных скважин не предусматривала использования каких-либо средств для контроля выноса песка, что привело к низким наработкам УЭЦН на отказ (вплоть до 16 сут.), невозможности обеспечения требуемых уровней закачки и риску невыполнения всей программы ППД на Тагульского месторождения.

Своевременный анализ granulometric composition of the core, understanding the geological structure of the water-bearing layers, as well as the use of matrix ranges of applicability of technologies allowed to reasonably approach the choice of technology for the control of sand production. The uniqueness of the solution of this task was eliminated by the conduct of tests of different types of filters, the results of which multi-layered mesh filters were recognized as the best choice for the control of sand production. As a result, the service life of the pumpjack on failure increased 5 times and reached



77 сут. Появилась возможность обеспечить необходимые уровни добычи воды, а значит, и закачки для системы ППД. Снижение КВЧ в воде с водозаборных скважин позволило существенно упростить её подготовку и обеспечить характеристики, необходимые для закачки её в нефтенасыщенные пласты на Тагульского месторождении.

### Коррозия

Одним из возможных факторов ускоренной коррозии может являться микробиологическая коррозия. По данным различных литературных источников на долю биокоррозии приходится от 50 до 80 % коррозионных повреждений трубопроводов. Основная опасность микробных сообществ (биоценозов), развивающихся в нефтепромысловом оборудовании, заключается в локализации коррозионных процессов. Сероводород, выделяемый сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), реагирует с ионами железа с образованием сульфидов. Контакт сульфида железа со сталью образует гальванопару, в которой анодом является металл поверхности корродирующего оборудования, а катодом – сульфид железа. Электродвижущая сила макрогальванопар может достигать 0,2–0,4 В, а скорость локальной коррозии металла – 5–10 мм/год.

Закрепляясь на металлической поверхности, СВБ формируют объёмные колонии, продуцирующие сероводород. На действующем нефтепромысловом оборудовании сообщества СВБ имеют вид множества бугорков микронных размеров, разбросанных главным образом на горизонтальной поверхности днищ резервуаров, ёмкостей и в нижней части сечения трубопроводов. При удалении с такого бугорка продуктов коррозии под ним в металле обнаруживаются язвы различной глубины. Поскольку колония бактерий закреплена непосредственно на металле и покрыта осадком, в том числе и продуктами коррозии, её метаболический обмен со средой осуществляется через этот пористый осадок: из среды к бактериям поступают ионы сульфата и компоненты нефти, а от них в среду – сероводород. При бактериальном восстановлении сульфатов происходит накопление в среде сероводорода и сульфидов, в результате чего имеет место сульфидная коррозия металла.

Отмечена высокая микробиологическая заражённость СВБ попутно добываемых и закачиваемых вод. Наибольший уровень заражённости выявлен на скважинах Яковлевской свиты III–VII и Нижнехетской свиты III–IV: в среднем  $10^4$  –  $10^5$  кл./см<sup>3</sup>, чуть ниже заражённость скважин Нижнехетской свиты I: в среднем  $10^3$  кл./см<sup>3</sup>. Заражённость водозаборных скважин ниже, чем добывающих: по Долганской свите I–III она в среднем составила  $10^2$  –  $10^3$  кл./см<sup>3</sup>, по свите ДлI-Нс – лишь единицы клеток/см<sup>3</sup>. Однако в смешанной воде, поступающей для ППД, уровень заражённости СВБ достаточно высокий и примерно соответствует уровню заражённости в добывающих скважинах. Имеющийся уровень микробиологической заражённости позволяет отнести этот фактор к существенным в коррозионном процессе.

Методы борьбы с биокоррозией подразделяются на физические и химические. К физическим методам борьбы с СВБ относятся рентгеновское и ультрафиолетовое облучение, воздействие ультразвуком, радиационное облучение  $\lambda$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$ -лучами, тепловое воздействие, а также применение токов высокой частоты.

В нефтегазовой промышленности наибольшее применение нашла обработка заражённых микроорганизмами сред химическими веществами – бактерицидами. Указанные реагенты должны обладать высоким бактерицидным эффектом, в особенности по отношению к СВБ; эффективно защищать сталь от коррозии в агрессивно-коррозионных средах; хорошо диспергироваться в субстрате; кроме того, желательно, чтобы бактерицид не был высокотоксичным. Важно, чтобы рекомендуемые бактерициды и их композиционные смеси имели хорошую сырьевую базу и экономически выгодную стоимость. В качестве бактерицидов применяются различные классы как органических, так и неорганических соединений.

Существуют критерии, по которым судят об эффективности применяемого бактерицида: измеряют концентрации  $H_2S$  и  $SO_4^{2-}$ , число СВБ в единице объёма воды или грунта. Эти показатели определяются до и после обработки среды биоцидом. Считается, что эффективной концентрацией бактерицида является та, при которой погибает не менее 99 % бактерий.

Места дозирования бактерицида выбираются в зависимости от бактериальной заражённости нефтепромысловых объектов.

Следует отметить, что наиболее активно СВБ развиваются в ПЗП нагнетательных скважин, отстойниках и парке установке подготовки нефти.

На основании выполненного анализа технологий очистки воды от СВБ и имеющегося уровня заражённости на месторождении возможна реализация следующих вариантов бактерицидных обработок:

1) периодическая ударная обработка бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на установке предварительного сброса воды – ЮГ (УПСВ-ЮГ), центральный пункт сбора (ЦПС) для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);





2) периодическая ударная обработка бактерицидом подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС на вход насосов откачки воды в систему ППД для подавления биоценоза в ПЗП нагнетательных скважин. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);

3) чередование периодической и постоянной обработки бактерицидом подтоварной воды. Частота периодической ударной обработки бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин должна составлять не менее 1 раза в 3 месяца (в первый и второй годы внедрения технологии) с последующим снижением периодичности до 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии). Также должна быть предусмотрена постоянная подача бактерицида в эффективной дозировке для подавления планктонных форм СВБ на вход насосов откачки воды в систему ППД для недопущения развития биоценоза между ударными обработками;

4) периодическая ударная обработка бактерицидом нагнетательного фонда скважин, аккумулирующих заражённую микрофлорой воду УПСВ-ЮГ, ЦПС. Периодичность должна составлять не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии) для каждой нагнетательной скважины.

Годовая потребность в бактерициде при проведении ударных обработок рассчитывается по формуле:

$$P_{реак} = N_{обр} \cdot V_{св} \cdot D_{удар} \cdot N_{сут} \cdot 10^{-6},$$

где  $P_{реак}$  – годовая потребность в реагенте при ударных обработках, тонн;  $N_{обр}$  – количество ударных обработок в год;  $V_{св}$  – объём сбрасываемой воды, м<sup>3</sup>/сут.;  $D_{удар}$  – дозировка реагента для подавления адгезированных форм СВБ, мг/л (табл. 3);  $N_{сут}$  – количество суток проведения ударной обработки.

**Таблица 3** – Ударная дозировка бактерицида

Марка реагента	Ударная дозировка, мг/л
ТНОР РНВ 20	500
СНПХ-1004	1000
Напор 1010Б	1000
Напор 1007	1000
Кватрамин 1002	1000
Биолан	1000

#### Список литературы:

1. Бабаян Э.В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 252 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: учебное пособие: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложнённых условиях эксплуатации. – Красноярск : Издательство Сибирского федерального университета, 2015. – 138 с.
5. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учебное пособие / В.Н. Ивановский [и др.]. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 38–48
7. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин // Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий: сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции (30-31 января 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство «КультИнформПресс», 2014. – С. 44–46.
8. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород с целью снижения пескопроявлений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 1 (21). – С. 84–87.



9. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – С. 28.

10. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 35–42.

11. Новая технология защиты электроцентробежного насоса от влияния механических примесей / В.С. Вербицкий [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 78–79.

12. Совершенствование гидроструйного метода добычи нефти / В.М. Гаргат [и др.] // Наука. Новое поколение. Успех: материалы II Международной научно-практической конференции (17 апреля 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – Т. 1. – С. 95–101.

13. Гришин Д.В., Петухов А.В., Петухов А.А. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойных зон скважин Гатчинского ПХГ, и прогноз пескопроявлений // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 207–213.

14. Гюлумян Е.К., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка методов и технологий борьбы с пескопроявлениями на месторождениях Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 45.

15. Дубовик Ю.Н. Строение, литологический состав и условия образования продуктивных отложений яковлевской свиты на Тагульском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край) / науч. рук. Н.М. Недоливко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина (3–7 апреля 2017 года, г. Томск): в 2 томах. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2017. – Т. 1. – С. 240–241.

16. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2022. – Т. 2. – С. 17–22.

17. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – С. 175–181.

18. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.

19. Решение проблемы пескопроявлений на водозаборных скважинах Ванкорского месторождения / А.А. Семёнов [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 18–21.

20. Соловьёв В.А., Загривный Э.А. Мобильный комплекс для очистки призабойных зон скважин // Записки Горного института. – 2008. – Т. 178. – С. 150–153.

21. Тананыхин Д.С., Петухов А.В., Шагиахметов А.М. Химический способ крепления слабосцементированных песчанок в эксплуатационных скважинах подземного газохранилища // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 107–111.

22. Топольников А.С., Литвиненко К.В., Рамазанов Р.Р. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 84–89.

23. Шарыпова Д.Д., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Разработка технологий предупреждения и ограничения пескопроявлений на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 180.

24. Шашкин М.А. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. 2010. – № 2. – С. 26–30.

#### List of references:

1. Babayan E.V. Design of oil and gas wells. Complications and their overcoming : a training manual. – Moscow : Infra Engineering, 2018. – 252 p.

2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt–resin–paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: a training manual: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2011. – V. 1–2.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.



4. Bulchaev N.D., Bezborodov Y.N. Protection of pumping equipment of oil wells in complicated operating conditions. – Krasnoyarsk : Siberian Federal University Publishing House, 2015. – 138 p.
5. Well pumping units for oil production: tutorial / V.N. Ivanovsky [and others]. – M. : Publishing house «Oil and gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2002. – 824 p.
6. Afanasyev A.V. Application of well bottom-hole zone supporting technology «LINK» in order to limit sand carry-over // Engineering Practice. – 2010. – № 2. – P. 38–48
7. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies of sand–play control during well operation // Fundamental and applied research, development and application of high technologies: collection of scientific papers on the results of International extramural scientific and practical conference (30–31 January 2014, St. Petersburg). – SPb. : KultInformPress Publishing House, 2014. – P. 44–46.
8. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of a statistical model of deformation–spatial instability and fracture of sandy rocks to reduce sandy manifestations // GeoEngineering. – 2014. – № 1 (21). – P. 84–87.
9. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Study of methods and technologies to manage complications caused by sand occurrences // Gornyi informatsionno-analiticheskii bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 5. – 28 p.
10. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of existing methods of combating sand-forming and development of a statistical model of deformation-spatial instability and fracture of sandy rocks // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 1. – P. 35–42.
11. New technology of the electric centrifugal pump protection against the influence of mechanical admixtures / V.S. Verbitskiy [et al.] // Neftyanoye uslovanie. – 2007. – № 12. – P. 78–79.
12. Improvement of the hydro–jet method of oil extraction / V.M. Gargat [et al.] // Nauka. New generation. Success: Proceedings of the II International Scientific–Practical Conference (April, 17, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – V. 1. – P. 95–101.
13. Grishin D.V., Petukhov A.V., Petukhov A.A. Analysis of Factors Causing Processes of Destruction of Bottomhole Zones of Gatchina UGS Wells and Forecast of Sand Seepages // Notes of the Mining Institute. – 2010. – V. 188. – P. 207–213.
14. Gulumyan E.K., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of methods and technologies to combat sand–outs in the fields of the Krasnodar region // Abstracts of the 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014» (14–16 April 2014, Moscow). Section 2 Development of oil and gas fields. Well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 45.
15. Dubovik Yu.N. Structure, lithological composition and formation conditions of productive deposits of the Yakovlevskaya Formation in the Tagul oil-gas-condensate field (Krasnoyarsk Territory) / scientific supervisor. N.M. Nedolivko // Problems of geology and subsurface development: Proceedings of the XXI International symposium of students and young scientists named after Academician M.A. Usov, devoted to the 130th anniversary of Professor M.I. Kuchin (April 3–7, 2017, Tomsk): in 2 volumes. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Press, 2017. – V. 1. – P. 240–241.
16. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovsky [et al.] // REFERATOTECH: materials II International Scientific-Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2022. – VOL. 2. – P. 17–22.
17. Efficiency of application of geological and technical measures in the development of deposits / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : Proceedings of the International Scientific–Practical Conference (June, 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – P. 175–181.
18. Savenok O.V., Kusova L.G. Extraction of hydrocarbon raw materials in the diversification of world energy systems // Innovative Technologies in Building Materials and Structures: Proceedings of the International Symposium (27–28 November 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Architecture and Construction Institute. – P. 306–316.
19. Solving the problem of sand–outs in the water wells of the Vankor field / A.A. Semyonov [et al.] // Gas Industry. – 2012. – № 2. – P. 18–21.
20. Solovjev V.A., Zagrivniy E.A. Mobile complex for cleaning of bottomhole zones // Notes of the Mining Institute. – 2008. – V. 178. – P. 150–153.
21. Tananykhin D.S., Petukhov A.V., Shagiakhmetov A.M. Chemical method of anchoring weakly-cemented sandstones in production wells of underground gas reservoirs // Notes of the Mining Institute. – 2013. – V. 206. – P. 107–111.
22. Topolnikov A.S., Litvinenko K.V., Ramazanov R.R. Integrated approach to designing a system of mechanized oil production in conditions of removal of mechanical impurities // Engineering Practice. – 2010. – № 2. – P. 84–89.
23. Sharypova D.D., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Development of technologies to prevent and limit sand seepage on the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum–Contest of young scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – St. Petersburg: National Mineral Resources University «Gorny», 2014. – P. 180.
24. Shashkin M.A. Protection methods used in TPP «Langepasneftegaz» to reduce the negative impact of mechanical impurities on the operation of hydraulic oil recovery unit // Engineering Practice. 2010. – № 2. – P. 26–30.



УДК 622.276.6

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### ANALYSIS OF METHODS FOR ENHANCED OIL RECOVERY AT DEPLETED FIELDS

**Кузнецов Вячеслав Алексеевич**

кандидат технических наук, доцент,  
старший научный сотрудник,  
НИИ Геотехнологические проблемы нефти,  
газа и химия,  
viateslav@mail.ru

**Шмончева Елена Евгеньевна**

кандидат технических наук, доцент,  
зав. Лабораторией,  
НИИ Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия,  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

**Аннотация.** Современная нефтяная промышленность постоянно ищет альтернативные способы увеличения извлечения углеводородов из пласта. Традиционные методы приносят результат, но, как правило, малоэффективны.

В этой статье обсуждаются акустические и ультразвуковые методы воздействия на пласты истощенного месторождения для повышения нефтеотдачи продуктивного пласта. Рассматривается способ воздействия на истощенные пласты с помощью многокаскадной системой усилителей создающих интерференцию ультразвуковых волн.

**Ключевые слова:** методы воздействия, увеличение дебита, акустические волны, ультразвуковое воздействие, призабойная зона, продуктивный пласт.

**Kuznetsov Vyacheslav Alekseevich**

PhD., Assistant professor,  
Senior Researcher,  
Research Institute Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry  
viateslav@mail.ru

**Shmoncheva Yelena Yevgenievna**

PhD., Assistant professor,  
Head laboratory,  
Research Institute Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry,  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

**Annotation.** The modern oil industry is constantly looking for alternative ways to increase the recovery of hydrocarbons from the reservoir. Traditional methods bring results, but, as a rule, are ineffective.

This article discusses acoustic and ultrasonic methods of influencing the reservoirs of a depleted field to enhance the oil recovery of a productive reservoir. A method of influencing depleted formations with the help of a multi-stage system of amplifiers creating interference of ultrasonic waves is considered.

**Keywords:** stimulation methods, production rate increase, acoustic waves, ultrasonic treatment, bottomhole zone, reservoir.

Как известно, фильтрационные течения в горных породах определяются их микротрещиноватой пористой структурой, причем решающую роль играют действующие на породу напряжения, которые могут приводить как к увеличению проницаемости, так и к ее необратимому снижению. Растрескивание, разрыхление породы и, соответственно, необратимое повышение проницаемости может быть вызвано запасенной самой природой упругой энергией – горным давлением и пластовым флюидным давлением, реализующим направленную разгрузку пласта.

Значительный акцент делается на увеличение дебита скважины по нефти методами, воздействующими только на призабойную зону добывающей скважины, а не на весь продуктивный пласт, к таким методам относятся следующие методы и методы активного воздействия.

Один из них, метод обработки забоя пласта, заключается в одновременном акустическом и пневматическом воздействии с помощью акустических и пневмоимпульсных излучателей, поочередно размещаемых в скважине в интервале обработки пласта. Диапазоны их работы разделены оберткой. При этом эмиттеры открываются синхронно и периодически сбрасывают накопленный газ в рабочие диапазоны. Совместное распространение высокочастотных и низкочастотных волн давления увеличивает радиус воздействия. При этом происходит увеличение плотности в области низкочастотного волнового сжатия и появляется сеть трещин на большой глубине (Сертификат класса 1413241. Е 21 Б 43/25, 1988).

Известен еще один способ акустического воздействия на призабойную зону скважины, включающий процессы преобразования амплитуды излучаемых акустических колебаний в продуктивные пласты с помощью пьезодатчика гидравлического давления, установленного вблизи акустического излучателя, и его последующую настройку. частота вибрации, при которой достигается максимальная амплитуда излучения (Патент РФ 2053604, кл. Е 21 Б 43/25, 1995).

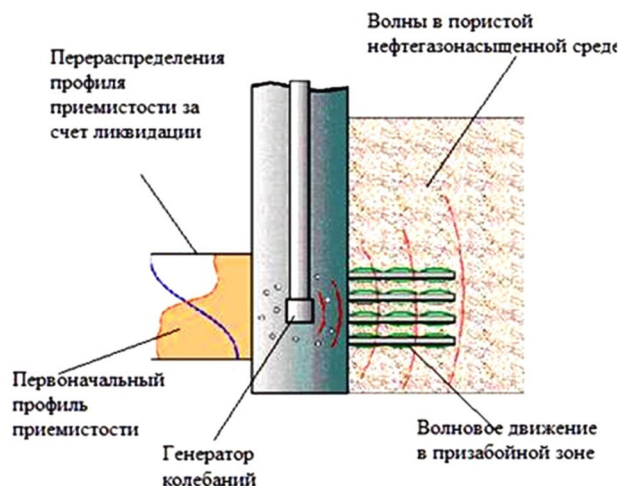
При сравнении технического оснащения предлагаемых методов предпочтение можно отдать методу акустического излучателя с последующей регулировкой частоты колебаний, при которой достигается максимальная амплитуда излучения.

Устройства, возбуждающие акустические волны, используются для создания низкочастотных возбуждений, подобных тем, которые используются при разведке нефтяных месторождений.



Известный способ ультразвукового воздействия на добычу нефти и устройство для его осуществления предусматривают размещение внутрискважинного аппарата, соединенного с поверхностным источником, в скважине на рабочей глубине и возбуждение упругих колебаний различной частоты. При этом удаляются загрязняющие продукты из призабойной зоны нефтяного пласта и способствуют добыче нефти за счет периодического воздействия на призабойную зону полем упругих колебаний ультразвукового диапазона в постоянном режиме и воздействия на нее импульсного акустического воздействия. Низкая частота. Одновременное удаление продуктов загрязнения из призабойной зоны нефтяного пласта. В установленном режиме импульс осуществляют высокочастотными колебаниями ультразвукового диапазона 16–25 кГц, а в импульсном режиме импульс проводят частотой 1–50 Гц. Конструктивно устройства для интенсификации добычи нефти представляют собой три основных устройства: ультразвуковой генератор, забойный акустический излучатель и струйный насос (Патент РФ RU0002630012).

На рисунке 1 представлена схема применения гидроакустического устройства в призабойных зонах скважин.



**Рисунок 1** – Схема применения гидроакустического устройства на забое скважины (для точности показана нагнетательная скважина)

Для усиления ультразвукового сигнала, воздействующего не только на призабойную область, но и на весь продуктивный пласт, как принято, применяют одноступенчатые или многоступенчатые усилители.

Однокаскадные ультразвуковые усилители выполняют следующие основные функции: 1) усиление передаваемых сигналов; 2) частотная селекция сигналов; 3) Автоматическая или программная регулировка амплитуд сигналов.

Многокаскадный усилитель можно рассматривать как набор последовательно соединенных однокаскадных усилителей.

Если рассматривать многокаскадную усилительную систему как систему генерации когерентных и интерференционных волн, которой можно управлять в зависимости от напряженно-деформированного состояния породы в истощенном нефтяном пласте, то можно повысить нефтеносность, восстановление всего поля.

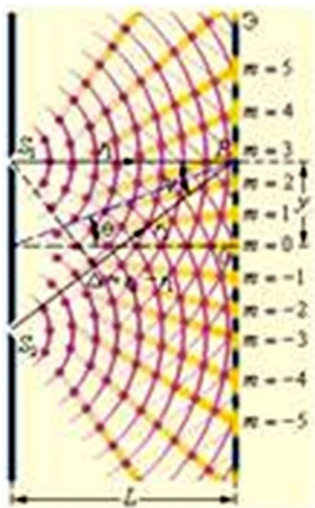
На рисунке 2 показан способ получения когерентных волн в многокаскадном усилителе, обеспечивающем усиление интерференционных волн.

На рисунке 3 показан способ воздействия на истощенное месторождение с помощью многокаскадной системой усилителей создающих интерференцию ультразвуковых волн для повышения нефтеотдачи продуктивного пласта.

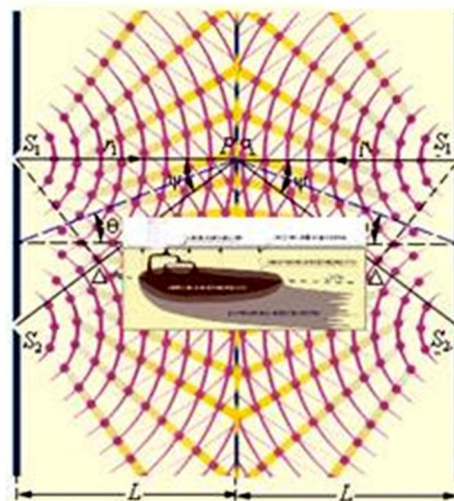
Особенно это важно в анизотропных породах, где скорость затухания ультразвуковых волн проявляется в значительной степени. Это объясняется неоднородной плотности горной породы и разнонаправленной ее напряженно деформированного состояния [6].

Поэтому в обязательном порядке необходимо проводить усиления энергии ультразвукового сигнала за счет подбора каскада усилителей, отрегулированных на одну частоту и расчетную амплитуду ультразвуковой волны.

Как видно из рисунка 3 ультразвуковыми волнами пронизан весь истощенный нефтяной пласт, многокаскадные усилители расположены в строго определенном положении на расчетном расстоянии и работающие с одной фазово-частотной характеристикой. Регулировка осуществляется всеми каскадными усилителями одним блоком управления. Перед началом работы однокаскадные усилители настраиваются на одну волну. При работе всех многокаскадных усилителей происходит интерференция ультразвуковых волн, повышающих в разы волновую энергию, воздействующие на продуктивный истощенный пласт. В результате повышаются фильтрационные свойства истощенного нефтяного пласта.



**Рисунок 2** – Способ получения когерентных волн в многокаскадном усилителе, обеспечивающем усиление интерференционных волн  $S_1$  и  $S_2$  одинаковы



**Рисунок 3** – Способ воздействия на истощенное месторождение с помощью многокаскадной системой усилителей создающих интерференцию ультразвуковых волн для повышения нефтеотдачи продуктивного пласта

**Список литературы:**

1. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. – М. : ОАО «ВНИОЭНГ», 2008. – 80 с.
2. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и переработки нефтешламов. – М. : НИИ ИЭП, 2019. – 412 с.
3. Факторы, влияющие на эффективность при ультразвуковом воздействии на прискважинную зону пластов Самотлорского месторождения / Г.Т. Апасов [и др.] // Наука и ТЭК. – 2012. – № 6. – С. 17–20.
4. Пат. № 2521094 РФ. Скважинный акустический прибор. – Приоритет от 10.04.2013; опублик. 27.06.2014.
5. Пат. № 10253601 США. Скважинный акустический прибор для обработки призабойной зоны нефтяных и газовых пластов». – Приоритет от 30.03.2017; опублик. 09.04.2019.
6. Кузнецов В.А., Джаббарова Г.В., Исмаилов Ф.Н. Математическая модель пространственной траектории движения долота с учетом анизотропии породы // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 329–331.

**List of references:**

1. Dyblenko V.P. Wave methods of impact on oil reservoirs with hard-to-recover reserves. Review and classification. – M. : JSC VNIOENG, 2008. – 80 p.
2. Mullakaev M.S. Ultrasonic intensification of processes of oil extracting and refining, oil-contaminated water treatment and oil sludge processing. – M. : NII IEP, 2019. – 412 p.
3. Factors affecting the efficiency of ultrasonic impact on the near-wellbore zone of the Samotlorskoye field / G.T. Apasov [etc.] // Science and Fuel and Energy Complex. – 2012. – № 6. – P. 17–20.
4. Patent № 2521094 of the Russian Federation. Well acoustic device. – Priority 10.04.2013; published 27.06.2014.
5. U.S. Patent No. 10253601. Wellbore acoustic device for bottomhole zone treatment of oil and gas reservoirs. – Priority 30.03.2017; Publ. 09.04.2019.
6. Kuznetsov V.A., Dzhabbarova G.V., Ismailov F.N. Mathematical model of the spatial trajectory of the bit movement taking into account rock anisotropy // Bulatov Readings. – 2021. – V. 1. – P. 329–331.



УДК 622.276.1

## О МОДЕЛИРОВАНИИ ВОДОХРАНИЛИЩ В УСЛОВИЯХ ВОДОПРИВОДНОГО РЕЖИМА

### ABOUT RESERVOIR MODELING UNDER WATER DRIVE MODE CONDITIONS

**Мамедов Рамиль Мухтар**

студент-докторант,  
младший инженер-исследователь,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»  
oilman25@mail.ru

**Султанова Арзу Вагиф**

студент докторантуры,  
младший инженер-исследователь,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»  
arzu-sultanova@rambler.ru

**Аннотация.** Моделирование пластов в нефтедобыче является стандартной операцией для решения проблем разработки пластов [1]. Технология моделирования пластов постоянно совершенствуется, предлагаются новые модели для более сложных процессов разработки. Это искусство сочетания физики, математики, технологии добычи нефти и компьютерных программ для разработки моделей, позволяющих прогнозировать поведение углеводородных коллекторов и определять способы повышения конечной нефтеотдачи при различных эксплуатационных стратегиях [2].

**Ключевые слова:** моделирование, дебит, давление, геометрический фактор, сетка, метод IMPES.

**Mammadov Ramil Mukhtar**

Doctoral Student,  
Junior Research Engineer,  
Scientific Research Institute  
«Geotechnological Problems of Oil,  
Gas and Chemistry»  
oilman25@mail.ru

**Sultanova Arzu Vagif**

Doctoral Student,  
Junior Research Engineer,  
Scientific Research Institute  
«Geotechnological Problems of Oil,  
Gas and Chemistry»  
arzu-sultanova@rambler.ru

**Annotation.** Reservoir modeling in oil production is the standard operation for solving problems in the development of reservoirs. [1]. Reservoir modeling technology is constantly being improved, new models are being offered for more complex development processes. It is the art of combining physics, mathematics, oil production technology, and computer programs to develop models to predict the behavior of hydrocarbon reservoirs and determine how to enhance the ultimate oil recovery in various operational strategies [2].

**Keywords:** modelling, production rate, pressure, geometrical factor, grid, IMPES method.

Conventional reservoir development forecasting methods can be divided into three categories: by analogy, experimental and mathematical methods.

Methods by analogy are used in predicting the development of oil deposits that have similar geological characteristics.

Experimental methods are applied to determine the physical characteristics (e.g. flow rate, pressure or saturation) from a laboratory model and the results of the studies refer to the entire oil reservoir.

Finally, mathematical methods use equations to predict reservoir development [3].

Reservoir modeling is usually performed in several stages:

1. It is necessary to establish the objectives of the study. The first step in a successful simulation study is the understanding of clear and achievable goals that are consistent with the available field data, as well as to define the main modeling strategy, identify the resources available to do so, and determine the outcome of the study.

2. Get and check all the data of the formation. After the objectives of the study have been determined, field information is collected on the dynamics of oil, liquid, etc. Only the data necessary to build the model is needed, because including unnecessary additional details leads to a distorted model.

3. Build a reservoir model. After all the necessary data is collected and verified, then the model is built. In this step, the reservoir under study is divided into grid blocks, and reservoir properties such as porosity, permeability, and pay thickness are plotted on these grid cells. Grid cells can have different reservoir properties, but within a grid cell, the reservoir properties are assumed to be uniform. Since different cells may have different properties, areal and vertical trends in the data can be included in the model. At this stage of the study, all study data is scaled for mesh simulation.

4. Adaptation of the reservoir model. Once a model is built, it must be validated to the actual field development data available, as much of the data in a typical model is unknown, but for some it is the result of engineering interpretation. While these interpretations are usually better than the available data, they are subjective and subject to change.

5. Forecasting. The last step in the modeling process is the forecasting stage, which evaluates, analyzes and predicts various parameters and development systems [3, 4].



The field and its model differ for the following reasons:

1. The input data is questionable. Measurements of any kind are subject to error. For example, the determination of permeability by the core impregnation method gives a series of values centered around an average. Deciding which of the available measurements are sufficient to calculate the average permeability and which of them reflect the real permeability is the main task. One of the main most time-consuming parts of modeling is the collection of all kinds of data and the assessment of their reliability. This often takes much more time than the direct creation of a hydrodynamic model. If the input data is presented with sufficient accuracy, then the model predicts the development of the reservoir well and behaves in the same way as the field, although there may not be a superficial similarity between the model and the field conditions.

2. Geological-physical, capacitive and filtration characteristics of the deposit may be unknown. Well data provides information about the drainage zone and general information about the characteristics of the field at some distance from this zone. Seismic data provide additional information about the structure. All other geological information is either assumed or extrapolated

3. Fluid simulation may not be suitable for modeling some processes. All hydrodynamic models are discrete numerical models approaching a continuous system. The diffusion equation on which the simulation is based is a non-linear partial differential equation that can only be directly solved by the program for very simple models. Instead, an approximation in the form of linear differential equations is solved. For example, differential equations are not applicable to highly compressible fluids, so they cannot describe in detail the movement of free gas at sufficiently high pressures, typically starting at about 3500 psia. This is typical of well inflow from the grid cells they are associated with, in which case a choice of equation for inflow calculation is provided.

4. The hydrodynamic model introduces certain formulations that modify the performance of the model. All hydrodynamic modeling programs represent a field and wells as a set of points capable of producing, receiving, and containing fluids. These points represent large and complex objects, and the method by which field properties are averaged to create properties at individual points defines the extent to which the model's performance changes. For example, one cell of the hydrodynamic simulation grid can be at a depth of 3 km, have one porosity value, three X, Y, and Z permeability values, net-to-gross values, and a set of relative permeability and capillary pressure curves. These cells are perceived by the program as points. In simulation, the fluid will flow through the grid cells in the same way as through the rock, if all of the above properties are averaged and/or coarsened so that all flow characteristics are preserved. To do this, there is a procedure known as upscaling and its essence is to eliminate errors due to the discretization of the field.

Although modeling is the most comprehensive method for predicting the condition of oil reservoirs, it will not replace the classical engineering approach to reservoir development. A well-conducted simulation study will always use the results of study materials from several classical methods. For example, in the reservoir characterization phase of the simulation study, pressure build-up analysis is the preferred method for obtaining permeability. During development, the material balance method can be used to obtain information on water cut and aquifer size.

In an oil-water system, it can be assumed that there are two liquid components as well as two phases. Oil and water are considered immiscible components, so there is no mass transfer between the oil and water phases. In addition, it is assumed that the flow is isothermal and the phases are in a state of thermodynamic equilibrium.

The flow equation for an oil-water system using the IMPES (implicit pressure-explicit saturation) method in its final form is

$$\begin{aligned} & \sum_{m \in \psi_n} \left( \beta_{o_n}^{n+1} T_{o_n,m}^n + \beta_{w_n}^{n+1} T_{w_n,m}^n \right) p_{o_n}^{n+1} - \left[ \left( \beta_{o_n}^{n+1} C_{op_n} + \beta_{w_n}^{n+1} C_{wp_n} \right) + \sum_{m \in \psi_n} \left( \beta_{o_n}^{n+1} T_{o_n,m}^n + \beta_{w_n}^{n+1} T_{w_n,m}^n \right) \right] p_{o_n}^{n+1} = \\ & = - \left[ \left( \beta_{o_n}^{n+1} C_{op_n} + \beta_{w_n}^{n+1} C_{wp_n} \right) p_{o_n}^n \right] - \left( \beta_{o_n}^{n+1} q_{osc_n}^n + \beta_{w_n}^{n+1} q_{wsc_n}^n \right) + \\ & + \sum_{m \in \psi_n} \beta_{w_n}^{n+1} T_{w_n,m}^n \Delta_m P_{cow}^n + \sum_{m \in \psi_n} \left( \beta_{o_n}^{n+1} T_{o_n,m}^n \bar{\gamma}_{o_n,m}^n + \beta_{w_n}^{n+1} T_{w_n,m}^n \bar{\gamma}_{w_n,m}^n \right) \Delta_m z \end{aligned} \quad (1)$$

Phase saturation equation:

$$S_o + S_w = 1, \quad (2)$$

where  $S_o$  – oil saturation, fractions of units;  $S_w$  – water saturation, fractions of units;  $P_{cow}$  – capillary pressure in the oil-water system, psi;  $T_{o_n,m}^n$  – oil conductivity, STB/D.psi;  $T_{w_n,m}^n$  – water conductivity, STB/D.psi, and capillary pressure:

$$P_{cow}(S_w) = p_o - p_w = f(S_w), \quad (3)$$

$$S_w^{n+1} = S_w^{n+1} + \frac{1}{C_{ww_n}} \left\{ \sum_{m \in \psi_n} \left[ T_{w_n,m}^n \left( \Delta_m P_o^{n+1} - \Delta_m P_{cow}^n - \bar{\gamma}_{w_n,m}^n \Delta_m z \right) \right] - C_{wp_n} \left( p_{o_n}^{n+1} - p_{o_n}^n \right) + q_{wsc_n}^n \right\}, \quad (4)$$





$$T_{w_{n,m}}^n = G_{n,m} \left( \frac{1}{\mu_w \beta_w} \right)_{n,m}^n (k_{rw})_{n,m}^n, \tag{5}$$

$$T_{o_{n,m}}^n = G_{n,m} \left( \frac{1}{\mu_o \beta_o} \right)_{n,m}^n (k_{ro})_{n,m}^n, \tag{6}$$

$$G_{n,m} = \beta_c \frac{k_x A_x}{\Delta x}, \tag{7}$$

where  $k_{ro}$  – relative permeability for oil, fractions of units;  $k_{rw}$  – relative permeability for water, fractions of units;  $\mu_o$  – oil viscosity, cp;  $\mu_w$  – water viscosity, cp;  $\beta_o$  – oil volume factor, bbl/STB;  $\beta_w$  – water volume factor, bbl/STB;  $G$  – geometrical factor;  $k_x$  – permeability in X-direction, md;  $A_x$  – block cross-sectional area in the X-direction, ft<sup>2</sup>

Geometric factors,  $G$  for an anisotropic porous medium and for irregular rectangular distribution grid blocks are given in Table 1 [3].

**Table 1** – Geometric Factors in Rectangular Grid

Direction	Geometrical factor
X	$G_{x_{i,j,k \pm 1/2}} = \frac{2\beta_c}{\Delta x_{i,j,k} / (A_{x_{i,j,k}} k_{x_{i,j,k}}) + \Delta x_{i \pm 1,j,k} / (A_{x_{i \pm 1,j,k}} k_{x_{i \pm 1,j,k}})}$
Y	$G_{y_{i,j,k \pm 1/2}} = \frac{2\beta_c}{\Delta y_{i,j,k} / (A_{y_{i,j,k}} k_{y_{i,j,k}}) + \Delta y_{i,j \pm 1,k} / (A_{y_{i,j \pm 1,k}} k_{y_{i,j \pm 1,k}})}$
Z	$G_{z_{i,j,k \pm 1/2}} = \frac{2\beta_c}{\Delta z_{i,j,k} / (A_{z_{i,j,k}} k_{z_{i,j,k}}) + \Delta z_{i,j,k \pm 1} / (A_{z_{i,j,k \pm 1}} k_{z_{i,j,k \pm 1}})}$

Checking the material balance in multi-phase flows is carried out for each component in the system. Each component, oil and water is contained in system, therefore:

$$I_{MB} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left[ \left( \frac{\phi S_p}{\beta_p} \right)_n^{n+1} - \left( \frac{\phi S_p}{\beta_p} \right)_n^n \right]}{\sum_{n=1}^N \left[ q_{psc,n}^{n+1} + \sum_{l \in v} q_{pscl,n}^{n+1} \right]}. \tag{8}$$

**Conclusion**

The general equation of multi-dimensional single-phase filtration is given. A model of motion in the oil-water system is presented, all of the above boundary conditions are considered. To solve the model equation, the IMPES solution method can be used to obtain linear flow equations.

The system of linear equations for all blocks can be solved using any solution method (for example, the Thomas algorithm) to obtain a solution for one-time step.

**List of references:**

1. Abasov M.T., Dzhahalov G.I., Azimov E.Kh. Filtration processes and identification of parameters in multilayer deposits. – Baku : Nafta-Press, 2008. – 301 p.
2. Abou Kassem J.H., Farouq Ali S.M. and Rafiq Islam M. Petroleum reservoir simulation a basic approach. – Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 2006.
3. Ertekin T., Abou Kassem J.H. and King G.R. Basic applied reservoir simulation. – Texas : SPE, Richardson, 2001.
4. Said Eisa. Numerical reservoir simulation study for some Egyptian gas fields : PhD dissertation, AlAzhar university. – Cairo, Egypt, 2005.



УДК 622.276.1

## ДВУМЕРНАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕЛЕТУЧЕЙ НЕФТИ

## TWO-DIMENSIONAL HYDRODYNAMIC MODEL OF NON-VOLATILE OIL

### Мамедов Рамиль Мухтар

студент-докторант,  
младший инженер-исследователь,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»  
oilman25@mail.ru

### Султанова Арзу Вагиф

студент докторантуры,  
младший инженер-исследователь,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»  
arzu-sultanova@rambler.ru

**Аннотация.** Многие задачи, связанные с оценкой потенциала и оптимизацией работы нефтяных и газовых скважин, требуют учета течения многофазного потока в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве. Успешное решение этих задач требует использования современных методов расчета характеристик многофазного потока в стволе скважины.

Для достижения оптимальной стратегии в современной теории и практике разработки нефтяных месторождений необходимо проводить прогнозные расчеты добычи нефти на многомерных, многофазных моделях пласта.

**Ключевые слова:** модель, многофазный поток, индекс, метод IMPES, насыщенность, фазовая проводимость, сетка-блок.

### Mammadov Ramil Mukhtar

Doctoral Student,  
Junior Research Engineer,  
Scientific Research Institute  
«Geotechnological Problems of Oil,  
Gas and Chemistry»  
oilman25@mail.ru

### Sultanova Arzu Vagif

Doctoral Student,  
Junior Research Engineer,  
Scientific Research Institute  
«Geotechnological Problems of Oil,  
Gas and Chemistry»  
arzu-sultanova@rambler.ru

**Annotation.** Many tasks related to potential assessment and performance optimization of oil and gas wells require taking into account the flow of multi-phase flow in the casing string, tubing and annulus.

Successful solution of these problems requires the use of modern methods for calculating the characteristics of a multiphase flow in a wellbore.

To achieve the best strategy in modern theory and practice of oil field development, it is necessary to perform predictive calculations of oil production on multi-dimensional, multi-phase reservoir models.

**Keywords:** model, multiphase flow, index, IMPES method, saturation, phase conductivity, grid-block.

For the development of gas and gas-oil fields using horizontal wells, analytical calculation methods are required to determine the parameters of wells and the layers they penetrate [4]. One of the main problems here is the justification and choice of the technological mode of well operation.

The process of mathematical modeling – the study of an object using a mathematical model - can be divided into four interrelated stages [1–3]:

1. Formulating in mathematical terms the laws that describe the behavior of an object;
2. Solution of the direct problem, i.e. obtaining by studying the model of output data for further comparison with the results of observations of the modeling object;
3. Adaptation of the model based on the results of observation, solving inverse problems, i.e. identifying characteristics of the model that were left undefined;
4. Analysis of the model, its modernization as new information about the object under study is accumulated, a gradual transition to a new, more advanced model [5, 6].

However, instead of obtaining a formula, we find solutions to simpler equations in the form of tables of numerical values, each of which refers to discrete points in space and time within the region. This is called a numerical solution [7].

To see what is included in the design of such a model, we reduce the reservoir and consider it as one of many within the reservoir boundaries, each of which is adjacent to the surrounding ones. Schematically, such a layer can be represented as follows (Fig. 1).

The system of material balance equations for each block constitutes a mathematical model of the reservoir. By segmenting the reservoir into a system of small blocks, it is possible to take into account the values of the properties of each rock and, thus, take into account the heterogeneity of the reservoir and its anisotropy.

The spatial change in the parameters of fluid properties can be divided into separate blocks and zones of the entire system. To describe the operation of wells, we add the appropriate source for injection or for withdrawal, terms to the conservation equation for the block in which the well operates.

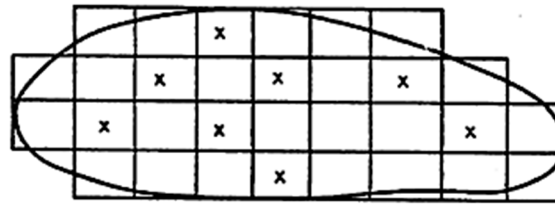


Figure 1 – Reservoir grid

The blocks labeled «x» in Figure 1 are well blocks and the material balance equations have been modified for them. Since filtration through the internal boundaries of the block is allowed, one can also trace the movements of the fluid front, monitor changes in gas/oil, water/oil contacts, and determine dynamic changes in saturation and pressure distributions.

In a numerical model, one can take two or more adjacent formations, determine rock properties, and allow flow from one block to another through adjacent faces. This constitutes a one-dimensional (1D) reservoir model. Similarly, this process can be extended to reservoirs where rock and filtration changes are allowed in more than two and three dimensions, giving rise to the 2D and 3D models [8].

It is assumed that during isothermal flow, the fluids in the reservoir are at a constant temperature and in a state of thermodynamic equilibrium. In this case, the dependences of PVT (pressure - volume - temperature) are presented as functions of the dependence of volumetric coefficients on pressure:

$$B_o = \frac{(V_o + V_{go})_{rc}}{(V_o)_{stc}} = f(p_o), \tag{1}$$

$$B_w = \frac{(V_w)_{rc}}{(V_w)_{stc}} = f(p_w), \tag{2}$$

$$B_g = \frac{(V_g)_{rc}}{(V_g)_{stc}} = f(p_g), \tag{3}$$

Mass transfer between the oil and gas phases is described by the solubility coefficient:

$$R_{so} = \left( \frac{V_{go}}{V_o} \right)_{stc} = f(p_o), \tag{4}$$

Fluid density and pore volume are expressed as a function of pressure using an explicit or implicit equation of state.

In equations (1) – (4) the following notations are accepted:

$f$  – Phase index (o – oil, w – water, g – gas);  $P_f$  is the pressure in the  $f$ -th phase;  $B_f$  is the volume factor of the  $f$ -th phase;  $V_f$  is the volume occupied by a fixed mass of the oil, water, gas component;  $V_{gf}$  is the volume occupied by a fixed mass of the dissolved gas component in water or oil;  $stc$  are normal (standard) conditions on the surface;  $rc$  – reservoir conditions;  $R_{sa}$  – coefficient of solubility of gas in oil;  $t$  is time.

The non-volatile oil equation is a system of equations that combines the Darcy equation of motion and the fluid mass conservation equation. The equation of motion (filtration rate) is described by Darcy's law:

$$u_f = -\frac{k_{rf} k}{\mu_f} (\nabla p_f - \gamma_f \nabla h), \tag{5}$$

where  $\nabla = \frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z}$ .

The initial system of differential equations for the conservation of mass, taking into account equation (5), which describes a three-phase three-dimensional flow of fluid in a porous medium, has the form:

Oil: 
$$(\lambda_o \nabla p_o - \gamma_o \nabla h) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi s_o}{B_o} \right) + q_o, \tag{6}$$

Water: 
$$(\lambda_w \nabla p_w - \gamma_w \nabla h) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi s_w}{B_w} \right) + q_w, \tag{7}$$



Gas: 
$$\nabla \left[ \left( R_s \lambda_o \nabla p_o - \gamma_o \nabla h \right) + \left( \lambda_g \nabla p_g - \gamma_g \nabla h \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi R_s s_o}{B_o} + \frac{\phi s_g}{B_g} \right) + R_s q_o + q_g, \quad (8)$$

where 
$$\lambda_{fo} = \frac{k k_{rf}}{\mu_f B_f}$$

For a closed system (5-8), three additional relations are introduced:

$$s_o + s_w + s_g = 1, \quad (9)$$

$$P_{cow} = p_o - p_w = f(s_w, s_g), \quad (10)$$

$$P_{cog} = p_g - p_o = f(s_w, s_g), \quad (11)$$

Notations in (5–11):

$f$  – Phase index ( $o$  – oil,  $w$  – water,  $g$  – gas);  $k$  is the absolute permeability tensor of the porous medium;  $k_{rf}$  is the relative permeability for the  $f$ -th phase;  $\lambda_f$  is fluid mobility;  $B_f$  is the volume factor;  $\gamma_f$  is the specific gravity;  $h$  – depth relative to sea level, counting down the vertical;  $q_f$  is the flow rate of the  $f$ -th phase, produced from a unit reservoir volume per unit time;  $S_f$  – reservoir saturation with the  $f$ -th phase;  $R_{so}$  is the coefficient of gas solubility in oil (water);  $p_f$  is the pressure in the  $f$ -th phase;  $P_{cgo}$  is the capillary pressure in the oil-gas system;  $P_{cow}$  – capillary pressure in the oil-water system;  $U_f$  is the flow rate of the  $f$ -th phase;  $\Phi$  – porosity;  $t$  is time.

For a complete formulation of the mathematical model, the original system of equations (5–11) must be supplemented with equations of state (PVT data).

The main solution methods for the multiphase flow equation are Simultaneous Solution (SS), Implicit Pressure – Explicit Saturation (IMPES), Sequential Solution (SEQ) [9]. These methods can be used to solve the equation describing one-dimensional, two-dimensional, three-dimensional, two-phase ( $l = 2$ ) and three-phase ( $l = 3$ ) flow problems.

The goal of the IMPES (Implicit Pressure-Explicit Saturation) method [10, 11, 12] is to obtain the pressure equation for each grid cell by combining all the flow equations to eliminate the unknown saturation. To do this, the capillary pressure and conductivity must be explicitly estimated (in time layer  $n$ ) or at the old iterative level  $k$  we use explicit processing. Therefore, the pressure equation is written for each cell of the grid  $n = 1, 2 \dots, N$ , and the resulting equations of the system are solved, either directly or iteratively. For pressure distribution in the oil phase, the second step in the IMPES method involves an explicit solution for the unknown saturation.

Equation (12) represents the final form for multiphase reservoir flow.

The pressure equation for the three-phase fixed oil model (12) is general because it reduces to the pressure equation for the oil/water and oil/gas flow models.

$$\begin{aligned} & \sum_{m \in \Psi_n} \left\{ \left( B_o - R_s \quad B_g \right)_n^{n+1} T_{On,m}^n + B_{W_n}^{n+1} T_{Wn,m}^n + B_{G_n}^{n+1} \left[ T_{Gn,m}^n + \left( T_o \quad R_s \right)_{n,m}^n \right] \right\} P_{Om}^{n+1} \\ & - \left[ \left( B_o - R_s \quad B_g \right)_n^{n+1} C_{Op_n} + B_{W_n}^{n+1} C_{Wp_n} + B_{G_n}^{n+1} C_{Gp_n} \right. \\ & \left. + \sum_{m \in \Psi_n} \left\{ \left( B_o - R_s \quad B_g \right)_n^{n+1} T_{On,m}^n + B_{W_n}^{n+1} T_{Wn,m}^n + B_{G_n}^{n+1} \left[ T_{Gn,m}^n + \left( T_o \quad R_s \right)_{n,m}^n \right] \right\} P_{Om}^{n+1} \right] \\ & = - \left[ \left( B_o - R_s \quad B_g \right)_n^{n+1} C_{Op_n} + B_{W_n}^{n+1} C_{Wp_n} + B_{G_n}^{n+1} C_{Gp_n} \right] P_{Om}^n \\ & - \left[ \left( B_o - R_s \quad B_g \right)_n^{n+1} q_{OSC_n}^n + B_{W_n}^{n+1} q_{WSC_n}^n + B_{G_n}^{n+1} q_{GSC_n}^n \right], \quad (12) \end{aligned}$$



where  $\Psi_n$  – the system of near blocks is connected to the grid cell  $n$  in a natural order;  $m$  is a member of the set cell of the grid  $\Psi_n$ ;  $B_o$  is the oil volume factor;  $B_w$  is the volumetric coefficient of water;  $B_g$  is the volumetric coefficient of the gas;  $R_s$  – gas solubility:  
and

$$T_{lx} = \beta_c \frac{K_x A_x K_{rl}}{\Delta x \mu_l B_l}, \quad (13)$$

where  $l$  – oil, water or gas;  $T_{on,m}$  – phase conductivity of oil between grid-block  $n$  and  $m$ ;  $T_{wn,m}$  is the phase conductivity of water between the grid-block  $n$  and  $m$ ;  $T_{gn,m}$  is the phase conductivity of the gas between the grid-block  $n$  and  $m$ ;  $P_o$  – pressure,

where:

$$C_{op} = \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left[ \frac{\phi'}{B_o^n} + \phi^{n+1} \left( \frac{1}{B_o} \right)' \right] (1 - S_w^n - S_g^n), \quad (14)$$

$$C_{wp} = \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left[ \frac{\phi'}{B_w^n} + \phi^{n+1} \left( \frac{1}{B_w} \right)' \right] S_w^n, \quad (15)$$

and

$$C_{gp} = \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left( \left[ \left[ \frac{\phi'}{B_o^n} + \phi^{n+1} \left( \frac{1}{B_o} \right)' \right] R_s^n + \left( \frac{\phi}{B_o} \right)^{n+1} R_s' \right] * (1 - S_w^n - S_g^n) + \left[ \frac{\phi'}{B_g^n} + \phi^{n+1} \left( \frac{1}{B_g} \right)' \right] S_g^n \right), \quad (16)$$

where  $C_{op}$  – coefficient  $\Delta t p_o$  during oil expansion;  $C_{wp}$  – coefficient  $\Delta t p_o$  at water expansion;  $C_{gp}$  – coefficient  $\Delta t p_o$  during gas expansion

$$S_w^{n+1} = S_w^n + \frac{1}{C_{wwn}} * \left\{ \sum_{m \in \Psi_n} \left[ T_{wn,m}^n (\Delta_m P_o^{n+1}) \right] - C_{wpn} (P_{on}^{n+1} - P_{on}^n) + q_{wscn}^n \right\}, \quad (17)$$

where  $S_w$  – water saturation;  $C_{ww}$  – coefficient  $\Delta t S_w$  for water expansion:

$$C_{ww} = \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left( \frac{\phi}{B_w} \right)^{n+1}, \quad (18)$$

where  $\phi$  – porosity

$$S_g^{n+1} = S_g^n + \frac{1}{C_{ogn}} * \left\{ \sum_{m \in \Psi_n} \left[ \left( T_{on,m}^n (\Delta_m P_o^{n+1}) \right) - C_{opn} (P_{on}^{n+1} - P_{on}^n) + q_{wscn}^n \right] - C_{own} (S_w^{n+1} - S_w^n) + q_{oscn}^n \right\}, \quad (19)$$

where  $S_g$  – gas saturation;  $C_{og}$  – coefficient  $\Delta t S_g$  during oil expansion

$$C_{og} = - \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left( \frac{\phi}{B_o} \right)^{n+1}, \quad (20)$$

$\Delta$  – difference, difference operator;  $\gamma_o$  – specific gravity of oil;  $Z$  – grid-block height;  $C_{ow}$  – coefficient  $\Delta t S_w$  during oil expansion;



$$C_{ow} = -\frac{V_b}{a_c \Delta t} \left( \frac{\phi}{B_o} \right)^{n+1}, \quad (21)$$

$C_{wg}$  – coefficient  $\Delta t S_g$  for water expansion;  $C_{wg} = 0$ ;  $C_{gg}$  – coefficient  $\Delta t S_g$  during gas expansion

$$C_{gg} = \frac{V_b}{a_c \Delta t} \left[ \left( \frac{\phi}{B_g} \right)^{n+1} - \left( \frac{\phi}{B_o} \right)^{n+1} R_s^{n+1} \right], \quad (22)$$

where

$$\phi' = \frac{(\phi^{n+1} - \phi^n)}{(P_o^{n+1} - P_o^n)}, \quad (23)$$

$$R_s' = \frac{(R_s^{n+1} - R_s^n)}{(P_o^{n+1} - P_o^n)}, \quad (24)$$

and

$$\left( \frac{1}{B_l} \right)' = \frac{\left[ \left( \frac{1}{B_l^{n+1}} \right) - \left( \frac{1}{B_l^n} \right) \right]}{(P_o^{n+1} - P_o^n)}, \quad (25)$$

where  $l$  – oil, water or gas.

**Conclusion**

The considered approach essentially removes all shortcomings of the material balance equation. Because fluid properties vary from point to point within a simple balance model, this is sometimes referred to as a zero-dimensional model.

The pressure equation for the three-phase solid oil model is common because it reduces to the pressure equation for the oil/water and oil/gas flow models.

**List of references:**

1. Joint use of software systems LAURA and TRIAS to create permanent geological and technological models / Kh.Kh. Gumersky [et al.] // Oil industry. – 2002. – No. 10. – S. 56–59.
2. Mayer V.P.T Baturin Yu-E. Software, complex «Techscheme» // Oil industry. – 2004. – No. 2. – S. 52–53.
3. The state of development and prospects for the introduction of 3D geological and technological models of the areas of the Romashkinskoye deposit / V.I. Dikov [et al.] // Georesources. – 2001. – No. 4. – P. 10–11.
4. Development of methods for determining the productivity and parameters of formations penetrated by horizontal wells based on the results of their study in stationary filtration modes / A.D. Sedykh [et al.] // M. IRTs OAO Gazprom. – 2001.
5. Aziz X., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. – Moscow-Izhevsk : Comp. Research Institute, 2004. – 416 p.
6. Crichlow H.B. Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach / Prentice-Hall. Inc. – New Jersey, 1977. – P. 26.
7. Thomas G.W. A Manual on Reservoir Simulation: Principles and Techniques / Scientific Software Corporation. – Denver, Colorado, 1980. – 206. – P. 25.
8. Mattax C.C and Dalton R.L. Reservoir Simulation // SPE Monograph Series, Richardson, TX. – 1990. – P. 29.
9. Spillette A.G., Hillestad J.G. and Stone H.L. A high-stability sequential solution approach to reservoir simulation // SPE 4542, Paper presented at the 48th Annual Fall Meeting. – Las Vegas, Nevada, 1973, 30 Sept. – 3 Oct. – P. 14.
10. Abu-Kassem J.H., Farouq A.S and Rafiq I.M. Petroleum Reservoir Simulation, A Basic Approach. – Houston, Texas, 2006. – P. 24
11. Breitenbach E.A., Thurnau D.H., and van Poolen H.K. The fluid flow simulation equations // SPEJ. – 1969. – № 9 (2). – P. 155-69.
12. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., and King G.R. Basic applied reservoir simulation // SPE Textbook Series. – 2001. – Vol. 7. – Richardson, Tex.: SPE. 28.



УДК 622.276.5

## АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

### ANALYSIS OF MODERN METHODS OF INTENSIFICATION OF HIGH-VISCOSITY OILS

**Мамедова Евгения Владимировна**

доктор философии по технике,  
доцент кафедры «Нефтегазовая инженерия»,  
Азербайджанский Государственный университет  
нефти и промышленности,  
Азербайджан, Баку  
jenya\_baku@mail.ru

**Mammadova Yevgeniya Vladimirovna**

D. in Engineering,  
Associate Professor, Department  
of Oil and Gas Engineering,  
Azerbaijan State University  
Petroleum and Industry,  
Azerbaijan, Baku  
jenya\_baku@mail.ru

**Аннотация.** В последнее время в нефтедобывающих странах одной из составляющей сырьевой базы углеводородной отрасли являются запасы высоковязких тяжелых нефтей (ТН), а также природных битумов (ПБ). По разным оценочным сведениям объемы этих полезных ископаемых варьируется в пределах от 790 млрд т. до 1 трлн. т., что, в свою очередь, в 5–6 раз больше запасов обычных ньютоновских нефтей. Возникла необходимость проведения исследований по поиску и выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений трудноизвлекаемых нефтей.

**Annotation.** Recently, in the oil-producing countries, one of the components of the raw material base of the hydrocarbon industry is the reserves of high-viscosity heavy oils (HP), as well as natural bitumen (PB). According to various estimates, the volume of these minerals varies from 790 billion tons to 1 trillion. tons, which, in turn, is 5–6 times more than the reserves of conventional Newtonian oils. There was a need to conduct research on the search and selection of the most effective technologies for the development of hard-to-recover oil fields.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, добыча, коэффициент извлечения, инновационные технологии.

**Keywords:** high-viscosity oil, production, recovery factor, innovative technologies.

## Введение

На территории Азербайджана залежи тяжелых нефтей сосредоточены на месторождениях Мурадханлы, Каламаское, «Грязевая сопка» и др. Результаты исследований, проводимых на данных месторождениях, показали низкую проницаемости коллекторов ( $< 0,01$  мкм<sup>2</sup>), высокие значения вязкости пластовой нефти ( $\mu > 10$  мПа\*с), низкими темпами разработки и конечными коэффициентами нефтеотдачи не велики [1]. Темпы разработки по всем объектам невысокие, скважины имеют низкие дебиты (в среднем от 0,3 т/сут. по нефти).

По причине плохой текучести возникают сложности в процессе добычи, транспортировке и переработке. Высокая вязкость не позволяет отбирать большие дебиты даже при значительных «пасивных запасах». Поэтому, остаточные запасы аномальных нефтей невозможно извлечь традиционными методами, и добыча их влечет применение специальных дорогостоящих технологий, а так же инновационных подходов.

На этапе выбора наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи необходимо принимать во внимание формы залегания остаточной нефти в пласте. В зависимости от многообразия форм залегания пластовых флюидов, с учетом реологических свойств нефтей и проницаемости породы, невозможно применение единого универсального метода увеличения КИН.

Только на основании проведения комплексных исследований, включающих численное моделирование и технико-экономический анализ можно обоснованно выбрать эффективный выбор.

### Методика исследования

В зависимости от технологических и экономических характеристик применяют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей. Применение того или иного способа обуславливается как физико-химическими свойствами пластового флюида и объемами его запасов, так и геологическим строением и условиями залегания пластов. Основные методы можно разделить на три класса:

- карьерный или шахтный;
- «холодные» способы добычи;
- тепловые методы добычи.

Основная часть (90 %) мировых запасов высоковязких нефтей и битумов залегают в Венесуэле (пояс Ориноко) и Канаде (провинция Альберта).

Как правило, природные битумы залегают на небольшой глубине 100–160 м, самое глубокое месторождение «Пис Ривер» (Канада) до 700 м. По причине неглубокого залегания эти углеводороды можно разрабатывать как открытым, так и подземным методами.



Технология добыча открытым способом проста и заключается в выработки (выемки) ценной породы землеройными машинами и транспортировки для переработки. Данный метод требует небольших капитальных и эксплуатационных расходов, и коэффициент нефтеотдачи достаточно высок и достигает 65–85 % [2].

При использовании «холодных» способов добычи тяжелой нефти наиболее часто используют метод «CHOPS» и «VAPEX».

Широкое распространение на промыслах Канады, Казахстана, Венесуэлы и Китая получил метод – «CHOPS» («Cold Heavy Oil Production With Sand»). Технология данного метода заключается в раздроблении породы пласта, создания условия для течения и применения винтовых насосов или другого оборудования для поднятия смеси на поверхность [3].

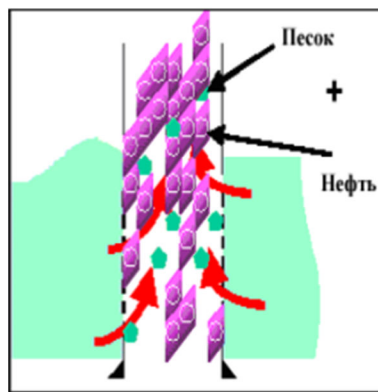


Рисунок 1 – Схема добычи тяжелой нефти методом «CHOPS»

Эффективность метода применения добычи с выносом песка на месторождении Каражанбас (Казахстан) [4] проиллюстрирована на рисунке 2.

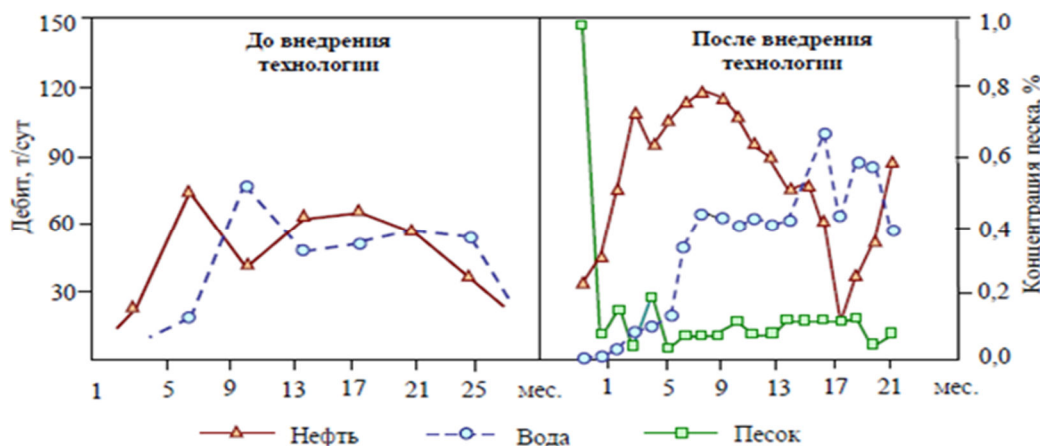


Рисунок 2 – Показатели до и после применения технологии

Из рисунка видно, что приток воды не влияет на повышение извлечения нефти. Анализ месторождений применяемых CHOPS, проведенный канадскими исследователями показал, что дебиты скважин увеличились до 20раз, хотя не все скважины являются рентабельными.

После проведения данного метода рекомендуется использовать в мощных участках тепловой гравитационный дренаж, а в маломощных – закачку воды или полимерный раствор.

Метод «VAPEX» (Vapour Extraction) один из модификаций SAGD, основан на применении двух горизонтальных скважин. Данная технология находится на стадии испытания нефтяными компаниями Канады. Закаченный в верхнюю скважину растворитель, разжижает твердый углеводород, который под действием гравитации стекает в нижнюю добывающую скважину. К достоинствам способа относятся низкие энергозатраты, коэффициент извлечения нефти превышает 60 %. Однако, темпы добычи невелики.

В конце прошлого века в Канаде (Cold Lake Orion), Венесуэле (Orinoco Belt), Республика Татарстан (Ашальчинское) была разработана и успешно внедрена тепловая технология SAGD - Steam Assisted Gravity Drainage. Технология предусматривает бурение двух горизонтальных скважин длиной до 1000м, расположенных по вертикали на расстоянии 5м [5]. Процесс нагнетания пара в оба ствола одновременно приводит к разогреву пласта. Затем пар поступает только в верхнюю скважину, в результате происходит процесс теплообмена, пар конденсируется, и вода вместе с нефтью стекает в нижнюю скважину.



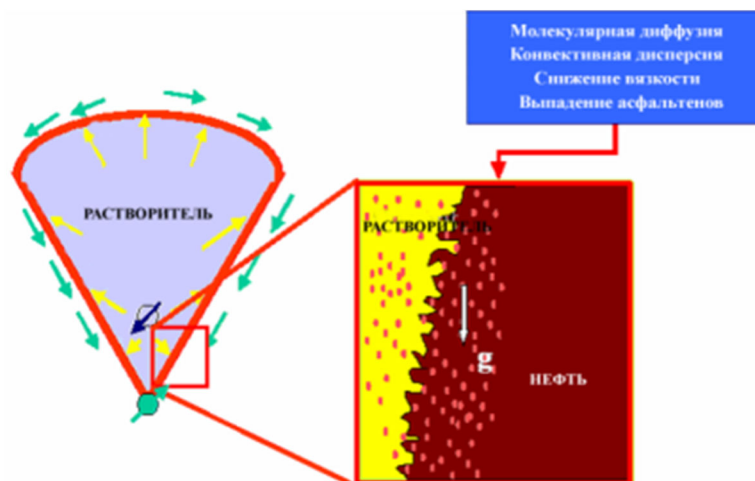


Рисунок 3 – Схема добычи тяжелой нефти методом «VAPEX»

Паровая камера поднимается вверх, достигнув кровли пласта, она начинает распространяться в стороны. Нефть и паровая камера постоянно находятся в контакте, поэтому потери тепла минимальны.

К недостаткам технологии SAGD относятся высокие энергозатраты, разделение нефти и воды, необходим однородный пласт большой мощности. Применение данного теплового метода позволяет повысить коэффициент извлечения нефти до 60 %, для сравнения пароциклическая обработка скважины повышает КИН только на 10 %.

Выводы. В статье рассмотрен актуальный вопрос – повышение коэффициента извлечения высоковязкой нефти и битумов, в случае, когда остаточные запасы нефти невозможно извлечь традиционными методами.

Добыча тяжелых углеводородов требует применения нетрадиционного подхода. В статье проанализированы инновационные методы («CHOPS», «VAPEX» SAGD), применяемые в мировой практике на месторождениях нефтей со сверхвязкими свойствами. Результаты проведенного обзора, позволят принять верное решение при выборе наиболее подходящего метода увеличения КИН для определенных условий.

#### Список литературы:

1. Сулейманова В.М., Ширинов А.Т. Пути повышения эффективности доразработки залежей нефти Западного Апшерона // Молодой ученый. – 2014. – № 18. – С. 198–201.
2. Сунгатуллин Р.Х., Хасанов Р.Р. Геоэкологические риски при освоении нетрадиционных энергетических ресурсов. – 2014. – С. 488.
3. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. – № 2. – С. 61–63.
4. Калешева Г.Е. Развитие технологии добычи высоковязкой нефти на месторождении Каражанбас // Молодой ученый. – 2015. – № 9 (89). – С. 446–451.
5. Метод парогравитационного дренажа (SAGD). – URL : <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>

#### List of references:

1. Suleimanova V.M., Shirinov A.T. Ways to increase the efficiency of additional development of oil deposits of Western Apsheron // Young Scientist. – 2014. – № 18. – P. 198–201.
2. Sungatullin R.Kh., Khasanov R.R. Geo-ecological risks in the development of unconventional energy resources. – 2014. – P. 488.
3. Nikolin I.V. Methods of development of heavy oils and natural bitumens // Science – foundation of solution of technological problems of Russia's development. – 2007. – № 2. – P. 61–63.
4. Kalesheva G.E. Development of high-viscosity oil production technology in the Kara-Zhanbas field // Young scientist. – 2015. – № 9 (89). – P. 446–451.
5. Steam Gravity Drainage Method (SAGD). – URL : <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>



УДК 622.276.342

## ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПУТЁМ ТРАНСФОРМАЦИИ СЕТКИ СКВАЖИН НА МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### OPTIMIZATION OF THE DEVELOPMENT SYSTEM BY TRANSFORMATION OF THE WELL GRID ON THE MALOBALYKSKOYE OIL FIELD

**Мезенцев Даниил Эдуардович**

студент направления подготовки 21.04.01  
«Нефтегазовое дело» (магистерская программа  
«Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),  
Санкт-Петербургский горный университет  
dan.mezen05@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Аннотация.** Основой почти всех известных применяемых технологий разработки нефтяных месторождений является заводнение, применение тех или иных технологий и их сочетаний обязательно должно базироваться на удовлетворительном теоретическом и экспериментальном значении их эффективности, решение должно быть адаптировано к конкретным условиям эксплуатации. С переходом к активной разработке залежей с низкопроницаемыми, глинизированными, недонасыщенными по нефти коллекторами, такими как залежи в юрских и ачимовских отложениях Западной Сибири, роль повышения темпов добычи нефти в целях достижения рентабельности проектов существенно возросла. Повышение темпов выработки для объектов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами происходит за счёт повышения технико-технологического уровня применяемых решений. В статье приведён анализ текущего состояния разработки Малобалыкского месторождения, сравнение текущих и плановых показателей разработки, предлагаются меры по снижению степени влияния негативных факторов. Описано технологическое решение для эффективной разработки низкопроницаемых пластов ачимовской толщи. Выполнен предположительный расчёт технологической эффективности принятого решения.

**Ключевые слова:** анализ текущего состояния разработки объекта; фактические показатели разработки; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; характеристика трансформации сетки скважин; выбор и обоснование технологического решения; выбор участка для применения технологии; расчёт технологической эффективности метода.

**Mezentsev Daniil Eduardovich**

Student training direction 21.04.01  
«Oil and gas business» (Master's program  
«Operation of wells in complicated  
conditions»),  
Saint Petersburg mining university  
dan.mezen05@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Annotation.** The basis of almost all known applied technologies for the development of oil fields is flooding, the use of certain technologies and their combinations must necessarily be based on a satisfactory theoretical and experimental value of their effectiveness, the solution must be adapted to specific operating conditions. With the transition to active development of reservoirs with low-permeability, shale, undersaturated reservoirs, such as reservoirs in the Jurassic and Achimov deposits of Western Siberia, the role of increasing oil production rates in order to achieve profitability of projects has increased significantly. An increase in the production rate for objects with degraded porosity and permeability properties occurs due to an increase in the technical and technological level of the applied solutions. The article provides an analysis of the current state of development of the Malobalykskoye field, a comparison of current and planned development indicators, and suggests measures to reduce the degree of influence of negative factors. A technological solution for the efficient development of low-permeability formations of the Achimov formation is described. A presumptive calculation of the technological efficiency of the adopted solution has been made.

**Keywords:** analysis of the current state of the development of the object; actual development figures; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; well pattern transformation characteristics; selection and justification of technological solutions; site selection for technology application; calculation of the technological efficiency of the method.

### **А** анализ текущего состояния разработки объекта

Малобалыкское месторождение открыто в 1966 году и расположено на территории Нефтеуганского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа. Месторождение разрабатывается с 1984 года. Коллективами институтов «БашНИПИнефть», «СибНИИНП» и «Уфани-ПИнефть» за прошедший период было составлено 11 проектных документов. Проектные решения и подходы к разработке месторождения изменялись по мере изучения строения месторождения и развития новых технологий.



Промышленная нефтеносность установлена в нижнемеловых отложениях – в пластах Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, БС<sub>9</sub><sup>2</sup>, БС<sub>10</sub><sup>1-2</sup> ахской свиты и АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub> и АС<sub>7-8</sub> черкашинской свиты, а также в среднеюрских отложениях – в пласте ЮС<sub>2</sub> тюменской свиты и ЮС<sub>0</sub> баженовской свиты. Запасы нефти сосредоточены в 31 залежах.

Проектными документами были выделены 6 объектов самостоятельной разработки: пласты АС<sub>4-6</sub>, АС<sub>7-8</sub>, БС<sub>9</sub><sup>2</sup>, Ач, ЮС<sub>0</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении эксплуатируются объекты: АС<sub>4-6</sub> – с 1985 года, АС<sub>7-8</sub> – с 1988 года и Ач<sub>1-3</sub> – с 1986 года. По объекту ЮС<sub>2</sub> в добыче была 1 скважина.

Системы разработки месторождения:

- объект АС<sub>4-6</sub> – трёхрядная блоковая, плотность сетки скважин – 12 га, с расстоянием между рядами – 500 м, между скважинами в добывающих и нагнетательных рядах – 400 м;
- объект АС<sub>7-8</sub> – рядная система, плотность сетки скважин – 18 га;
- объект БС<sub>9</sub><sup>2</sup> – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект Ач<sub>1-3</sub> – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект ЮС<sub>0</sub> – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект ЮС<sub>2</sub> – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га.

Месторождение расположено в пределах трёх лицензионных участков (Малобалыкский, Южно-Балыкский и Среднебалыкский), недропользователем которых является ПАО «Роснефть» и участка, находящегося в нераспределённом фонде.

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении пробурено 2501 скважин, в том числе 1728 добывающих, 717 нагнетательных, 5 – наблюдательных, 51 – водозаборная.

По Малобалыкскому лицензионному участку – 2441 скважина, в том числе 1680 добывающих, 705 нагнетательных, 5 наблюдательных, 51 водозаборная. По Южно-Тепловскому лицензионному участку пробурено 49 скважин, в том числе 42 добывающих, по Среднебалыкскому (основная часть) лицензионному участку пробурено 11 скважин, в том числе 9 добывающих

Основная часть пробуренных скважин (86 % основного фонда) приходится на объект Ач<sub>1-3</sub>. Эксплуатационное бурение по месторождению было начато в 1985 году и осуществляется по настоящее время. С начала разработки пробурено 230 стволовых скважин, в том числе по объекту АС<sub>4-6</sub> 9 горизонтальных скважин с длиной ствола в среднем 450 м и 7 вторых горизонтальных стволов. По объекту Ач<sub>1-3</sub> осуществлялось бурение вторых стволов для эффективного использования фонда скважин и выработки слабодренлируемых запасов.

Геологическая структура пластов Ач представлена терригенными коллекторами, разница по средней глубине залегания пород-коллекторов является незначительной, Ач<sub>1</sub> – а.о. 2732–2728 м, Ач<sub>2</sub> – 2751–2667 м и Ач<sub>3</sub> – 2778–2755 м. Средние значения нефтенасыщенности по пластам также близки друг к другу: Ач<sub>1</sub> – 0,62, Ач<sub>2</sub> – 0,57 и Ач<sub>3</sub> – 0,49.

Существенной разницы в коллекторских свойствах выделенных объектов не наблюдается. Средняя проницаемость пластов Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> составляет соответственно 6,7 мД, 4,9 мД и 4,4 мД. Сопоставимы значения продуктивных толщин. Значения коэффициента пористости пласта в среднем у всех пластов одинаковые. Таким образом, некоторые различия в коллекторских свойствах не препятствуют объединению пластов в единый объект.

По объекту Ач<sub>1-3</sub> текущая нефтеотдача составляет 0,151 при средней обводнённости 62,3 %, что обусловлено стадией растущей добычи и активного разбуривания объекта (1 стадия).

По состоянию на 01.01.2020 г. по месторождению добыто 137386 тыс. тонн нефти (или 0,166 % от начальных геологических и 48,6 % от начальных извлекаемых запасов нефти категории ВС<sub>1</sub> месторождения, утверждённых ГКЗ).

Основная доля годовой и накопленной добычи нефти в общем объёме приходится на объект Ач<sub>1-3</sub> – 93 и 77 % соответственно.

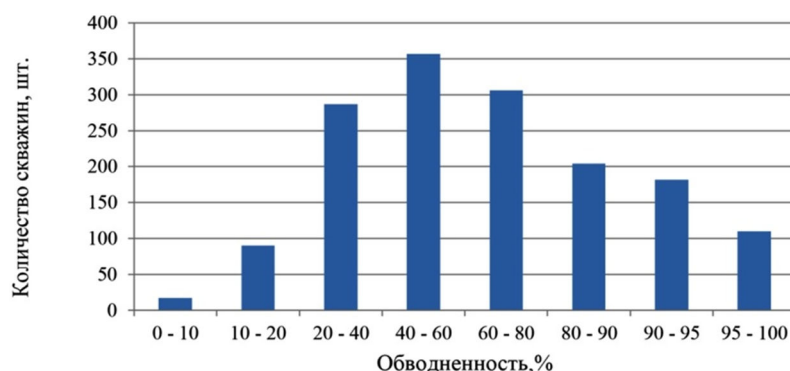
По состоянию на 01.01.2020 г. из продуктивных пластов месторождения отобрано более 326158 тыс. тонн жидкости. С целью поддержания пластового давления в пласты закачано 478898 тыс. м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора закачки составила в целом по месторождению 146,8 %. По ачимовским пластам текущая и накопленная компенсация отборов составляет 143,9 и 146,8 % соответственно.

Отбор нефти производился по 2406 скважинам, в том числе по 650 нагнетательным скважинам. Закачка воды проводилась по 686 скважинам, 17 нагнетательных скважин объекта Ач<sub>1-3</sub> переведены в нефтяной фонд вышезалегающих пластов.

Обводнённость добываемой продукции месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. составляет 70,9 %. С обводнённостью продукции до 60 % работают 751 скважина (48 % действующего фонда) (рис. 1). Доля высокообводнённого (более 90 %) фонда составляет около 20 % от действующего фонда. Основные причины обводнения продукции скважин – прорывы закачиваемой воды по наиболее

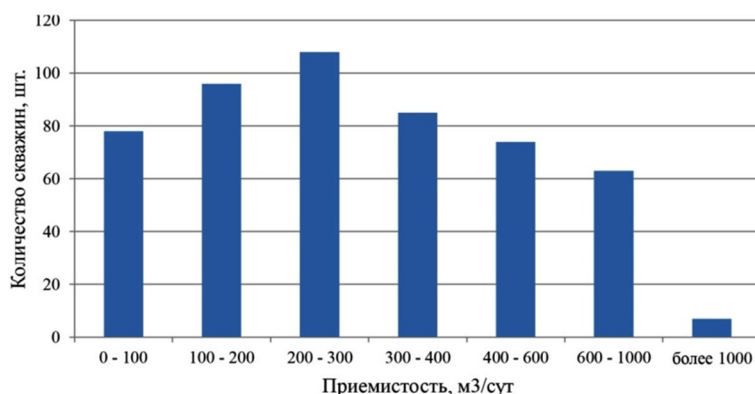


проницаемым прослоям и подтягивание конуса подошвенной воды, а также технические – заколонная циркуляция воды и негерметичность эксплуатационных колонн.



**Рисунок 1** – Распределение действующих добывающих скважин Малобалыкского месторождения по обводнённости

Поддержание пластового давления осуществляется путём нагнетания воды. Действующий нагнетательный фонд характеризуется средней приёмистостью 342,6 м<sup>3</sup>/сут. С приёмистостью меньше среднего значения работают 55 % скважин, по остальным скважинам приёмистость высока и составляет от 300 до 2000 м<sup>3</sup>/сут. (рис. 2).



**Рисунок 2** – Распределение действующих нагнетательных скважин Малобалыкского месторождения по приёмистости

Состояние проектного фонда скважин по объекту Ач<sub>1-3</sub> и месторождению в целом показано в таблице 1.

**Таблица 1** – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2020 г.

№№ n/n	Категория фонда	Объекты	
		Ач <sub>1-3</sub>	месторождение
1	Утверждённый проектный фонд, всего,	2851	3975
	в том числе:		
	– добывающие	2104	2911
	– нагнетательные	747	1004
2	Фонд скважин на 01.01.2020 г., всего,	2085	2501
	в том числе:		
	– добывающие	1541	1783
	– нагнетательные	544	646
3	– водозаборные	0	60
	Оставшийся фонд скважин для бурения,	766	1474
	в том числе:		
	– добывающие	583	1108
	– нагнетательные	183	366
	– водозаборные	0	0
3	Оставшийся фонд скважин для переводов,	0	
	в том числе:		
	– добывающие		
	– нагнетательные		



### Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сравнение фактических и проектных показателей разработки основного объекта разработки Ач<sub>1-3</sub> за период 2017–2019 г. показано в таблице 2.

**Таблица 2** – Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ач<sub>1-3</sub> Малобалыкского месторождения за 2017–2019 годы

№№ n/n	Показатели	2017		2018		2019	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	10863,0	10767,5	10994,1	10805,2	10902,2	10595,3
2	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	53,9	53,3	56,4	57,5	58,7	63,0
3	Коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,121	0,121	0,136	0,136	0,151	0,151
4	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	422	391	458	414	497	468
5	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1108	1117	1188	1275	1240	1376
6	Компенсация отбора текущая, %	129,1	156,2	133,3	156	134,3	143,8

В таблице 3 показаны отклонения проектных показателей от фактических за последний расчётный год, а также приведены причины невыполнения / перевыполнения плана и варианты решения проблемы.

**Таблица 3** – Отклонение проектных показателей от фактических за последний расчётный год и варианты решения проблемы невыполнения / перевыполнения плана

№№ n/n	Показатели	Δ (за 2019 г.)	Причина невыполнения / перевыполнения плана	Варианты решения проблемы
1	Добыча нефти, всего, тыс. тонн	306,9	повышение средней обводнённости продукции, наличие невыработанных участков	сокращение приёмистости нагнетательных скважин
2	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	4,3	прорыв воды от ближайших нагнетательных скважин	сокращение приёмистости нагнетательных скважин
3	Коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0	–	–
4	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	29	замедленный ввод нагнетательных скважин	ускорение ввода нагнетательных скважин
5	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	136	большой фонд скважин не компенсирует потерь в добыче за счёт большой обводнённости продукции	ускорение ввода добывающих скважин
6	Компенсация отбора текущая, %	9,5	прорыв воды от ближайших нагнетательных скважин	сокращение приёмистости нагнетательных скважин

На 01.01.2020 г. по объекту Ач<sub>1-3</sub> сформирована девятиточечная обращённая система, с размещением скважин по сетке 400×400 м, плотность сетки 16,0 га/скв. Закачка воды в пласт начата в 1988 году, технологически необходимые объёмы воды закачиваются в пласт при среднем давлении закачки по состоянию на 01.01.2020 г. – 18 МПа.

Однако необходимо отметить, что вне зависимости от наличия значительной перекомпенсации отборов закачкой, значительного роста пластовой энергии и интенсивности заводнением не наблюдается, что обусловлено особенностями геологического строения и фильтрационными характеристиками объекта разработки. Отмечается неравномерность выработки запасов, обусловленная несовершенством сетки скважин. Принятая на месторождении девятиточечная обращённая сетка не отвечает требованиям осуществления эффективной разработки месторождения и поддержания высоких темпов отбора.

### Обоснование выбранного технологического решения

Проблема проектирования и осуществления эффективной разработки залежей нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах Западной Сибири является весьма сложной по причине комплекса взаимообусловленных затрудняющих факторов, к ним относятся:



- 1) низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, их высокая прерывистость и неоднородность;
- 2) возможность проявления эффектов нелинейной фильтрации;
- 3) интенсивное применение технологии гидравлического разрыва пласта.

Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они могут различаться по характеру размещения скважин, по форме сетки, по постоянству расстояний между скважинами, по плотности.

Основные проблемы при формировании систем поддержания пластового давления сводятся к необходимости совершенствования планирования размещения скважин с учётом контроля техногенного трещинообразования и управления преждевременным обводнением скважин и с целью продления сроков их безводной эксплуатации; вовлечения в процесс выработки неоднородных слоистых коллекторов и зон с пониженными свойствами.

Реализованная на Малобалыкском месторождении площадная обращённая девятиточечная сетка скважин с большой плотностью является весьма распространённым проектным решением для разработки пластов ачимовской толщи, такая система разработки встречается достаточно часто на многих месторождениях Западной Сибири. Однако в условиях низкопроницаемых коллекторов, а также сложности геологического строения, представленная система имеет значительные недостатки. Характеристика проектных решений, реализованных на месторождении, представлена в таблице 4.

**Таблица 4** – Характеристика сетки скважин на Малобалыкском месторождении

Показатели	Данные
Объект разработки с НПК	ачимовская толща
Год начала добычи нефти	1987
Принятая система разработки	площадная обращённая, девятиточечная
Расстояние между скважинами, м	400
Форма сетки	квадратная
Плотность сетки скважин, га/скв.	16
Соотношение добывающих скважин к нагнетательным	3 : 1
Учёт азимута трещин ГРП на 1-й и 2-й стадиях освоения	не учтён
Системное внедрение одновременно-раздельной закачки	нет

На первых этапах разбуривание низкопроницаемых коллекторов в Западной Сибири осуществлялось с применением традиционных систем разработки, как правило, не адаптированных к особенностям геологического строения объектов. В данных условиях принятые системы разработки не смогли продемонстрировать свою эффективность, отличаясь неудовлетворительным соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин, доходившим до 3 : 1. Системы разработки оказались не способны обеспечить приемлемые темпы отбора нефти и жидкости, что обуславливает достаточно длительные сроки их разработки и относительно невысокую нефтеотдачу.

При рассмотрении отдельного элемента девятиточечной системы по сетке 400×400 метров становится очевидным, что угловые добывающие скважины расположены на значительном расстоянии от центра нагнетания, интенсивность воздействия на них незначительна относительно боковых скважин.

Таким образом, можно предположить, что эффективным решением проблемы недостаточно интенсивного воздействия на пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и значительной геологической неоднородностью является трансформация системы разработки с увеличением интенсивности заводнения посредством повышения соотношения нагнетательных скважин к добывающим.

Значительной проблемой в данном случае может являться существенное повышение обводнённости продукции, однако промысловый опыт разработки ачимовских отложений, в том числе на других месторождениях, свидетельствует о том, что существующая система поддержания пластового давления ачимовской толщи не обеспечивает поддержание энергетики на должном уровне, несмотря на наличие большой накопленной компенсации отбора закачкой – в условиях рассматриваемого объекта – около 140 %. Вышеописанные выводы могут быть подтверждены графиками на рисунке 3.

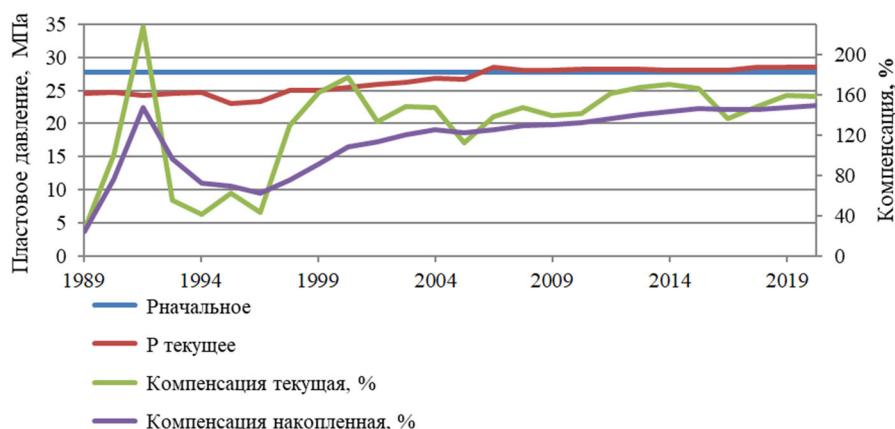
Исходя из данных графиков, корреляция динамики повышения пластового давления и увеличения компенсации отборов закачкой незначительна – при достаточно большой компенсации рост пластового давления практически не наблюдается.

Немаловажным фактором, оказывающим значительное влияние на процесс разработки рассматриваемого объекта, является значительное развитие техногенной трещиноватости, обусловленной повсеместным применением на месторождении технологии гидравлического разрыва пласта.

Ачимовская толща характеризуется крайне высокой неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами. Это делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта (ГРП) и системы поддержания пластового давления (ППД).



На месторождении используется система ППД с вытеснением нефти водой. При закачке может возникать множество осложняющих факторов, таких как уменьшение приёмистости скважин со временем, кинжальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, утечка нагнетаемой воды в другие (не целевые пласты), образование трещин авто-ГРП.



**Рисунок 3** – Пластовое давление и компенсация отборов закачкой

Методика выбора системы разработки предусматривает следующее:

- 1) при использовании скважин без ГРП выбор системы разработки может производиться по стандартному подходу, при котором на основе данных о фильтрационных свойствах пород продуктивных пластов, а также свойств насыщающих их флюидов, происходит выбор в пользу рядных, площадных либо очаговых систем разработки, а также предусматривается определенная плотность сетки скважин;
- 2) при бурении скважин с ГРП и при отсутствии выделенного направления развития трещин и наличии ранних прорывов воды в добывающие скважины требуется ограничение размеров трещин ГРП;
- 3) при наличии выделенного направления развития трещин, оптимальным вариантом размещения скважин считается расположение рядами вдоль направления развития трещин ГРП;
- 4) при наличии выделенного направления развития трещин, которое при этом сопровождается эффектом авто-ГРП, лучший вариант размещения – рядами вдоль направления развития трещин ГРП с возможным разрежением нагнетательных рядов.

В данных условиях можно утверждать, что существующая на месторождении система разработки должна учитывать вероятное направление трещин.

Положение трещин ГРП при плотном размещении скважин (200–300 м) имеет достаточно большое значение. Часто обводнение продукции обусловлено продвижением воды по сети техногенно-созданных каналов, которые в свою очередь могут формироваться по направлению развития региональной трещиноватости и зависеть от направления латеральной неоднородности свойств пласта. При разреженной девятиточечной обращенной системе разработки с использованием добывающих скважин различных типов интенсивности и расстоянием между скважинами около 500 м, а также направлением трещин гидроразрыва вдоль оси максимального регионального стресса, не происходит языкового обводнения по причинам неоднородности (не по трещинам), свойственной неоднородности коллекторов со средними и высокими свойствами между добывающими и нагнетательными скважинами, но фронт вытеснения при этом формируется рядами, что ведёт к неравномерности выработки.

Система, применённая на месторождении на данный момент и представляющая собой обращенную девятиточечную схему, не учитывает тренда естественной природной трещиноватости пластов и направления преимущественного распространения трещин гидроразрыва и автоГРП.

Также необходимо учитывать напряжённо-деформационные свойства горных пород. Влияние напряжённо-деформационного состояния пород на эффективность выработки запасов проявляется главным образом именно в низкопроницаемых коллекторах, где технологическими решениями предусматривается проведение ГРП, а также высокое давление закачки воды в пласт. Применительно к разработке нефтяных месторождений напряжённо-деформационные свойства горных пород играют роль группы дополнительных корректирующих факторов. В площадных системах разработки возможно расположение добывающих и соседних нагнетательных скважин на линиях деструкции. Увеличение пластового давления в зоне нагнетания и его снижение в зоне отбора приведёт к раскрытию трещин в первую очередь на этих линиях, что превратит их в каналы бесполезной циркуляции воды. В таком случае необходимо проводить диагностику и выявление источников обводнения, а впоследствии планировать работы по ограничению водопритоков. Отрицательный эффект в таких системах усиливается большим количеством добывающих скважин на 1 нагнетательную, вследствие чего возникает необходимость увеличения количества нагнетательных скважин.



Решением, которое может позволить устранить описанные выше недостатки, может являться трансформация существующей обращённой девятиточечной системы на однорядную. Таким образом, за счёт повышения интенсивности заводнения можно достичь увеличения коэффициента охвата пластов, тем самым повысив эффективность разработки.

Рядные системы разработки обладают значительными преимуществами относительно площадных в условиях формирования сложных полей скоростей фильтрации, неустойчивости продвижения контуров вытеснения, ухудшенной динамики технологических показателей:

- 1) при линейном заводнении рядными системами происходит более равномерная, чем при площадных системах, выработка запасов нефти;
- 2) по данным многочисленных исследований рядная система обеспечивает более высокую степень нефтеизвлечения при меньших объёмах закачиваемой и отбираемой воды;
- 3) рядные системы разработки обладают большей устойчивостью к отключениям скважин по причине присутствия участков ухудшенных свойств пласта (это обусловлено главным образом геометрией элемента системы разработки и характером взаимодействия скважин в элементе);
- 4) при рядных системах площадь воздействия нагнетательной скважины больше площади, приходящейся на нагнетательную скважину в элементе площадной системы;
- 5) в элементе рядной системы заводнения добывающие и нагнетательные скважины не «жёстко» взаимосвязаны, таким образом, отключение одной из них компенсируется работой других.

При площадной сетке скважина принадлежит не одному, а нескольким элементам системы, и её отключение нарушает работу остальных элементов. Таким образом, на практике достаточно часто допускается значительная переоценка добычных возможностей и отмечается меньшая надёжность площадных систем разработки при появлении новых фактических данных (из-за исходного отсутствия достоверной геолого-промысловой информации о строении коллекторов) и недостаточном учёте неоднородности объектов на этапе проектирования. В свою очередь, рядные системы разработки обеспечивают больший запас надёжности при проектировании.

Множеством исследований отмечается превосходство рядной системы разработки над площадной в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Также многие исследователи сходятся в том, что при эксплуатационном взаимодействии нагнетательных и добывающих скважин на относительно больших дистанциях друг от друга, которые могут наблюдаться между нагнетательной скважиной в центре девятиточечной обращённой сетки скважин и добывающими скважинами в углах сетки, может формироваться так называемая *мёртвая зона низких градиентов давления* и утрачивается связь между продвижением фронта вытеснения и динамикой извлечения флюидов в низкопроницаемых коллекторах. Формирование мёртвой зоны отсутствия взаимодействия впоследствии приводит к взаимозатуханию приёмистостей и дебитов скважин. Таким образом, повышение количества нагнетательных скважин по отношению к добывающим в представленных условиях может быть целесообразным.

Исходя из совокупности описанных выше факторов, в условиях рассматриваемого объекта может быть предложена трансформация реализованной на месторождении обращённой девятиточечной сетки скважин в однорядную, учитывающую преимущественное направление распространения техногенных трещин (с юга на север), а также позволяющую повысить интенсивность заводнения низкопроницаемых коллекторов. Преобразование сетки показано на рисунке 4 (добывающие скважины на рисунке отмечены красным цветом, нагнетательные – синим).

Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система *очень интенсивная*. При жёстком водонапорном режиме дебиты жидкости добывающих скважин равны расходам закачиваемого агента в нагнетательные скважины. Эту систему необходимо использовать при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, что полностью соответствует условиям рассматриваемого объекта.

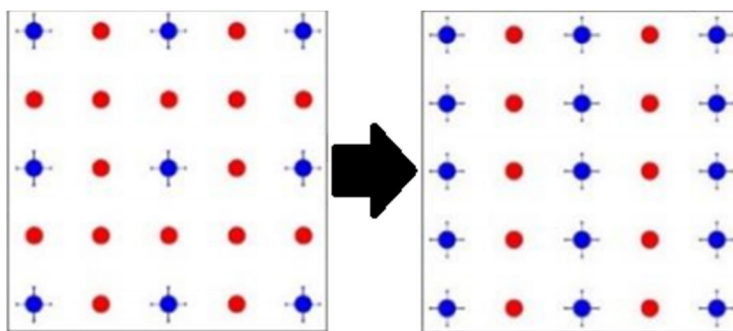


Рисунок 4 – Трансформирование сетки скважин





### Выбор участка для применения технологии

Для опробования эффективности принятого технологического решения выбран девятиточечный элемент системы разработки в районе скважины № 2067. На рисунке 5 представлен участок карты остаточных нефтенасыщенных толщин и текущих отборов в выбранном месте, сплошными линиями на карте отмечены линии равных остаточных нефтенасыщенных толщин. В северо-западной части участка располагается невыработанная зона относительно повышенной нефтенасыщенной толщины в 35 метров. Также выбранный район отличается значительной обводненностью продукции добывающих скважин, высокой приёмистостью нагнетательной скважины.

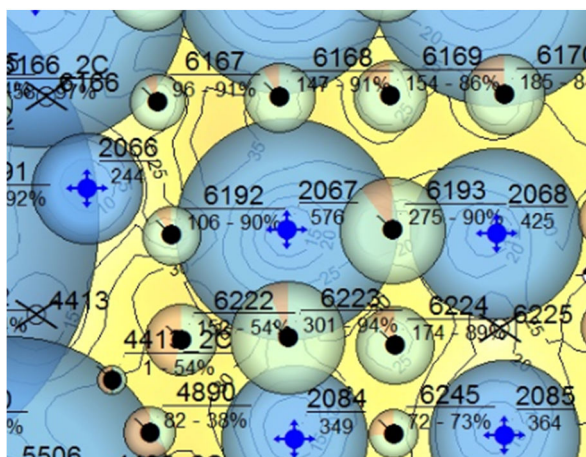


Рисунок 5 – Участок скважины № 2067

В соответствии с принятым технологическим решением, в рассматриваемом элементе девяти-точечной сетки предполагается перевести под нагнетание скважины №№ 6168 и 6223. Скважины достаточно сильно обводнены, что исключает риск значительных потерь в добыче.

Прогнозируемыми преимуществами после внедрения представленного решения являются:

- 1) увеличение охвата вытеснением;
- 2) сокращение объемов непроизводительной закачки;
- 3) улучшение энергетического состояния участка.

Необходимо отметить, что решения по трансформации сетки скважин и повышению интенсивности заводнения на месторождении предлагались и ранее.

Например, перевод скважины № 3857 в апреле 2004 года позволил прирастить добычу нефти (через 1 год после перевода) на 74 тонн/сут. с дальнейшей тенденцией роста, накопленный прирост составил 9200 тонн. Объем закачки в районе данной скважины через 12 месяцев возрос на 280 м<sup>3</sup>/сут., накопленная закачка составила 116500 м<sup>3</sup>.

Таким образом, принятое решение может демонстрировать свою эффективность на практике.

### Расчёт технологической эффективности метода

Эффективность применения предлагаемого решения необходимо оценить с технологической точки зрения – посредством анализа прироста текущей добычи нефти. Исходные данные для проведения расчёта представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для проведения расчёта

Параметр	Значение
Среднее пластовое давление, МПа	30,4
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа · с	1,05
Вязкость воды в условиях пласта, мПа · с	0,4
Средняя продуктивность добывающих скважин, (м <sup>3</sup> /сут)/МПа	30,1
Продуктивность нагнетательной скважины, (м <sup>3</sup> /сут.)/МПа	36,2

Для представленных условий можно найти оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соответствующее максимальному дебиту проектной сетки:

$$m = \frac{\eta_{нагн}}{\eta_{доб}} \cdot \sqrt{\mu^*}, \tag{1}$$

где  $\eta_{нагн}$  – средний коэффициент продуктивности нагнетательных скважин;  $\eta_{доб}$  – средний коэффициент продуктивности добывающих скважин;  $\mu^*$  – соотношение подвижностей воды и нефти (обычно примерно в 2 раза меньше соотношения вязкостей нефти и воды).



$$\mu^* = \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu_{нефти}}{\mu_{воды}}; \tag{2}$$

$$\mu^* = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,05}{0,4} = 1,31;$$

$$m = \frac{36,2}{30,1} \cdot \sqrt{1,31} = 1,4 \approx 1.$$

Таким образом, оптимальное соотношение скважин составляет 1 : 1, что соответствует параметрам выбранной однорядной системы.

При стационарном режиме фильтрации в нефтяных пластах – при стационарной работе скважин, когда закачка воды в нагнетательную скважину по объёму в пластовых условиях равна дебиту окружающих скважин, т.е. равна дебиту ячейки скважин:

$$q_{нагн} = m \cdot q_{доб} = q_{ячейки}; \tag{3}$$

$$\eta_{нагн} \cdot \mu^* \cdot (P_{нагн} - P_{пл}) = m \cdot \eta_{доб} \cdot (P_{пл} - P_{доб}) = q_{ячейки} \cdot \tag{4}$$

Может быть получена формула дебита ячейки:

$$q_{ячейки} = \frac{\frac{P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}}{1} + \frac{1}{m \cdot \eta_{доб}}}{\eta_{нагн} \cdot \mu^* + m \cdot \eta_{доб}} \cdot (P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}). \tag{5}$$

Может быть выведена формула для дебита на 1 скважину:

$$q' = \frac{q_{ячейки}}{1+m} = \frac{P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}}{\frac{1}{\eta_{нагн} \cdot \mu^*} + \frac{1}{m \cdot \eta_{доб}}} \cdot \frac{1}{1+m}, \tag{6}$$

где  $P_{заб}^{нагн}$  – забойное давление нагнетательной скважины (48 МПа);  $P_{заб}^{доб}$  – среднее забойное давление добывающей скважины на участке (22 МПа).

$$q' = \frac{48 - 22}{\frac{1}{36,2 \cdot 1,31} + \frac{1}{1 \cdot 30,1}} \cdot \frac{1}{1+1} = 239,36 \approx 239 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, средний дебит добывающей скважины составит 239 м<sup>3</sup>/сут.

Поскольку средняя обводнённость по участку составляет 86 %, добыча по нефти на скважину до применения решения составляет около 24,5 м<sup>3</sup>/сут.

При сохранении уровня средней обводнённости по участку, что вероятно, поскольку увеличение закачки вследствие введения дополнительных нагнетательных скважин может компенсироваться дополнительным вытеснением нефти из застойных зон, образовавшихся вследствие недостаточной интенсивности заводнения, после реализации предложенного решения, добыча на скважину по нефти составит 33,5 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, прирост в добыче на 1 скважину может составить около 9 м<sup>3</sup> нефти в сутки.

### Выводы

1. На множестве месторождений Западной Сибири с низкопроницаемыми коллекторами применяются малоинтенсивные системы разработки, как правило, обращённые девятиточечные схемы, не пригодные для данных объектов вследствие неудовлетворительного (до 3:1) соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин. Необходимым шагом в данном случае является улучшение энергетического состояния объектов посредством ввода нагнетательных скважин.

2. Технологическое решение, предложенное с целью повышения эффективности разработки рассматриваемого объекта, заключающееся в трансформировании системы разработки в более интенсивную, обладает значительной эффективностью и позволяет устранить некоторые недостатки, которыми обладает существующая на данный момент система.

3. Предложенная система разработки позволяет достичь следующих задач:

- 1) обеспечить учёт тренда естественной и техногенной трещиноватости пластов;
- 2) повысить интенсивность заводнения низкопроницаемых пластов с большой геологической неоднородностью, обеспечить равномерность выработки запасов, увеличив тем самым коэффициент охвата;
- 3) улучшить динамику технологических показателей разработки.



4. Предлагаемая к применению рядная система обладает значительными преимуществами над применённой на месторождении площадной.

5. Немаловажно, что массовые трансформации недропользователями систем разработки в сторону усиления поддержания пластового давления являются весьма распространёнными при разработке низкопроницаемых коллекторов.

#### Список литературы:

1. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Москва-Вологда : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
4. Амирова Г.Р., Гайнетдинов Р.Х. Обоснование системы разработки пласта Ач месторождения N // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 41–43.
5. Асмандияров Р.Н., Кавардакова В.В. Анализ эффективности трансформации сетки скважин на Малобалыкском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 18–21.
6. Баишев Б.Т., Буракова С.В., Чоловский В.И. Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 6. – С. 39–44.
7. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84–100.
8. Гарифуллина Д.Н., Назарько М.Ю. Выбор и обоснование оптимальной плотности сетки эксплуатационных скважин и системы разработки месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – С. 91–94.
9. Грачёв С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.68
10. Гуроров А.Ю., Баязитова Л.Р. Состояние фонда скважин на Малобалыкском нефтегазовом месторождении // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции (31 марта 2017 года, г. Октябрьский): в 2-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2017. – С. 66–69.
11. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для выбора и обоснования вариантов разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 325–337.
12. Иванов В.С. Обоснование трансформации системы разработки объекта БП Усть-Харампурского месторождения с учётом напряжённо-деформационных свойств горных пород // Вестник магистратуры. – 2019 – № 4-2 (91). – С. 29–31.
13. Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах Ачимовской толщи / А.В. Климов-Каяниди [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 39–43.
14. Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе / В.А. Коротенко [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 569–581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9
15. Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения / А.А. Ладенко [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 5. – С. 95–103.
16. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – С. 175–181.
17. Рогачёв М.К., Кондрашев А.О. Обоснование технологии внутрислоистой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.
18. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
19. Савенок О.В., Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.
20. Оценка эффективности проведения ГРП на Малобалыкском месторождении / А.А. Симонов [и др.] // Наука и современное общество: актуальные вопросы, достижения и инновации : сборник статей IV Международной научно-практической конференции (30 июля 2020 года, г. Пенза). – Пенза : Издательство «Наука и Просвещение», 2020. – С. 47–50.



21. Стародубцев О.В. Повышение эффективности системы заводнения на Ачимовских отложениях за счёт трансформации системы разработки (на примере Поточного месторождения) // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. – 2018. – С. 48–55.

22. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–11.

#### List of references:

1. Gorpinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

A.A. Ladenko, O.V. Savenok. Theoretical bases of oil and gas fields development: manual. – Moscow-Volgoda : publishing house «Infra-engineering», 2020. – 244 p.

3. Savenok O.V. Design of oil field development: in 2 parts: manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.

4. Amirova G.R., Gaynetdinov R.Kh. Justification of development system of Ach reservoir of N field // Bulatov readings. – 2018. – VOL. 2. – CH. 1. – P. 41–43.

5. Asmandiyarov R.N., Kavardakova V.V. Analysis of efficiency of transformation of well grid at Malobalykskoe field // Oil economy. – 2006. – № 9. – P. 18–21.

6. Baishev B.T., Burakova S.V., Cholovsky V.I. Comparative assessment of performance of in-line and area impact systems // Oil economy. – 1989. – № 6. – P. 39–44.

7. Choice of optimal development system for fields with low-permeability reservoirs / V.A. Baikov [et al.] // Neftgazovoye Delo. – 2011. – № 1. – P. 84–100.

8. Garifullina D.N., Nazarko M.Yu. Selection and justification of the optimal density of the exploitation well grid and field development system // Academic Journal of Western Siberia. – 2015. – P. 91–94.

9. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Study of two-phase filtration transformation influence on formation of undeveloped oil reserves zones // Zapiski Gornogo insti tute. – 2020. – V. 241. – P. 68–82. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.68.

10. Gutorov A.Y., Bayazitova L.R. State of the stock of wells in the Malobalyk oil and gas field // Modern technologies in oil and gas business – 2017 : Proceedings of the international scientific and technical conference (March 31, 2017, Oktyabrsky): in 2 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2017. – P. 66–69.

11. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information to select and justify options for the development of Termokarstovoy gas condensate field // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 325–337.

12. Ivanov V.S. Justification of the transformation of the BP object development system of Ust-Kharampurskoe deposit taking into account the stress-strain properties of rocks // Bulletin of the Master's degree. – 2019 – № 4–2 (91). – P. 29–31.

13. Auto-perforating on injection wells in low-permeability reservoirs of Achimovskaya stratum / A.V. Klimov-Kayanidi [et al] // Izvestiya vysshee obrazovatel'nykh obrazov. Oil and gas. – 2018. – № 2. – P. 39–43.

14. Assessment of the influence of water saturation and capillary pressure gradients on the formation of the size of the two-phase filtration zone in a compressible low-permeability reservoir / V.A. Korotenko [et al.] // Proceedings of the Mining Institute. – 2020. – V. 245. – P. 569–581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9

15. Analysis of the effectiveness of geological and technical measures at the wells of Kyr-Taelskoye field / A.A. Ladenko [et al.] // Uspekhi sovremennogo nauktva [Advances of Modern Natural Science]. – 2022. – № 5. – P. 95–103.

16. Effectiveness of geological and technical measures in the development of the deposits / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : materials of International Scientific-Practical Conference (June, 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – P. 175–181.

17. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rationale for the technology of in-situ water insulation in low-permeability reservoirs // Proceedings of the Mining Institute. – 2016. – V. 217. – P. 55–60.

18. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures in the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.

19. Savenok O.V., Safiullina E.U., Kusova L.G. Analysis of application of geological and technical measures in Akhtyn oil field // Bulatov readings. – 2022. – V. 1. – P. 281–289.

20. Evaluation of Hydraulic Fracturing Efficiency in Malobalyk field / A.A. Simonov [etc.] // Science and modern society: current issues, achievements and innovations : a collection of papers of IV International Scientific-Practical Conference (July 30, 2020, Penza). – Penza : publishing house «Nauka i Prosveshchenie», 2020. – P. 47–50.

21. Starodubtsev O.V. Increase of flooding system efficiency in Achimovsk deposits due to development system transformation (on the example of Potok field) // Actual problems of oil and gas industry. – 2018. – P. 48–55.

22. Cherevko S.A., Yanin A.N. Analysis of the problem of selecting systems for development of low-permeability reservoirs of large oil fields in Western Siberia // Oilfield Business. – 2017. – № 9. – P. 5–11.



УДК 622.276.1

## О НОВОМ МЕТОДЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ

### ABOUT NEW MICROBIOLOGICAL TREATMENT METHOD

#### Мусаева Шафа Фархад

кандидат технических наук,  
старший инженер-исследователь,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»  
shafamusayeva@mail.ru

#### Musayeva Shafa Farkhad

PhD in Engineering,  
Senior Research Engineer,  
Scientific Research Institute  
«Geotechnological Problems of Oil,  
Gas and Chemistry»  
shafamusayeva@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассказывается о методе микробиологической обработки, применяемом для ассимиляции остаточной нефти из длительно обводненных, энергетически истощенных пластов. Показано, что с учетом сложности получения стимуляторов (молочной сыворотки и патоки), добавляемых в активный ил, был разработан новый состав, который в результате проведенных исследований показал высокий эффект.

**Annotation.** The article talks about the method of microbiological treatment applied for the assimilation of residual oil from long-term, watered, energy-depleted formations. It is shown that, taking into account the difficulty of obtaining stimulants (milk whey and molasses) added to the activated sludge, a new composition was developed and it was proven to have a high effect as a result of conducted research.

**Ключевые слова:** микробиологический эффект, активный ил, молочная сыворотка, меласса, выход масла.

**Keywords:** microbiological effect, activated sludge, whey, molasses, oil yield.

In recent years, the effectiveness of the method of microbiological effect on layers has been widely written. The results of the conducted studies have shown that this method is selected from other impact methods due to its low cost of implementation, environmental friendliness and high technological effectiveness. Biosynthesis products of bacteria in formation conditions reduce oil viscosity and surface tension at the phase boundary, increase its mobility, and as a result, oil separation from the rock surface becomes easier. At the same time, organic and hydrocarbon acids released by microorganisms affect the change in the volume-filtration property of oil reservoirs.

Analyzing the indicators of scientific and applied work carried out by many foreign [1–5] and Azerbaijani [6–9] researchers, it can be concluded that the microbiological effect method has positive effect on hard-to-recover deposits and while ensuring the increase of oil yield of watered layers, it also affects the reduction of the water produced with the oil. In addition to being a scientifically based method, it leads to a 5–7% increase in the operational reserve, a 1.5–2 times increase in the well productivity and a 15–25% increase in the current oil extraction.

For the first time, in 1946, C.E.Zobell came up with the idea of increasing reservoir oil yield by microbiological influence. Despite being patented by Zobell [10], this method was not used for a long time. Currently, this idea has been confirmed by many researchers. The essence of the method is based on the displacement of oil from the porous medium and expansion of the displacement barrier due to gases and metabolic products formed in the formation as a result of the intensification of the life activity of microorganisms when bioreagents – activated sludge (AS), milk whey (MW) and molasses (M) are injected into the formations as working agents.

Activated sludge (AS) is the sludge obtained from industrial and domestic water treatment at the air station facility in Hovsan, Baku. It contains 10<sup>12</sup> cells/ml of microorganisms.

Milk whey (MW) is a by-product of the Baku curd factory.

Molasses (M) is a by-product of the Imishli Sugar Factory, and the amount of microorganisms in it is 1–5 million per 1 g/liter.

The chemical formula of molasses is C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>O<sub>6</sub>, and it breaks down during fermentation to form CO<sub>2</sub> and ethyl alcohol.

The main agents that are formed during biotechnological action in the oil layer and affect the compression of oil are the following:

- acids, alcohols, ethers, etc. combinations;
- solvents;
- gases: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, nitrogen, etc.;
- biosurfactants, biopolymers, etc.

One of the most important mechanisms involved in oil displacement is the generation of acids, alcohols, solvents, and gases.

Acids and alcohols increase the porosity and permeability of the rock by dissolving carbonate rocks, preventing salt precipitation.

Solvents released by microorganisms dissolve heavy components of oil (tar, asphaltene, paraffin) and increase its mobility in the formation.

Gases, dissolving in oil, reduce its viscosity, and dissolving in water, increase the viscosity of water.



Biosurfactants cause a decrease in surface tension at the interface with the active agent.

Biopolymers and biocomposites secreted by microorganisms change the permeability of the porous medium, block the highly diluted formations, flatten the oil displacement front, and prevent the flow of water into the production wells.

The application of the microbiological method aims to intensify the current oil extraction and increase their ultimate oil yield in the layers whose energy has been depleted due to long-term development and production is highly decrease. In order to apply the method of microbiological influence to specific oil formations, their geological characteristics (porosity, permeability), physical and chemical properties of formation fluids (viscosity, density, formation water content, etc.) should be studied and application criteria should be used.

The microbiological treatment is a universal method; it includes all types of physical and chemical action methods: polymer flooding, acid treatment, surfactant injection, injection of hydrocarbon, carbon and nitrogen gases, etc.

During the impact, activated sludge, rich in microbes, is injected into the layer first. As a result of the conducted researches, it was found that activated sludge cannot provide the necessary nutrients to the biocenosis (microorganisms), it forms due to its specific biochemical activity, and therefore it is necessary to add additional nutrients – stimulators to it. During research conducted for this purpose, after active sludge is injected into the layer, whey or molasses is additionally injected.

Since 1994, the use of molasses in the Volkov field has started to apply the method of microbiological influence, and a positive result has been obtained. The method was applied in the Arlan, Tuymazi, Sayz-bash, Rayet, Surgut, and Mancharovsk fields of Kyrgyzstan, as well as in the Varghan and Samotlor fields of Western Siberia, and more than 500 thousand tons of additional oil was obtained [2].

The method of microbiological influence was applied in the Khorasani area of the onshore Balakhani-Sabunchu-Ramana field of Azerbaijan, in the Binagadi, Surakhani, and Tagiyev fields, in the VII-VIIa horizon of the Gushkhana area of the Lokbatan-Puta-Gushkhana field and in the Ateshgah field, in the X horizon of the Bibiheybatneft field, in two areas of the Pirallahi field and in addition more than 100 thousand tons of oil were produced [7–9].

Recently, the limitation of whey to be applied to the layer through the active sludge aid applied during the microbiological effect and the increase in the selling price of molasses have made it difficult to use these stimulants. In this regard, it is necessary to find a new, more profitable product. As a result of researches conducted in this field, a new product was developed and proved to have a high effect [11].

For this purpose, oil and water samples were taken from the wells of a number of objects, and research work was carried out in the laboratory. By adding various bioreagents to formation fluids, biocompositions were prepared based on them, and the fermentation process in the created biosystems was studied. As a result, the volume of the gas formed in different systems was determined, and the cultural liquids designated for the bioimpact objects were selected (Table 1).

**Table 1**

Indications	Biocompositions			
	Take out products	activated sludge 300 sm <sup>3</sup>	activated sludge 300 sm <sup>3</sup> milk whey 60 sm <sup>3</sup>	activated sludge 300 sm <sup>3</sup> Molasses 60 sm <sup>3</sup>
The amount of carbon dioxide taken, %	8.7	10.3	25.7	33.5

**Note:** during the experiments, 300 g of sand, 150 cm<sup>3</sup> of oil and 200 cm<sup>3</sup> of reservoir water are poured into the Zongen apparatus each time, and then the extracted product is added and mixed.

**Conclusion**

The results obtained from the conducted studies showed that the amount of carbon dioxide (Table 1) in the gases formed by adding activated sludge molasses or newly processed solution was high.

This suggests that the acid, solvent, gas and bio-surfactants obtained by activating the activity of microorganisms formed by the active sludge to be injected into the reservoir through the new waste product will increase the oil yield of the reservoir and reduce the volume of produced water.

The obtained results indicate that a positive result will be obtained from the application of the microbiological treatment method in offshore oil fields.

**List of references:**

1. Tsinberg M.B., Ivanovskaya I.B. Microbiological methods for increasing component recovery in the development of oil and gas condensate fields / In the book «Development and Operation», Reports of the International Conf. – Petrolgeokhim XII, Solnok VNR, 1988. – P. 435–443.



2. Zhdanov N.V., Yulbarisov E.M. Biotechnologies for enhanced oil recovery. «Methods of enhanced oil recovery – theory and practice of application» // Proceedings of scientific.pract.conf. «Oil-gas.Petrochemistry – 2001», September 5-8, Kazan.
3. Nazina T.N., Shestyakova N.M. Microbiological method for enhanced oil recovery // Oil and gas technologies. – 2008. – No. 10. – P. 10–16.
4. Samsonova A., Makarevich A. Microbiological methods for increasing secondary production // Petrochemical complex. – 2009. – No. 1. – With. 48–55.
5. Logvinenko A. Microbiological methods for increasing oil recovery. – KazNTU named after K.I. Saptaev, 2012. – P. 38–43.
6. Ismailov N.M., Rzayeva F.M. Biotechnology of oil production. Principles and application. – Baku : Elm, 1998. – 177 p.
7. Gasimly A.M., Huseynova N.I., Abdullaeva F.Ya. Experience in the application of microbiological methods of influence on the fields of Azerbaijan (on the example of the Pirallah field) // SOCAR NIPI «Neftegaz». – 2010. – No. 4. – P. 44–52
8. Application of the microbiological method of impact on the Bibiheybat deposit / Gasimly A.M., Abduev A.A., Rzayeva S.D., Huseynova H.G., Rza-zade A.A. // Scientific works of NIPIneftegaz. – 2011. – No. 3. – P. 34–38.
9. Increasing the oil yield of layers that have been in development for a long time by applying the method of microbiological influence (in the example of the Balakhani-Sabunchu-Ramana oil field) / Gasimli A.M., Mammadav A.A., Mirzajanov Z.B. Rza-zadeh A.A., Isayev E.A. // Azerbaijan Oil Industry. – 2011. – No. 12. – P. 30–33.
10. Bacteriological Process for Treatment of Fluid – Bearing Earth Formation: US Pat. / C.E. Zobell – № 2413278. – 1946.
11. Pat. AZI 20150067. 2015. The method of extracting oil from the fluidized bed. / Ismayilov F.S., Suleymanov B.A., Gasimli A.M., Abdullayeva F.Y., Rzayeva S.C., Talibi A.Q.



УДК 622.276.6

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОЗАВОДНЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ С ВВН В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА НОВО-ЕЛХОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE THERMAL FLOODING TECHNOLOGY AT THE FACILITY WITH HIGH-PRESSURE WATER IN THE CONDITIONS OF TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE LOWER CARBONIFEROUS OF THE NOVO-ELKHOVSKOYE OIL FIELD

**Насыбуллин Арслан Валерьевич**

доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой разработки  
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
arsval@bk.ru

**Орехова Лейсана Гамировна**

аспирант,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
Orexova.l@yandex.ru

**Орехов Евгений Валерьевич**

старший преподаватель кафедры разработки  
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
orexov@yandex.ru

**Аннотация.** Рассмотрены основные методы МУН применяемые при разработке объектов с ВВН. Изучен процесс термозаводнения на примере гидродинамической модели пятиточечной системы разработки терригенных отложений нижнего карбона Ново-Елховского нефтяного месторождения. Определены зависимости изменения прироста КИН от температуры и объема закачки горячей воды, а также удельный расход горячей воды на единицу дополнительно добытой нефти.

**Ключевые слова:** горячая вода, тепловые МУН, терригенный коллектор, бобриковский горизонт, высоковязкая нефть.

**Nasybullin Arslan Valerievich**

Doctor of technical sciences, professor,  
Head of the Department of Development  
and Operation of Oil and Gas Fields,  
Almetyevsk State Oil Institute  
arsval@bk.ru

**Orekhova Leysana Gamirovna**

Postgraduate student,  
Almetyevsk State Oil Institute  
Orexova.l@yandex.ru

**Orekhov Evgeny Valerievich**

Senior Lecturer, Department of Development  
and Operation of Oil and Gas Fields,  
Almetyevsk State Oil Institute  
orexov@yandex.ru

**Annotation.** The main methods of EOR used in the development of objects with high explosives are considered. The process of thermal flooding was studied on the example of a hydrodynamic model of a five-point system for the development of terrigenous deposits of the Lower Carboniferous of the Novo-Elkhovskoye oil field. The dependences of the change in the increase in oil recovery factors on temperature and volume of hot water injection, as well as the specific consumption of hot water per unit of additionally produced oil, are determined.

**Keywords:** hot water, thermal EOR, terrigenous reservoir, Bobrikov horizon, high-viscosity oil.

На месторождениях Республики Татарстан ежегодно наблюдается ухудшение структуры запасов нефти. Связано это с активным извлечением легкой нефти. Для компенсации в разработку вовлекаются запасы трудноизвлекаемых категорий, представленные высокообводненными, слабопроницаемыми коллекторами, а также высоковязкой и тяжелой нефтью [1]. Доля объектов с высоковязкой нефтью (ВВН) в разработке постоянно растет и обеспечение рентабельного уровня добычи является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефтедобывающими компаниями.

Традиционное заводнение с использованием системы ППД, дающее хорошие результаты в коллекторах с маловязкой нефтью, на объектах ВВН малоэффективно. Многочисленные исследования свидетельствуют, что конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составляет 0,1–0,25. Для достижения КИН уровня 0,4–0,45 необходимо прокачивать до 10–15 поровых объемов воды, что неэффективно и долговременно [2].

Для решения этой проблемы необходимо активно использовать различные методы увеличения нефтеизвлечения (МУН). По сложившейся мировой и отечественной практике наиболее эффективными МУН для объектов с ВВН считаются тепловые и химические [1, 3].

Химические МУН заключаются в воздействии водными растворами полимеров, повышающих вязкость воды, что позволяет выровнять фронт вытеснения, или водными растворами ПАВ, которые снижают межфазное натяжение на границе раздела флюидов и уменьшают контактный угол смачиваемости. Наибольший эффект химические методы показывают при создании большеобъемных оторочек.





Тепловые методы основаны на закачке в пласт различных видов теплоносителя, который передавая тепло горной породе и флюидам нагревает нефть, что приводит к снижению ее динамической вязкости и повышает подвижность в пласте. Основными теплоносителями выступают пар и горячая вода. Воздействие паром применяется для добычи сверхвязкой и битуминозной нефти. Для воздействия на нефть на глубинах 800–2000 м используется в основном горячая вода [4, 5].

К объектам с ВВН в Татарстане можно отнести терригенные отложения бобриковского и радаевского горизонта нижнего карбона. Они характеризуется повышенной и высокой вязкостью нефти (20 мПа·с и более) и высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

В данной работе поставлена задача изучить эффективность заводнения горячей водой на объекте с ВВН, эксплуатирующем бобриковские отложения Ново-Елховского нефтяного месторождения, была создана пятиточечная модель с усредненными характеристиками (рис. 1). В качестве инструмента моделирования был выбран гидродинамический симулятор FlowER (ПАО «Татнефть») [6, 7, 8]. Уровень ВНК составляет 845 м, расстояние между забоями скважин 220 м. Объект представлен двумя пропластками различной проницаемости, общей толщиной 7 м. Проницаемость верхнего пропластка 2,187 мкм<sup>2</sup>, нижнего 0,863 мкм<sup>2</sup>. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 28,6 мПа·с, плотность – 883 кг/м<sup>3</sup>. Начальная температура пласта – 25 °С.

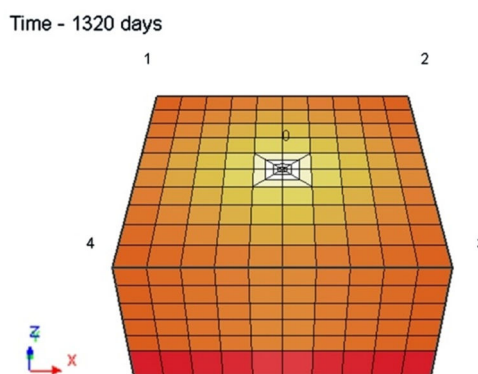


Рисунок 1 – Внешний вид модели. Нефтенасыщенность на момент 1320 суток

Основной задачей при проведении воздействия горячей водой является выбор объема заводнения, эффективной температуры и оптимальной температуры закачиваемой воды. Осложняет задачу тот факт, что традиционное заводнение осуществлялось водой со средней температурой 15 °С, что приводило к охлаждению пласта. Вопрос определения эффективной температуры был рассмотрен в работе [9].

Для решения задачи предлагается проведение серии вычислительных экспериментов, позволяющих определить чувствительность модели к изменениям основных параметров – температуры закачиваемой горячей воды (ЗГВ), объема заводнения в долях от порового объема. Эффективность моделирования технологии оценивается в приросте КИН относительно базового варианта (заводнение ненагретой водой) и объемном расходе горячей воды на добычу одного кубометра дополнительно добытой нефти.

Моделирование заводнения оторочками горячей воды различной температуры в объеме 0,5–1,3 от объема пор участка (рис. 2) показывает, что эффективность технологии возрастает с увеличением температуры воды и объема заводнения. Зависимость прироста КИН от температуры закачиваемой воды всегда носит линейный характер и не позволяет правильно оценить границы эффективности.

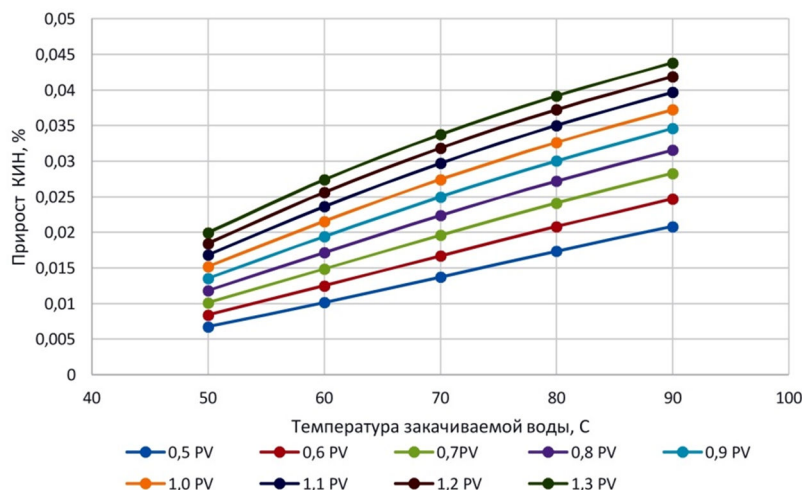
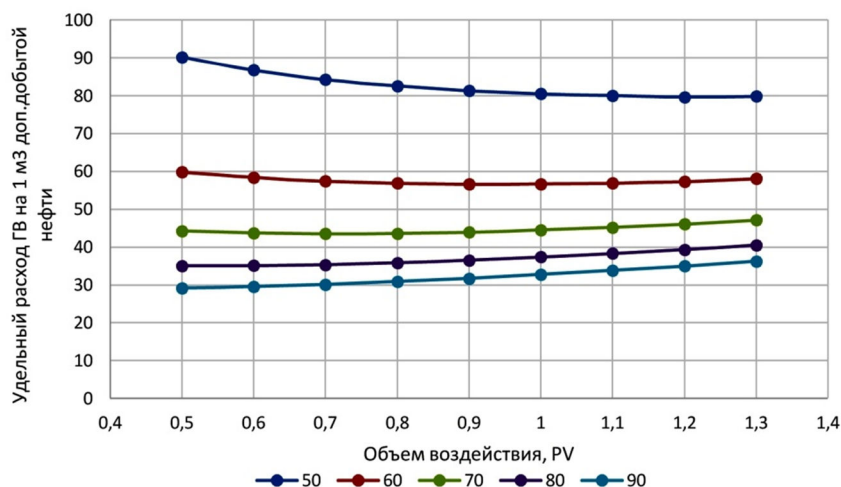


Рисунок 2 – Зависимость прироста КИН от температуры

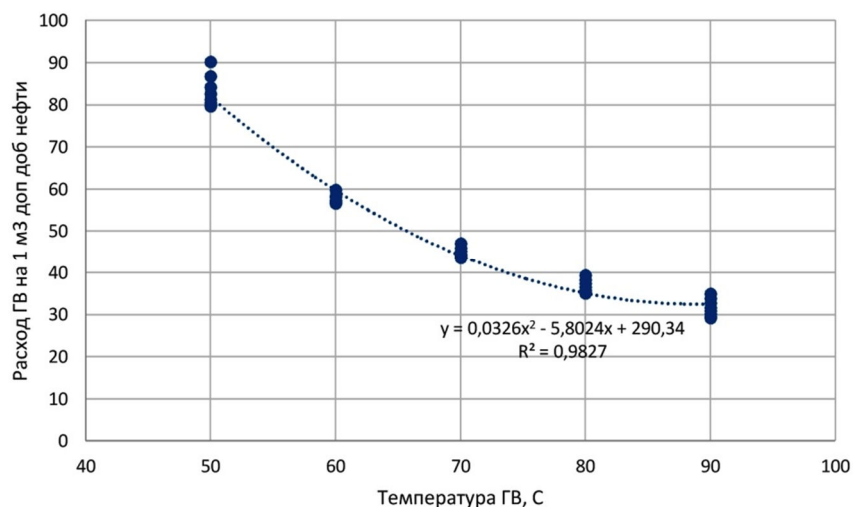


Эффективность объема воздействия можно оценить по графику на рисунке 3, где представлена зависимость удельного расхода горячей воды различной температуры на 1 м<sup>3</sup> дополнительно добытой нефти. Анализ полученных данных показывает, что наибольший эффект (наименьший расход горячей воды) соответствует заводнению горячей водой в объеме до 1,2 от порового объема участка, при температуре закачиваемой воды 90 °С.



**Рисунок 3** – Зависимость удельного расхода горячей воды на единицу доп. добычи нефти от объема термозаводнения

Для определения температуры воды, при которой технология принесет наибольший эффект используется зависимость удельного расхода горячей воды на 1 единицу доп. добытой нефти от температуры закачиваемой воды (рис. 4).



**Рисунок 4** – Зависимость удельного расхода горячей воды на единицу доп. добычи нефти от температуры закачиваемой воды

Анализ зависимости, полученной на рисунке 4 показывает, что наибольший эффект наблюдается при заводнении водой температурой 80 и 90 градусов. Аппроксимация полученной зависимости функцией квадратичной параболы показала хорошую сходимость (коэффициент детерминации равен 0,9827, коэффициент корреляции, определяющий силу связи равен 0,99), что говорит о возможности применения полученной зависимости на рассматриваемом объекте для оценки эффекта от ЗГВ.

**Выводы:**

1. Заводнение горячей водой в условиях рассматриваемого объекта эффективно.
2. Наибольший эффект достигается при заводнении водой температурой 80 и 90 °С в объеме до 1,2 от порового.
3. Получена зависимость удельного расхода горячей воды на 1 м<sup>3</sup> доп. добычи нефти от температуры закачиваемой воды.

**Список литературы:**

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти : учебное пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – 310 с.
2. Ji Ho Lee<sup>1</sup>, Kun Sang Lee. Geochemical evaluation of low salinity hot water injection to enhance heavy oil recovery from carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. – 2019. – P. 366–381. DOI:10.1007/s12182-018-0274-6
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
4. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : «Нефть и газ», 1996. – 284 с.
5. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара : Кн.изд-во, 1998. – 368 с.
6. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / M.G. Persova [et al.] // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1019. – Art. 012050. DOI:10.1088/1757-899X/1019/1/012050.
7. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / М.Г. Персова [и др.] // *Geomodel 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9–13, 2019: EAGE Publ.*, 2019.
8. Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling / L.I. Garipova [et al.] // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – Bulgaria, 2019. – Vol. 19. – P. 473–480.
9. Орехова Л.Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения // *Нефтяная провинция*. – 2022. – № 4(32). – С. 196–207. DOI:10.25689/NP.2022.4.196-207.

**List of references:**

1. Khisamov R.S. Efficiency of development of hard-to-recover oil reserves : manual. – Kazan : Publishing house «Fan» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2013. – 310 p.
2. Ji Ho Lee<sup>1</sup>, Kun Sang Lee. Geochemical evaluation of low salinity hot water injection to enhance heavy oil recovery from carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. – 2019. – P. 366–381. DOI:10.1007/s12182-018-0274-6
3. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
4. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields of high-viscosity oils. – M. : «Oil and Gas», 1996. – 284 p.
5. Kudinov V.I., Suchkov B.M. New technologies to increase oil recovery. – Samara : Book Publishing, 1998. – 368 p.
6. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / M.G. Persova [et al.] // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1019. – Art. 012050. DOI:10.1088/1757-899X/1019/1/012050.
7. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / М.Г. Персова [и др.] // *Geomodel 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9–13, 2019: EAGE Publ.*, 2019.
8. Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling / L.I. Garipova [et al.] // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – Bulgaria, 2019. – Vol. 19. – P. 473–480.
9. Orekhova L.G. Improvement of efficiency of high-viscosity oil deposits development by hot water flooding on the example of Novo-Elkhovskoye oil field // *Neftyanaya provinciya*. – 2022. – № 4(32). – P. 196–207. DOI:10.25689/NP.2022.4.196-207.



УДК 553.9

**ПОСТРОЕНИЕ И АДАПТАЦИЯ МОДЕЛИ CRMP  
НА УЧАСТКЕ БУРЕЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**CONSTRUCTION AND ADAPTATION OF THE CRMP MODEL  
AT THE BUREIKINSKY OILFIELD**

**Нафиков Тагир Асхатович**

аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений,  
Альметьевский государственный нефтяной институт  
nafikovta@gmail.com

Научный руководитель –

**Насыбуллин Арслан Валерьевич**

доктор технических наук., профессор

**Аннотация.** В статье рассматривается опыт автора по построению и адаптации модели CRMP на участке Буреikinского месторождения Республики Татарстан. Рассматриваются вопросы базовых аналитических выражений, лежащих в основе класса моделей CRM, параметры оптимизации моделей, а также необходимые данные исследуемого объекта для расчета модели.

**Ключевые слова:** аналитические модели, аналитическое моделирование, CRM-моделирование, емкостно-резистивные модели, материальный баланс, взаимовлияние скважин.

**Nafikov Tagir Askhatovich**

Ph.D. student of the Department  
for Development and Operation of Oil  
and Gas Fields,  
Almetyevsk State Oil Institute  
nafikovta@gmail.com

Academic advisor –

**Nasybullin Arslan Valerievich**

Dr.Sc, Professor

**Annotation.** The article discusses the author's experience in constructing and adapting the CRMP model at the Bureikinsky oilfield of the Republic of Tatarstan. The issues of basic analytical expressions underlying the class of CRM models, model optimization parameters, as well as the necessary field data of the object of research for calculating the model are considered.

**Keywords:** analytical models, analytical modeling, CRM modeling, capacitance-resistive models, material balance, well interaction.

Современное состояние развития класса аналитических моделей нефтяных месторождений позволяет использовать их в качестве инструмента, позволяющего оперативно оценивать состояние разработки месторождения и принимать управленческие решения в оперативном режиме. Уравнения, лежащие в основе метода CRM (Capacitance-Resistive Model), как одного из видов аналитических моделей нефтяных месторождений, основаны на методе материального баланса:

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \tag{1}$$

где  $c_t$  – общая сжимаемость,  $V_p$  – поровый объем дренирования,  $\bar{p}$  – среднее давление в  $V_p$ ,  $i(t)$  – расход нагнетания,  $q(t)$  – общий дебит жидкости.

Решение данного уравнения применительно к нефтяному пласту было впервые получено в [1] и впоследствии дополнялось и уточнялось другими исследователями. В общем виде уравнение для описания влияния закачки на добычу жидкости (модель CRM) выглядит следующим образом: выражение (2).

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - J \frac{dp_{заб}}{dt}, \tag{2}$$

где  $q(t)$  – дебит жидкости от времени,  $i(t)$  – приемистость от времени,  $\tau$  – «постоянная времени» пласта,  $J$  – коэффициент продуктивности скважины,  $p_{заб}$  – давление на забое скважины [2].

Выражение (3) представляет собой аналитическое решение выражения (2) для одной добывающей скважины  $j$  и связанных с ней нагнетательных скважин  $i$  количеством  $N$  [3].

$$q_j(t) = q_j(t_0) e^{\frac{-(t-t_0)}{\tau_j}} + \left(1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_i} [f_{ij} I_i] - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}}{\Delta t} \right]. \tag{3}$$

В данной работе была построена и адаптирована модель CRM для участка Буреikinского месторождения Республики Татарстан.

В качестве входных «известных» данных были использованы данные нагнетания  $I_i$ , добычи, забойного давления добывающих скважин  $\Delta p_{wf,j}$ , а также карта расположения скважин на выбранном



участке. К неизвестным параметрам относятся: значение добычи на начальном шаге времени  $q_j(t_0)$ , «постоянная времени» объема дренирования скважины  $\tau_j$ , коэффициент продуктивности скважины  $J_j$  и коэффициенты взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин  $f_{ij}$ . Неизвестные параметры модели оптимизируются с помощью метода наименьших квадратов с целевой функцией:

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (q_{i \text{ факт}} - q_{i \text{ расчет}})^2}{N}} \rightarrow \min, \tag{4}$$

где  $N$  – количество наблюдений,  $q_{i \text{ факт}}$  – фактическое значение расхода на шаге  $i$ ,  $q_{i \text{ расчет}}$  – расчетное (модельное) значение расхода на шаге  $i$ .

При анализе выбранного месторождения был выделен относительно изолированный участок разработки, содержащий 35 скважин, из которых 25 скважин относятся к добывающему фонду, 10 скважин – к нагнетательному. За период исследования отношение суммарного нагнетания жидкости к суммарной добыче жидкости составило 1,013; таким образом определено, что компенсация участка находилась на приемлемом уровне и позволяет проводить исследования по созданию аналитических моделей.

В ходе выполнения работы была построена и адаптирована модель «ячеек заводнения», то есть модель объема дренирования скважин «добывающая-нагнетательные» – CRMP (CRM for Producer). Оптимальные значения коэффициентов определялись с использованием выражения (4) в среде ПО *Matlab Optimization Toolbox* и *MS Excel*.

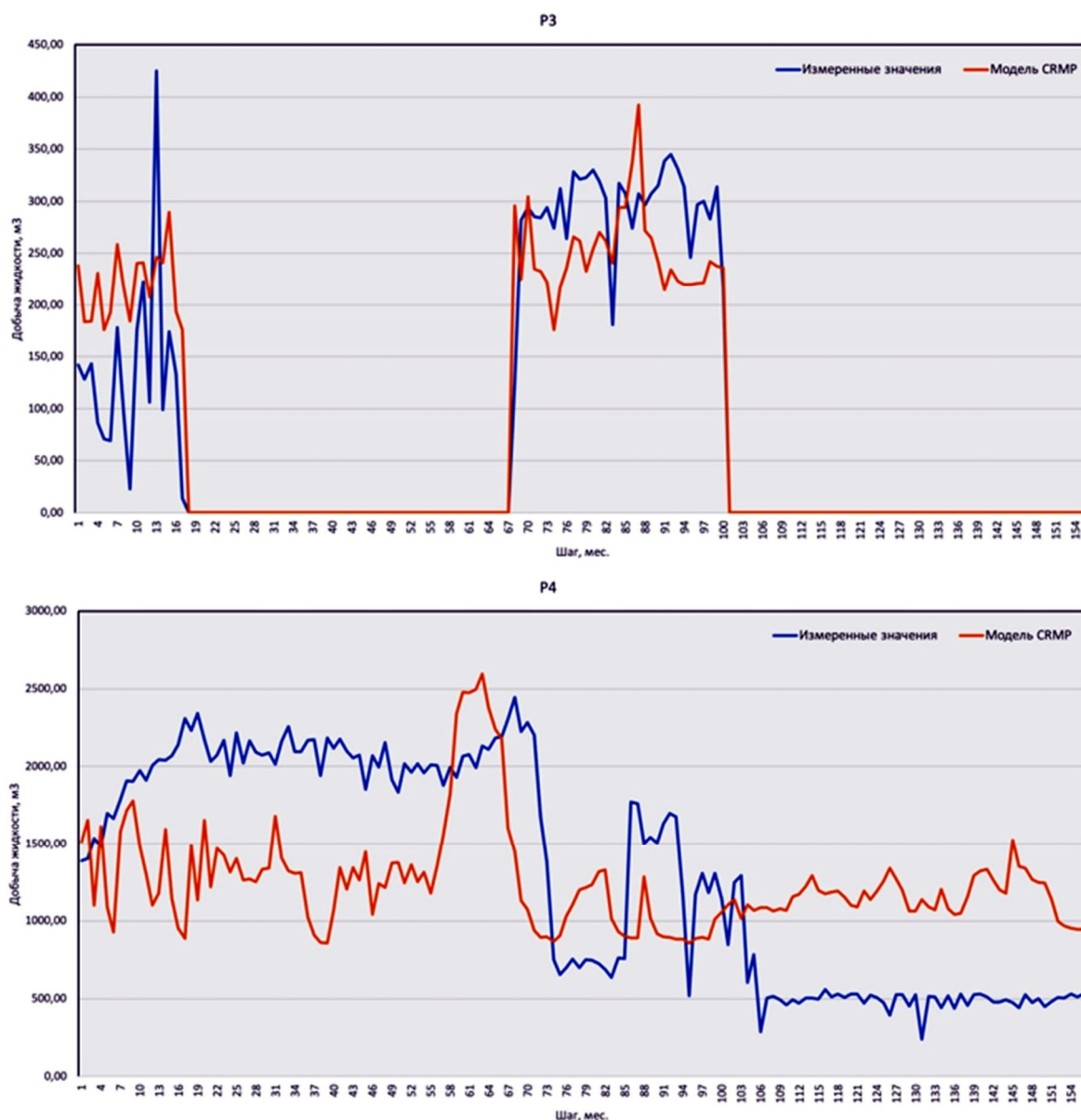
Оптимизированные параметры приведены в таблице 1. Здесь  $f_{ij}$  – коэффициенты взаимовлияния скважин,  $q_p(t_0)$  – значение добычи в начальный момент времени;  $J_j$  – коэффициент продуктивности скважины,  $\tau_j$  – постоянная времени добывающей скважины  $j$ ,  $e_j$  – интенсивность аквифера.

**Таблица 1** – Оптимизированные параметры модели CRMP

$f_{ij}$	I1	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I10	$q_p(t_0)$	$J_j$	$\tau_j$	$e_j$
P1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	47537,7	7,58	0,13	331,84
P2	0,01	0,01	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,55	0,45	0,10	45,94
P3	0,01	0,03	0,02	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	0,50	175,75
P4	0,00	0,03	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1017,74	4,30	26,32	856,45
P5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,67	1,14	1,37	481,13
P6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	1,77	495,99
P7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	181,78	1,37	32,91	130,91
P8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	52,10	70,65
P9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,10	115,59
P10	0,00	0,00	0,00	0,29	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1173,23	2,47	21,90	1097,09
P11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	710,89	4,69	672,78	925,85
P12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	431,11	1,70	25,81	493,52
P13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	189,69	0,81	29,15	314,66
P14	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,96	32,32	124,48
P15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	417,83	2,00	25,45	668,47
P16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,78	0,00	0,00	0,00	788,96	3,56	16,10	379,97
P17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	445,30	231,11
P18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,07	56,99	53,95
P19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,04	525,00	1,17	9,11	207,22
P20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	1,00	0,00	0,00	1557,23	4,72	1218,5	1035,03
P21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	363,21	1,20	1365,7	0,00
P22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,21	0,00	0,00	0,00	1398,85	1,96	205,02	146,00
P23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	145,65	1,82	1705,6	0,00
P24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	357,25	1,33	84,94	585,42
P25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	7,59	52,45

Невысокая сходимость полученных моделей обусловлена неидеальным с точки зрения модели режимом работы участка: в хронологии присутствуют остановки и простои, ликвидации и ввод скважин, смена способов эксплуатации объектов, частое изменение режимов добычи и нагнетания.

На рисунке 1 в качестве примера представлен графический вид значений добычи по модели и измеренных значений добычи.



**Рисунок 1** – Сопоставление измеренных и модельных значений добывающих скважин P3, P4

**Список литературы:**

1. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations / A.A. Yousef [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2006, December 1. doi:10.2118/95322-PA.
2. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM: монография / С. В. Степанов [и др.]. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.
3. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water / CO<sub>2</sub> Floods : Ph.D. diss. – Austin: The University of Texas at Austin, 2008. – URL : <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>.

**List of references:**

1. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations / A.A. Yousef [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2006, December 1. doi:10.2118/95322-PA.
2. Support of oil fields development with the use of CRM models: monograph / S.V. Stepanov [et al.]. – Tyumen : IPC «Express», 2021. – 300 p.
3. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water / CO<sub>2</sub> Floods : Ph.D. diss. – Austin: The University of Texas at Austin, 2008. – URL : <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>.



УДК 622.324.5

**КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОГИДРАТОВ В БАСЕЙНАХ****COMPREHENSIVE STUDY OF GAS HYDRATES IN BASINS****Новрузова Судаба Гаджи кызы**

доктор философии по технике, доцент,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
sudaba.novruzova@asoiu.edu.az

**Джаббарова Гюллю Валех кызы**

доктор философии по технике, доцент,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
gullu.cabbarova@asoiu.edu.az

**Агамалиев Шахлар Фарид оглы**

Докторант,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
counteradmiral555@gmail.com

**Аннотация.** Известно, что газогидраты были определены как потенциальный будущий ресурс углеводородов. В связи с этим в геологоразведочной области были разработаны различные программы для последующего познания и продвижения данной прогрессивной идеи.

В этой статье даётся анализ результатов последнего глобального исследования газогидратов в бассейнах. При этом были оценены и классифицированы свыше 500 наземных и морских бассейнов. Здесь главная цель заключается в определении и ранжировании наиболее перспективных для газогидратов районов мира.

**Ключевые слова:** газогидраты, углеводороды, скрининг, наземные бассейны, морские бассейны, ранжирование.

**Novruzova Sudaba Haji**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
sudaba.novruzova@asoiu.edu.az

**Jabbarova Gullu Valeh**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
gullu.cabbarova@asoiu.edu.az

**Aghamaliyev Shahlar Farid**

PhD student  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
counteradmiral555@gmail.com

**Annotation.** It is known that gas hydrates have been identified as a potential future hydrocarbon resource. In this regard, various programs have been developed in the exploration field for the subsequent knowledge and promotion of this progressive idea. This article analyzes the results of the latest global study of gas hydrates in basins. At the same time, more than 500 land and sea basins were assessed and classified. Here, the main goal is to identify and rank the most promising areas for gas hydrates in the world.

**Keywords:** gas hydrates, hydrocarbons, screening, onshore basins, offshore basins, ranking.

**В** **ведение**

На сегодняшний день отсутствуют сомнения в том, что существующие мировые ресурсы традиционных УВ уменьшаются. Несмотря на данное обстоятельство, УВ по-прежнему останутся важнейшим источником энергии в течение нескольких десятилетий. В связи с этим некоторые крупные нефтегазовые компании, академические круги и страны начали инициировать программы по изучению возможности применения ресурсов газогидратов для компенсации ожидаемого дефицита [1].

В данной тематике будет рассмотрено использование традиционного подхода к нефтяным системам при выполнении глобального скрининга ресурсов газогидратов в морских и наземных бассейнах. Следует отметить, что некоторые наземные и морские бассейны были оценены с применением классических двухмерной (2D) и трёхмерной (3D) сейсморазведки, каротажных данных и добавочных общедоступных данных. Всё это необходимо для исследования потенциала газогидратов как с точки зрения их присутствия, так и с точки зрения их возможной эксплуатации.

**Методологическая часть**

Присутствие газогидратов в бассейне в значительной степени зависит от нынешних условий температуры и давления [2]. Устойчивые газогидратные условия образуются в следующих типах бассейнов:

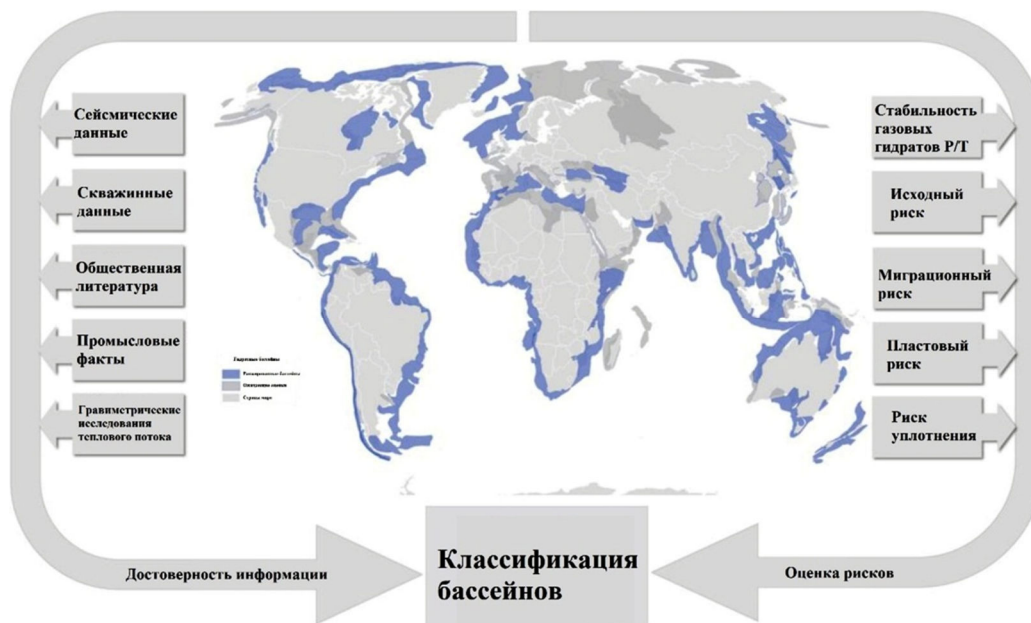
- в наземных бассейнах арктических регионов, в которых вечная мерзлота обеспечивает достаточно холодную среду;
- в морских бассейнах, которые характеризуются глубиной воды, превышающей приблизительно 300 м.

На основании приведённых критериев более подробно проанализированы бассейны с зоной устойчивости газогидратов (ЗУГ). Необходимо отметить, что данный анализ используется для оценки гидраторесурсного потенциала бассейнов [3]. В итоге для дальнейшего анализа и характеристики различных бассейнов был применён общепринятый подход к нефтяным системам. При этом основными факторами являются:



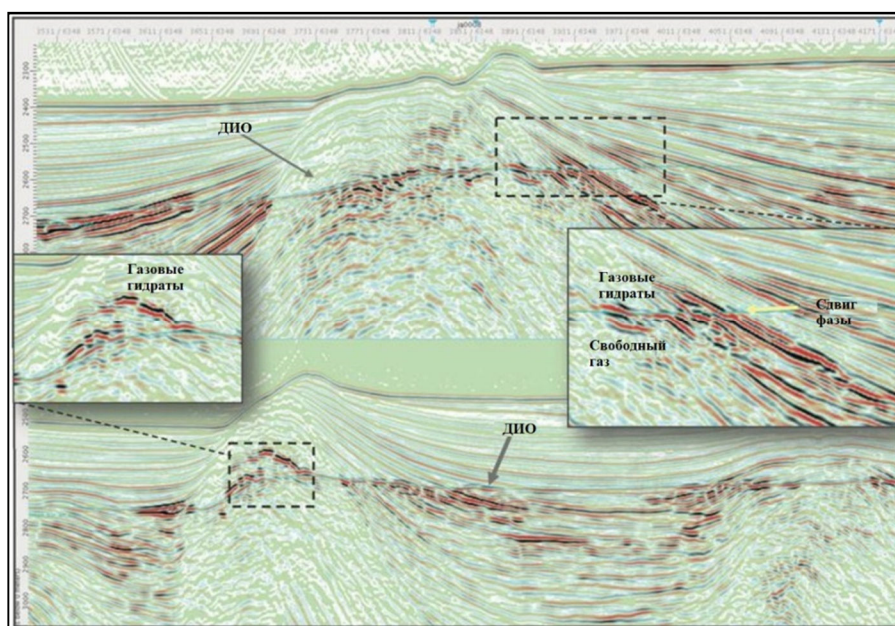
- присутствие источника УВ;
- возможность миграции УВ в ЗУГ;
- наличие резервуара в пределах ЗУГ;
- герметизация коллектора над потенциальным резервуаром газогидратов.

Следует особо подчеркнуть, что вышеперечисленные факторы были проанализированы для каждого типа бассейна в отдельности. Кроме этого, при ранжировании (распределении) бассейнов учитывалась достоверность всех имеющихся данных. При этом бассейны, имеющие больше доступных данных, получали более высокое общее так называемое «взвешивание» (рис. 1).



**Рисунок 1** – Карта глобального скрининга, обобщающая метод и основные параметры риска, используемые при распределении бассейнов

В целом сейсмические данные являются главным входным параметром для скрининга газогидратного потенциала в бассейнах. В морских отложениях основание ЗУГ довольно часто характеризуется донным имитирующим отражателем (ДИО) [4]. Для обнаружения скопления газогидратов в потенциально перспективных концентрациях, участок между морским дном и ДИО был досконально изучен на наличие ключевых сейсмических признаков. К числу данных признаков можно отнести блоки с высоким импедансом, сильными локально ограниченными высокими амплитудами и инверсиями фазы, появляющимися вдоль отдельных блоков, пересекающих ЗУГ (рис. 2).



**Рисунок 2** – Сейсмические особенности, связанные со скоплениями газогидратов (ДИО – донный имитирующий отражатель)

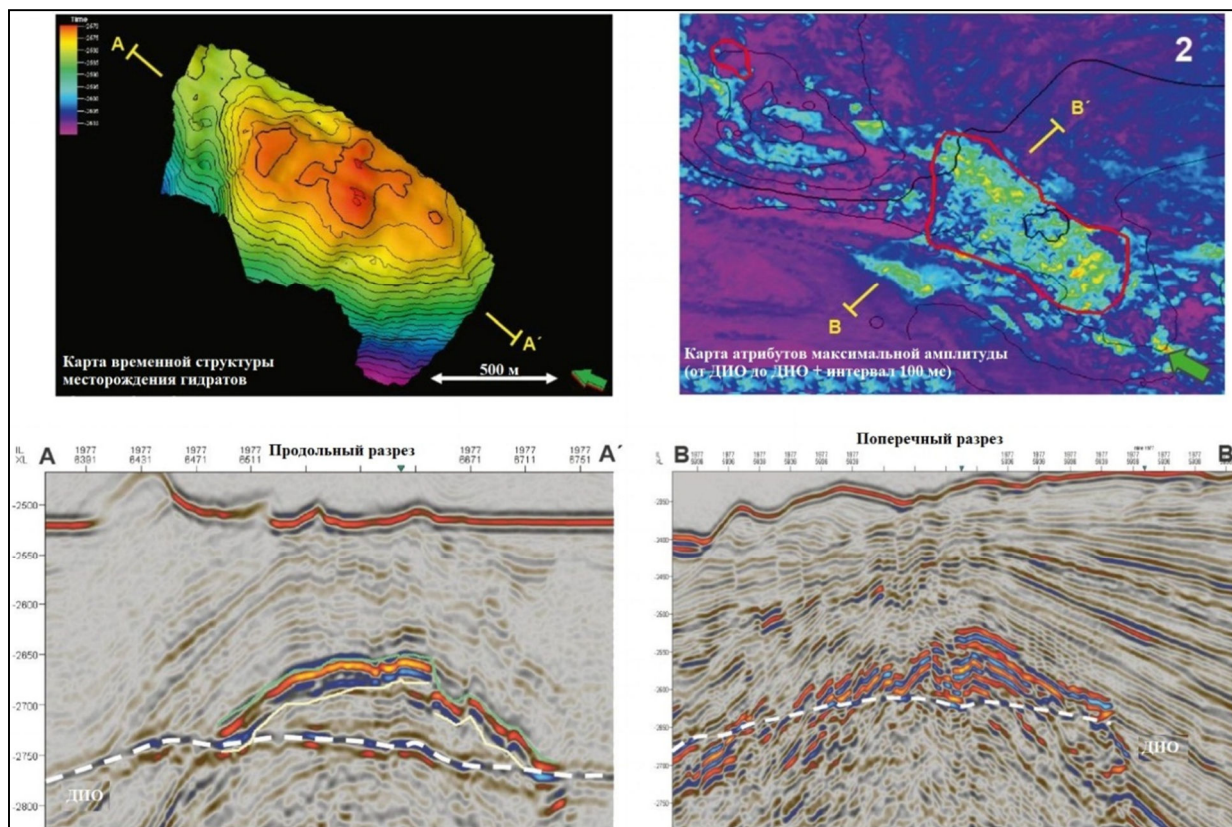




Следует отметить, что во многих бассейнах достоверность данных была существенно высокой при хорошей каротажной информации и трёхмерном сейсмическом покрытии. В этих случаях была проведена более подробная оценка ресурсов [5].

**Результаты и заключение**

В общем было проанализировано 567 наземных и морских бассейнов, из которых 256 бассейнов были определены как районы, благоприятные для гидратоустойчивых условий. Из них 197 бассейнов были оценены детально. Среди 197 бассейнов только 14 имеют хороший потенциал для газогидратов [6]. Данные бассейны залегают в склонных к песку отложениях и имеют подтверждённые запасы, основанные на сейсмических или скважинных данных (рис. 2 и 3).



**Рисунок 3** – Карта временной структуры (1) и карта атрибутов максимальной амплитуды (2) перспективных участков газогидратов с сейсмическими примерами (ДИО – донный имитирующий отражатель)

Необходимо добавить, что был составлен список Топ-10 газогидратных бассейнов и проведена оценка ресурсов наиболее перспективных из них [7]. Основываясь на этом исследовании, можно ожидать открытия нескольких участков в каждом газогидратном бассейне, а первоначальные расчёты выявили объёмы газогидратов до 142 млрд кубометров. Такие потенциальные объёмы газогидратов вряд ли можно игнорировать, и они могут стать следующим “большим объектом” в разведке.

**Список литературы / List of references:**

1. Exploration for gas hydrates in the deepwater, northern Gulf of Mexico: Part 1: A seismic approach based on geologic model, inversion, and rock physics principles / J. Dai [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2008. – V. 25. – № 9. – P. 830–844.
2. Klauda J.B. and Sandler S.I. Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment // Energy & Fuels. – 2005. – № 19. – P. 459–470.
3. McConnell D., and B. Kendall, mages of the base of gas hydrate stability, northwest Walker Ridge. – Gulf of Mexico, OTC Paper, 2002. – I 14103.
4. Milkov A.V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? // Earth-Science Reviews. – 2004. – № 66. – P. 183–197.
5. Extraction of methane hydrate concentrated zone for resource assessment in the eastern Nankai Trough / T. Saeki [et al.]. – OTC Paper, 2008. – 19311.
6. The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments / K. Wallmann [et al.] // A Theoretical Approach, Energies. 2012. – № 5. – P. 2449–2498.
7. Zatsepina O.Ye. and Buffett B.A. Thermodynamic conditions for the stability of gas hydrate in the seafloor // Journal of Geophysical Research. – 1998. – 103, 24 127–24 139.



УДК 622.279

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

### EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF MEASURES TO LIMIT WATER INFLOWS IN THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE DEPOSITS

**Плазун Александр Викторович**

аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет  
plazunav@yandex.ru

**Инякина Екатерина Ивановна**

кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет  
injakinaei@tyuiu.ru

**Фоминых Олег Валентинович**

доктор технических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет  
fominyhov@tyuiu.ru

**Аннотация.** В работе рассматривается комплекс мероприятий по увеличению производительности скважин и повышению газо- и конденсатоотдачи. Одним из таких мероприятий являются работы по ограничению притока пластовой и подошвенной воды в скважинах, эксплуатирующих пласты ХМ<sub>2</sub> и ХМ<sub>3</sub> Бованенковского месторождения. Поэтому задача продления безводной работы скважин остается важнейшей задачей. Вследствие литологии залежи добыча углеводородов неизбежно будет сопровождаться добычей воды, проведение работ, предупреждающих водопроявление, позволит продлить безводный или маловодный период работы скважин и эксплуатировать их более рентабельно. Так, одним из путей решения проблемы обводнения скважин является разработка новых эффективных технологий в сложных гидродинамических условиях путем надежного тампонирувания каналов поступления воды.

**Ключевые слова:** обводненность продукции скважин, поступления воды, мощность пласта, водоизоляционные работы, безводная эксплуатация, влагосодержание.

**Plazun Alexander Viktorovich**

Postgraduate Student of the department «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen Industrial University  
plazunav@yandex.ru

**Inyakina Ekaterina Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen Industrial University  
injakinaei@tyuiu.ru

**Fominykh Oleg Valentinovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen Industrial University  
fominyhov@tyuiu.ru

**Annotation.** The paper considers a set of measures to increase well productivity and increase gas and condensate recovery. One of such activities is the work to limit the inflow of formation and bottom water in wells operating the KhM<sub>2</sub> and KhM<sub>3</sub> formations of the Bovanenkovskoye field. Therefore, the task of extending waterless operation of wells remains the most important task. Due to the lithology of the deposit, the production of hydrocarbons will inevitably be accompanied by the production of water, and work to prevent water intrusion will extend the waterless or dry period of well operation and operate them more profitably. Thus, one of the ways to solve the problem of well watering is the development of new effective technologies in difficult hydrodynamic conditions by reliable plugging of water supply channels.

**Keywords:** water cut of well production, water inflow, reservoir thickness, water shut-off works, waterless operation, moisture content.

**В** комплекс мероприятий по увеличению производительности скважин и повышению газо- и конденсатоотдачи входят водоизоляционные работы по ограничению притока пластовой и подошвенной воды. На стадии опытно-промышленной разработки газоконденсатных залежей происходит обводнение вертикальных и горизонтальных скважин в процессе эксплуатации по причине некачественного цементаж по заколонному пространству. Данное явление приводит к осложнению в виде снижения дебита пластового газа, созданию песчаных пробок и др. Увеличение бездействующего фонда скважин, по причине обводнения газоконденсатной залежи свидетельствует о малой эффективности внедряемых водоизоляционных технологий.

Обводненность продукции в целом по газовой промышленности России неуклонно растет. К настоящему времени она продолжает увеличиваться и обводненные скважины активно пополняют бездействующий фонд. Среди них значительную долю составляют скважины, обводнившиеся до нерентабельной добычи углеводородов, в том числе и не давно вышедшие из бурения. Анализ разра-



ботки месторождений показывает, что основную часть эксплуатации залежи составляет водный период, сокращающий срок безводной эксплуатации. Поэтому задача продления безводной работы скважин остается важнейшей задачей [1, 2, 3].

На месторождениях, где вследствие литологии пласта добыча углеводородов неизбежно будет сопровождаться добычей воды, проведение работ, предупреждающих водопроявление, позволит продлить безводный или маловодный период работы скважин и эксплуатировать их более рентабельно. Используемые в настоящее время методы строительства скважин не обеспечивают долговременности их эффективной эксплуатации. Из анализа литературных источников видно, что вопросам водоизоляции (ВИР) уделяется внимание главным образом на стадиях разработки месторождений, т.е. ликвидации уже возникших проблем, причем при невысоких показателях успешности. Одним из путей решения проблемы преждевременного обводнения скважин является разработка новых эффективных технологий строительства в сложных геологических и гидродинамических условиях путем надежного тампонирувания каналов поступления воды, не снижая продуктивности скважин [4, 5, 6].

На Бованенковском месторождении поданным ГИС бурение эффективная мощность в газонасыщенной части пластов ХМ<sub>2</sub> и ХМ<sub>3</sub> равна 15,10 метра, коэффициент проницаемости равен ( $K_{пр} = 20.59$ мД). В интервале перфорации продуктивного пласта:  $h_{эф} = 9.3$  м,  $K_{пр} = 25.05$  мД. Поданным геофизических исследований (ГИС) до водоизоляционных работ (ВИР) эффективная мощность залежи равна 7,0 м,  $K_{пр} = 4.694$  мД. С учётом проведения ВИР установкой ЦМ с кровлей на глубине 1627.6 метров (в интервале естественного флюидоупора 1627.6–1635.7 м):  $h_{эф} = 9.3$  м,  $K_{пр} = 25.05$ мД.

Исходя из данных геологического моделирования, эффективная толщина в контуре питания скважины №11308 ориентировочно составляет 15.1 метров. Она расположена в присводовой части (на северном крыле) Бованенковского куполовидного поднятия. Эксплуатационным объектом являются пласты ХМ<sub>2</sub> и ХМ<sub>3</sub>, вскрытые в интервалах 1549.0–1609.1 м (а.о. – 1238.0– 1253.9 м) и 1621.0 – 1759.8 м (а.о. – 1257.0–1293.6 м) соответственно. Интервал установки фильтра ФС-168: 1543.73–1632.53 м (а.о. – 1236.63– 1260.07 м). С начала эксплуатации скважина работала с дебитами газа от 230 тыс.м<sup>3</sup>/сут. до 300 тыс.м<sup>3</sup>/сут, находилась в работе 2026 часов.

Расчёт прогнозного дебита скважины № 11308 выполнен в модуле Amethyste программного комплекса. Для расчёта потенциального дебита скважины с учетом проведения ВИР на момент предположительного окончания ВИР. По результатам моделирования дебит скважины при скин-факторе равном 0 и  $\Delta P = 3.766$  МПа составит 95 тыс. м<sup>3</sup>/сут, расчётная скорость потока на башмаке НКТ равна 4.97 м/с. На основании указанных выше данных по геолого-техническому состоянию скважины целесообразно выполнить следующие работы в составе капитального ремонта:

- глушение скважины;
- извлечение лифтовой колонны с КПО;
- восстановление искусственного забоя;
- ГИС с целью определения технического состояния скважины и текущего ГВК;
- ВИР установкой ЦМ с кровлей на глубине 1627.6 м (в интервале естественного флюидоупора 1627.6–1635.7 м);
- реперфорация ЭК (при необходимости);
- спуск лифтовой колонны с КПО;
- отработка скважины по факельной линии;
- гидрофобизация ПЗП;
- ГДИ;
- запуск в шлейф/вывод из бездействия.

По результатам расчета прогнозного дебита, скважина обладает достаточным эксплуатационным потенциалом для работы в газосборный коллектор (ГСК) после проведения ВИР. При условии работы скважины газом без жидкости и механических примесей, на момент предположительного окончания ВИР, расчётный дебит составит 95 тыс. м<sup>3</sup>/сут при  $S = 0$ , скорость потока при работе скважины в шлейф – 4.97 м/с. Скорость потока достаточна для выноса жидкости с забоя и стабильной работы скважины в шлейф.

Таким образом выявлено, что вероятной причиной является поступление пластовой воды в скважину через подошву фильтра. В результате проведения ВИР было восстановлено работоспособное состояние скважины. Также определено технического состояния скважины и текущее ГВК, установлен цементный мост (ЦМ) с кровлей на глубине 1627.6 м (в интервале естественного флюидоупора 1627.6–1635.7 м). По результатам расчета прогнозного дебита, скважина обладает достаточным эксплуатационным потенциалом для работы в ГСК после проведения ВИР. При условии работы скважины газом без жидкости и механических примесей, на момент предположительного окончания ВИР, расчётный дебит составит 95 тыс. м<sup>3</sup>/сут при  $S = 0$ , скорость потока при работе скважины в шлейф – 4.97 м/с. Данная скорость потока достаточна для выноса жидкости с забоя и стабильной работы скважины в шлейф.

**Список литературы:**

1. Результаты ликвидации притоков воды в скважинах, дренирующих газоконденсатные залежи / Е.В. Ваганов [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 2. – С. 7–24.
2. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов [и др.]. – М., 2021. – С. 160.
3. Инякина Е.И., Краснов И.И., Инякин В.В. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
4. Диагностика источников водопитока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины / И.И. Краснов [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2019. – Т. 3. – № 1. – С. 20–34.
5. Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 4 (53). – С. 11.
6. Краснов И.И., Инякина Е.И. Перспективы разработки осложненных нефтегазовых залежей с применением геолого-технических мероприятий // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2018. – Т. 2. – № 2. – С. 29–52.

**List of references:**

1. Results of liquidation of water inflows in the wells draining gas–condensate deposits / E.V. Vaganov [et al.] // Science. Innovations. Technologies. – 2022. – № 2. – P. 7–24.
2. Peculiarities of development of oil and gas deposits in Western Siberia / I.I. Krasnov [et al.] – M., 2021. – P. 160.
3. Inyakina E.I., Krasnov I.I., Inyakin V.V. Experience in the development of oil–gas–condensate deposits with complicated geological and physical characteristics // Oil and Gas: experience and innovations. – 2017. – № 1. – P. 41–56.
4. Diagnosis of sources of water inflow and prospects of technologies to limit water breakthrough in wells / I.I. Krasnov [et al.] // Oil and Gas: experience and innovations. – 2019. – V. 3. – № 1. – P. 20–34.
5. Abraev N.S., Inyakin V.V., Krasnova E.I. Analysis of application of water–gas impact on productive formations // Academic Journal of Western Siberia. – 2014. – V. 10. – № 4 (53). – P. 11.
6. Krasnov I.I., Inyakina E.I. Prospects of development of complicated oil–and–gas deposits with the use of geological and technical measures // Oil and Gas: experience and innovations. – 2018. – V. 2. – № 2. – P. 29–52.



УДК 622.654.45

## ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА ВИБРАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### STUDY OF THE VIBRATION METHOD IMPACTS ON THE FORMATION IN OFFSHORE FIELDS

**Рагимова Махлуга Сурхай**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Механика»,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Намазова Гюльнара Иззатуллаевна**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Сулейманов Шахин Магамед**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Рзаева Ханум Джамаладдин**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Аннотация.** При разработке нефтяных месторождений путем стационарных и нестационарных гидродинамических исследований эксплуатационных нефтяных и нагнетательных водяных скважин определяются следующие параметры продуктивного пласта: значение пластового давления, коэффициента проницаемости, коэффициента гидропроводности, коэффициента пьезопроводности, приведенного радиуса гидродинамически несовершенной скважины.

**Ключевые слова:** стационарная и нестационарная гидродинамика, месторождение, вибровоздействие, пласт.

**Rahimova Mahluqa Surkhay**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor of the Department  
of Mechanics,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Namazova Gülnarə İzzatulla**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Suleymanov Shahin Magamad**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Rzayeva Khanum Jamaladdin**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Annotation.** When developing oil fields by stationary and non-stationary hydrodynamic studies of production oil and injection water wells, the following parameters of the reservoir are determined: the value of reservoir pressure, permeability coefficient, hydraulic conductivity coefficient, piezoconductivity coefficient, reduced radius of a hydrodynamically imperfect well.

**Keywords:** stationary and non-stationary hydrodynamics, field, vibration impact, reservoir.

**Введение.** Промышленное испытание и лабораторно-экспериментальный опыт изучения процесса вибродействия на ПЗП-а эксплуатационных нефтяных и нагнетательных водяных скважин переменным давлением с целью интенсификации притока и поглощения жидкости показывает, что успешность применения метода в каждом конкретном случае зависит от индивидуальных свойств пластовой системы и связанных с ними специфических элементов механизма проявления колебаний давления на забое скважины.

Поэтому, перспективным направлением повышения эффективности вибрационного воздействия на ПЗП-а является оптимальное сочетание гидродинамических параметров пластовой системы, технических и технологических параметров процесса виброобработки скважин.

При разработке нефтяных месторождений путем стационарных и нестационарных гидродинамических исследований эксплуатационных нефтяных и нагнетательных водяных скважин определяются следующие параметры продуктивного пласта: значение пластового давления, коэффициента проницаемости, коэффициента гидропроводности, коэффициента пьезопроводности, приведенного радиуса гидродинамически несовершенной скважины.

Опытно-промышленное испытание способа вибровоздействия на пласт в морских нефтяных месторождениях Азербайджана. Виброобработки нагнетательных водяных и добывающих нефтяных скважин проводились в основном на месторождении «Гум-дениз» в научно-исследовательской лабораторной вибровоздействия, созданной с этой целью в цехе научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР) НГДУ «Гум адасы».

Результаты вибровоздействия на ПЗП нагнетательных водяных скважин месторождения «Гум-дениз» НГДУ «Гум адасы»: суммарный прирост закачки воды по результатам 16-ти виброобработок



составляет 102902 м<sup>3</sup>. Результаты соляно-кислотных обработок ПЗП по нагнетательным водяным скважинам месторождения «Гум дениз» НГДУ «Гум адасы: суммарный прирост закачки воды от кислотных обработок составляет 166387 м<sup>3</sup>. Сопоставление результатов кислотных и виброкислотных обработок, проводимых на разных объектах не представлялся возможным.

Для наиболее конкретного установления положительных сторон вибрационного воздействия на ПЗП выполнялись кислотные и виброкислотные обработки на одних и тех же скважинах нефтяного месторождения и сравнивались их полученные результаты. Эти обработки выполнялись на нагнетательных водяных скважинах №139, 168, 391, 2, 305 (два раза) и 294.

Результаты виброкислотных и кислотных обработок, выполненных на одних и тех же нагнетательных водяных скважинах нефтяного месторождения «Гум дениз: Суммарный прирост закачиваемой в пласт воды после виброкислотных обработок составляла 67530 м<sup>3</sup>, который в 2,4 раза превышал подобный показатель (25992 м<sup>3</sup>) после осуществления кислотных обработок. Средне-суммарный прирост закачиваемой в пласт воды, приходящийся на одну эффективную кислотную обработку (3713 м<sup>3</sup>) на 5934 м<sup>3</sup> меньше, чем при виброкислотных обработках (9647 м<sup>3</sup>).

Продолжительность эффективности при виброкислотных обработках составляла 696 дней, которая на 249 дней больше, чем при чисто кислотных обработках (447 дней). Средний удельный расход рабочей жидкости (сильной кислоты) на один погонный метр эффективной мощности забойного фильтра для виброкислотных и кислотных обработок бывает одинаковым (0,3 м<sup>3</sup>/на 1 погонный м).

Большая эффективность вибровоздействия после предварительного проведения в этих эксплуатационных нефтяных объектах кислотной обработки обусловлена ослаблением связи между различными колыматирующими частицами, между ними и поверхностью поровых каналов предварительной кислотной обработки и разрывом таких связей последующим вибрационным воздействием с помощью волновых процессов. Во избежание закупорки пор и трещин ПХП и удаленных зон пласта взвешенными частицами, отделившимися в результате волновых процессов, нужен их принудительный вынос из пласта при освоении скважин.

При суммарном приросте закачки воды 102902 м<sup>3</sup> на месторождении «Гум дениз» по итогам вибровоздействия на ПЗП вышеуказанных инъекционных водяных скважин дополнительная добыча нефти составляла 9359 тонн.

Средне суммарный прирост закачки жидкости в пласт и продолжительность эффекта выше там, где выше удельный расход кислоты на 1 погонный метр эффективной мощности пласта.

Известно, что повышение фильтрующей способности пористой проницаемой среды при виброобработке зависит также от значения перепада давления. Благоприятным фактором эффективности проведенных виброобработок является высокий перепад давления, создаваемый гидравлическим вибратором, установленным на забое скважины.

При проведении вибровоздействия снижение давления закачки рабочей жидкости в конце процесса при одних тех же темпах расхода свидетельствует об улучшении гидродинамических параметров призабойной зоны пласта, то-есть увеличение перепада давления закачки между начальными и конечными давлениями без изменения темпа расхода свидетельствует об улучшении коллекторских свойств ПЗП-а.

Наилучший результат (средне-суммарный прирост закачки воды на одну эффективную обработку 11002,5 м<sup>3</sup> с продолжительностью 138,5 дней) оказался у скважины, где перепад давления достигал выше 2 МПа.

Выполнялись 13 виброобработок в 12-ти эксплуатационных нефтяных скважинах месторождения «Гум-дениз». Дополнительная добыча нефти по итоговым результатам вибровоздействия этих скважин составляла 5136 тон. Результаты кислотных и виброобработок эксплуатационных скважин не подлежат сопоставлению из-за выполнения их в различных эксплуатационных объектах и по различной технологии. Тем не менее, кислотные обработки эксплуатационных скважин являются менее результативными. Исходя из результативности комплексной технологии применения методов повышения нефтеотдачи пластов, в данном случае возможно полагать, что эта технология была бы более результативной.

Недостаточный объем применения этого способа воздействия на ПЗП-а в данном месторождении затрудняет проведение более конкретного анализа и установление оптимальных значений основных параметров, которые обуславливают эффективность вибровоздействия по объектам. Тем не менее, результативность вибровоздействия на пласт по имеющемуся фактическому объему применения значительно превышает итоговые результаты кислотных обработок.

Суммарная дополнительная добыча нефти по НГДУ «Гум адасы» при применении способа вибровоздействия на ПЗП-а по эксплуатационным нефтяным и инъекционным водяным скважинам составляла 14494 тон.

Кроме этого, низкая результативность ряда виброобработок обусловлена отсутствием нужного опыта сначала в выборе, подготовке скважин, технологии проведения вибровоздействия в различных геолого-физических условиях месторождения. Изучение промыслового опыта внедрения метода виб-



ровоздействия на других нефтяных месторождениях, именно в Татарии и Башкирии во многом способствовало увеличению эффективности применения способа и в дальнейшем. Особую значимость имело ознакомление с исследованиями ТатНИПИнефть и БашНИПИнефть по разработке и внедрению технологии воздействия на пласт низкочастотными упругими колебательными движениями. Будучи научно обоснованным и подтвержденными сравнительно высокими практическими результатами, данные исследования достаточно конкретно обосновали эффективность вибровоздействия на ПЗП-а низкочастотными упругими колебаниями. С этой целью был разработан и внедрен низкочастотный скважинный забойный вибратор для использования в условиях низкой приемистости и высоких пластовых давлений.

Был также разработан способ выбора конструктивных параметров вибраторов и технологических показателей процесса вибровоздействия в соответствии с гидродинамическими параметрами обрабатываемых эксплуатационных объектов. Аналитическое исследование автоколебательного режима работы данного вибратора упругих колебаний и полученные в результате алгоритмы для вычисления значений параметров вибратора и параметров технологического процесса вибровоздействия в зависимости от значений параметров обрабатываемой зоны пласта дали возможность разработать методику выбора оптимальной технологии способа вибровоздействия на ПЗП по скважинам.

Эффективность способа вибровоздействия на ПЗП по скважинам зависит от выбора эксплуатационных объектов, подготовки скважин к обработке, выбора оптимального технологического режима протекания процесса вибровоздействия, технологии освоения скважин после обработок, сравнительного анализа результатов обработок в целях дальнейшего усовершенствования техники и технологии и т.д.

#### Список литературы:

1. Ахундов Р.И. Исследование автоколебательного режима работы конструкций для промывки песчаной пробки и воздействия на призабойную зону скважин // Тезисы докладов республиканской конференции по динамике и прочности нефтепромыслового оборудования. – Баку, 1989. – С. 21.
2. Валиуллин А.В. Совершенствование вибровоздействия на призабойную зону скважин для повышения приемистости нагнетательных скважин : Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 1984. – С. 20.
3. Влияние акустического воздействия на водопроницаемость и коэффициент вытеснения терригенных коллекторов / В.П. Митрофанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 10. – С. 45–52.
4. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности / Б.Ф. Симонов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С. 56–64.
5. Исследование гидравлических золотниковых вибраторов для обработки скважин / С.М. Гадиев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 2. – С. 23–32.

#### List of references:

1. Akhundov R.I. The study of the self-oscillatory regime of structures for sand plug flushing and impact on the bottomhole zone // Theses of reports of the Republican conference on the dynamics and strength of oilfield equipment. – Baku, 1989. – P. 21.
2. Valiullin A.V. Perfection of vibroinfluence on bottomhole zone to increase injectivity of injection wells: Cand. ... Cand. of Sci. – Tyumen, 1984. – P. 20.
3. Effect of acoustic influence on water permeability and displacement factor of terriigenous reservoirs / V.P. Mitrofanov [et al.] // Geology, Geophysics and development of oil fields. – 1996. – № 10. – P. 45–52.
4. Vibroseismic impact on oil reservoirs from the earth surface / B.F. Simonov [et al.] // Oil economy. – 2000. – № 5. – P. 56–64.
5. Investigation of hydraulic spool vibrators for well processing / S.M. Gadiev [et al.] // Oil Industry. – 1972. – № 2. – P. 23–32.



УДК 622.656

## УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ РАБОТАХ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

### INSTALLATION OF ELECTROCENTRIFUGAL SUBMERSIBLE PUMPS IN OIL WELL TRIP

**Рагимова Махлуга Сурхай**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Механика»,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Намазова Гюльнара Иззатуллаевна**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Сулейманов Шахин Магамед**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Рзаева Ханум Джамаладдин**

научный сотрудник,  
Научно-исследовательский институт  
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Аннотация.** Использование электрических центробежных погружных насосов (ЭЦПН-в) для перекачки вязких жидкостей (нефти, нефтепродуктов и т.д.) выдвигает ряд задач, связанных с воздействием вязкости жидкости на работоспособность центробежных погружных и не погружных насосов. Разница между ними заключается в том, что размеры их рабочих колес разные, различны их направляющие аппараты, различны параметры работы и т.д. Использование же ЭЦПН-а для откачки и перекачки обводненных нефтей ставит ряд задач по исследованию влияния устойчивых эмульсий «вода в нефти» на работу центробежных насосов.

**Ключевые слова:** центробежный насос, агрегат, грузоподъемник, спускоподъемные работы, эффективность, нефтяная скважина, кабель-канат.

**Rahimova Mahluqa Surkhay**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor of the Department  
of Mechanics,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Namazova Gülnarə İzzatulla**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Suleymanov Shahin Magamad**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Rzayeva Khanum Jamaladdin**

Research Assistant,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Annotation.** The use of electric centrifugal submersible pumps (ЭЦПН) for pumping viscous liquids (oil, oil products, etc.) puts forward a number of problems related to the effect of fluid viscosity on the performance of centrifugal submersible and non-submersible pumps. The difference between them lies in the fact that the sizes of their impellers are different, their guide vanes are different, the operating parameters are different, etc. The use of ЭЦПН-а for pumping and pumping flooded oils poses a number of tasks for studying the effect of stable water-in-oil emulsions on the operation of centrifugal pumps.

**Keywords:** centrifugal pump, unit, forklift, lifting operations, efficiency, oil well, cable-rope.

**Введение.** Электрические центробежные погружные насосы получили широкое распространение для откачки самых различных жидкостей с забоя обводнившихся нефтяных скважин на дневную поверхность. Эти откачиваемые жидкости обладают различными физико-химическими свойствами и могут иметь различные реологические характеры, которые поставили ряд задач, и от их решения зависит эффективность работы отмеченных насосов.

Автотрансформатор и станция управления собираются в будке, расположенной от устья скважины на расстоянии не менее 20 метров, размеры будки 2.0 x 2.5м, высота до 2-х метров.

После этого насосные агрегаты спускаются в скважину со следующей последовательностью.

Сжимателем ПЭД держится и приводится к устью скважины и держится в висячем положении. К нему соединяются кабель и протектор. В двигателе кабель и вместе с канатом проверяется сопротивление изоляции, здесь сопротивление должно быть соответственно не менее 100 и 50 Мом. После этого двигатель и протектор с помощью масляного насоса заполняются маслом. Состоящие из двигателя и протектора, эти две сборки захватываясь от сжимателя проректора, поддерживаются в висячем положении и ограничивается вращение по направлению его оси. Двигатель связывается с землей. Затем он включается в сеть кратковременно (2 сек), пускается в работу и устанавливается направление вращения.





При осмотре с верхней части вала его вращение должно быть в направлении движения часовой стрелки. После убеждения в этом, протектор соединяется с ЭЦПН-ом. В протектор закачивается масло до давления  $5 \text{ кг/см}^2$  и  $20 \div 30$  мин после проверяется утечка в возможных местах. В проверенном насосном агрегате, находящийся в верхней части протектора конус сливного клапана  $2 \div 3$  оборота открывается, связываются под сальниковое пространство насоса и внутреннее пространство протектора. Кабель, проходя через кабельный ролик, который висит с вышки или мачты, стоящего на устье скважины, направляется в скважину и наоборот. Для того, чтобы кабель не повредился, скорость спуска агрегата погружного насоса в скважину не должна превышать  $0,25 \text{ м/сек}$ . При спуске агрегата в скважину изоляционная защита должна быть регулярно серьезно проверена. При завершении спуска агрегата в скважину сопротивление изоляции не должно быть меньше  $10 \text{ Мом}$ .

ЭЦПНУ-и обширно используется при извлечении нефти, поэтому в области конструктивного совершенствования и создания ее новых типов непрерывно выполняются определенные работы.

В ЭЦПНУ одним из самых тяжелых процессов является спуск и подъем колонны НКТ. Учитывая этот факт, разработана и изготовлена ЭЦПНУ, в которой с целью упрощения и ускорения спускоподъемных операций в этом процессе используется кабель-канат. В скважине грузоподъемная способность кабель-каната составляет  $100 \text{ кн}$ . Кабель-канат одновременно с исполнением спускоподъемных операций, обеспечивает питание электрической энергией ПЭД-я. Кабель-канат внутри имеет кабель с тремя жилами и её наружность с прочным стальным проводником, выкручиваясь в двух направлениях, состоит из вязаного покрытия. Кабель-канат в отличие от обычных установок не идет рядом с насосными агрегатами, поэтому в скважинах одинакового диаметра дает возможность использовать с насосным агрегатом еще большего диаметра. Теоретические вычисления и опыты показывают, что ЭЦПНУ-и по сравнению с ЭЦПНУ-ми, работающими с обычной схемой, дают возможность приблизительно в 2 раза увеличивать мощность и производительность установки. Спускоподъемные операции насосных агрегатов в  $10 \div 20$  раз ускоряются, устраняется тяжелая трудовая емкость, связанная с открыванием, закрыванием колонны НКТ, улучшаются энергетические показатели установки и уменьшается металлическая емкость. Одновременно кабель-канатная система имеет ряд недостатков.

Во-первых, пока не проектированы кабель-канаты достаточно малого диаметра, высокой упругостью и со способностью ремонта. В большинстве случаев, в отдельных частях кабеля требуется ремонт местного характера. Достижение этого имеет ряд трудностей.

Во-вторых, при эксплуатации в стенке колонны обсадных труб образуются парафиновые и солевые осадки. А это в свою очередь во время подъема насосных агрегатов создает опасность образования пробок.

В-третьих, здесь из-за того, что используется пакерная установка, не становится возможным исследовать забойное пространство.

Несмотря на сказанное, в настоящее время используются несколько ЭЦПНУ-к, в которых работают кабель-канаты. Монтаж и принцип работы этой установки изложены ниже. Вначале в скважину спускается пакер на расчетную глубину, затем он подсаживается на стенке скважины. Пакер должен воспринимать силы столба жидкости, находящейся на нем и тяжести насосного агрегата. Насосной агрегат в виде сборки с кабель-канатом спускается в скважину и подсаживается герметично. В это время всасывающая труба, прикрепленная к насосу снизу вместе с приемной сеткой, проходя через пакер, открывает тарельчатый обратный клапан, размещенный в его нижнем месте. Герметичность между агрегатом и пакером создается за счет соприкосновения посадочных колец.

Наверху от посадочного кольца, в верхнем конце всасывающей трубы размещается обратный клапан. От клапана наверху размещаются насос, а затем гидравлический ПЭД. В верхней части ПЭД-я размещаются соответствующие элементы, обеспечивающие соединение кабель-каната с двигателем: штекер, сжимающая гайка, наконечник соединительного кабеля. В наконечник кабеля соединяется жилы кабеля и верхняя часть с ЭЦПН-ом, всасывающая жидкость посредством отверстий закачивается в кольцевое пространство между кабель-канатом и колоннами эксплуатационных труб.

**Выводы.** Установка электроцентробежного погружного насоса применяется в обводнившихся нефтяных скважинах с целью откачки продукции с забоя на дневную поверхность. При эксплуатации обводнившихся нефтяных скважин, в том числе скважин с установками ЭЦПН, возникают пять главных осложнений и аварий, из которых получают многочисленные производные осложнения. В первую очередь следует предупредить или устранить главные осложнения.

### Список литературы:

1. Технология и техника добычи нефти и газа / Н.М. Муравьев [и др.]. – М. : Изд. «Недра», 1971. – С. 399–411.
2. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М. : «Недра», 1983. – С. 418–452.
3. Технические требования 01-2007 на поставку электропогружного оборудования для добычи нефти. – Сургут, 2007. – С. 21.



4. Раабен А.А., Шевалдин П.Е., Максумов Н.Х. Монтаж и ремонт бурового и эксплуатационного оборудования. – М. : «Недра», 1975. – С. 131–133.
5. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. – М. : «Недра», 1983. – С. 64–101.
6. Универсальный гидродинамический способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся насосных скважинах / В.Ш. Гурбанов [и др.] // Эко-Энергетика. науч. тех. журнал. – 2019. – № 4. – С. 23–26.

**List of references:**

1. Technology and equipment of oil and gas production / N.M. Muravyev [et al]. – М. : Nedra, 1971. – P. 399–411.
2. Shurov V.I. Technology and Technique of Oil Production. – М. : Nedra, 1983. – P. 418–452.
3. Technical Requirements 01–2007 for the Supplies of Electric Submersible Equipment for Oil Production. – Surgut, 2007. – P. 21.
4. Raaben A.A., Shevaldin P.E., Maksumov N.Kh. Installation and repair of drilling and operating equipment. – М. : Nedra, 1975. – P. 131–133.
5. Chicherov L.G. Oilfield machinery and mechanisms. – М. : Nedra, 1983. – P. 64–101.
6. Universal hydrodynamic method of periodic isolation of formation water in watered-down pumping wells / V.Sh. Gurbanov [et al.] // Eko-Energetika. sci. tec. journal. – 2019. – № 4. – P. 23–26.



УДК 622.654.45

## ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ С УЧЕТОМ ХАРАКТЕРА РАБОТЫ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

### SELECTION OF EQUIPMENT FOR ELECTROCENTRIFUGAL SUBMERSIBLE PUMPS TAKING INTO ACCOUNT THE NATURE OF WELL OPERATION IN COMPLICATED GEOLOGICAL AND PHYSICAL CONDITIONS

**Рагимова Махлуга Сурхай**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Механика»,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Гамидли Анвар Садыг**

магистр кафедры «Механика»,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Аннотация.** Использование центробежных электрических погружных насосов (ЭЦПН-ов) для перекачки вязких жидкостей (нефтей, нефтепродуктов и т.д.) выдвигает ряд задач, связанных с воздействием вязкости жидкости на работоспособность центробежных погружных и не погружных насосов. Разница между ними заключается в том, что размеры их рабочих колес разные, различны их направляющие аппараты, различны параметры работы и т.д.

**Ключевые слова:** электрические центробежные погружные насосы, жидкости, параметры кабеля и колонны, давление, коэффициент, мощность и диаметр, номинальная мощность трансформатора.

**Rahimova Makhluqa Surkhay**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Associate Professor of the Department  
of Mechanics,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Hamidli Anvar Sadiq**

Magistr «Mechanical» department,  
Azerbaijan State Oil and Industry University

**Annotation.** The use of centrifugal electric submersible pumps (ESPs) for pumping viscous liquids (oils, oil products, etc.) puts forward a number of problems related to the effect of liquid viscosity on the performance of centrifugal submersible and non-submersible pumps. The difference between them lies in the fact that the sizes of their impellers are different, their guide vanes are different, the operating parameters are different, etc.

**Keywords:** electric centrifugal submersible pumps, liquids, cable and column parameters, pressure, coefficient, power and diameter, transformer rated power.

**Введение.** Электрические центробежные погружные насосы получили широкое распространение для откачки самых различных жидкостей с забоя обводнившихся нефтяных скважин на дневную поверхность. Эти откачиваемые жидкости обладают различными физико-химическими свойствами и могут иметь различные реологические характеры, которые поставили ряд задач, и от их решения зависит эффективность работы отмеченных насосов.

В увеличении эффективности работы установки ЭЦПН (электрические центробежные погружные насосы) и в определении более выгодного режима ее работы, выбор его оборудования в соответствии характеру скважины имеет большое значение.

Учитывая этот факт, при выборе оборудования необходимо уделять особое внимание следующим вопросам: влиянию вязкости извлекаемой жидкости и газа на параметры установки, созданию условия рационального всасывания на приеме насоса, уточнению параметров ПЭД-я, кабеля, колонны НКТ и при необходимости обращению к более рациональному типу и размерам.

Вообще выбор оборудования установки в соответствии характеру скважины советуется проводить со следующей последовательностью:

- определить требуемый напор насоса;
- учитывая влияние вязкости добываемой пластовой жидкости и свободного газа на характеристику насоса в случае, когда откачиваемая жидкость-вода, необходимо определить рабочие параметры насоса (здесь целью является обеспечить выбор в каталоге насоса его показатели так, как даны для случая рабочая жидкость-вода);
- из существующих насосных установок необходимо выбирать такие, которые имеют несколько типов и размеров;
- нужно определить глубину спуска насоса в скважину;
- уточняя рабочие параметры и тип насоса, определить мощность электродвигателя;
- проверить параметры кабеля и колонны НКТ, которые заранее выбраны;
- проверить диаметры насосных агрегатов, кабеля и колонны НКТ;



- сравнивать технико-экономические показатели нескольких установок, первоначально выбранных;
- проверить рациональность в сравнении с другими насосами в применении погружных электрических насосов.

Обычно при выборе установки характеристика скважины бывает известной. К известным параметрам относятся: в основном проектная производительность скважины, глубина залегания пласта, температура в пласте извлекаемой нефти, пластовое давление, коэффициент продуктивности пласта, вязкость нефти, давление насыщения нефти газом, плотность сепарированной нефти, газовый фактор, плотность газа, обводнение нефти, плотность воды, объемный коэффициент нефти, диаметр колонны обсадных труб и устьевое давление.

Заранее можно выбрать диаметр колонны лифтовых труб в соответствии с проектной производительностью пласта.

Можно установить основные параметры установки, двигателя, насоса и трансформатора. По шифру установки можно определить: номинальную производительность, напор и предусматриваемую колонну обсадных труб агрегата, по шифру двигателя его номинальную мощность и диаметр, номинальную мощность трансформатора по его шифру.

Учитывая вязкость жидкости и количество газа уточнение показателей насоса.

Зная производительность и создаваемый напор насоса, из каталога ЭЦПНУ-у можно выбрать. Отметим, что в каталогах в заводском условии при проведении испытания насосов в случае работы даются полученные характеристики. При работе насоса в реальных условиях, от изменения вязкости нефти и от воздействия свободного газа в нефти эти характеристики резко изменяются. Учитывая это в реальном условии влияние вязкости нефти, свободного газа, учитывая в заданной производительности и давлении насоса, нужно знать при работе насоса с водой его производительность и давление.

Вязкость извлекаемой жидкости приводит к потере энергии в насосе. Увеличение вязкости в системах насоса приводит к увеличению гидравлических сопротивлений и сил трения. Для её преодоления требуется дополнительный расход энергии. Сказанное приводит к падению производительности и коэффициента полезного действия насоса.

Выбор ЭЦПНУ-и. Вначале устанавливаются допустимые габаритные размеры погружного насосного агрегата, зная внутренний диаметр колонны обсадных труб. Вообще между насосным агрегатом и колонной обсадных труб по диаметру не должен быть меньше 6 мм. Соответствие установки спускаемой скважине определяется на основе заводских характеристик. Здесь необходимо учитывать обязательно показатели пластовых жидкостей и предел использования по производительности насоса. Если в добываемой нефти количество воды больше 90%-ов и вязкость меньше ( $0,03 \text{ см}^2/\text{сек}$  – в маленькой производительности;  $0,07 \text{ см}^2/\text{сек}$  в большой производительности), то насос выбирается соответственно заводской характеристике. В этом случае в нефти количество газа во входе не должно быть больше  $5 \div 7 \%$ .

Определение глубины спуска ЭЦПН-а в скважину (подвески). Для определения подвески, ЭЦПН-а рассмотрим методику, предложенную со стороны БНХКВ. Эта методика основывается на наличии на приеме насоса газоносности 35 %-ов.

Определение требуемой мощности насоса. Требуемая мощность насоса вычисляется с учетом выполняемой работы газа в колонне лифтовых труб, коэффициента объемного уменьшения закачиваемой жидкости и к.п.д. насоса.

Проверка возможности взятия насосом вязкой жидкости. При замене насоса фонтанных или имеющих возможность выбросить жидкость скважин для ограничения этих возможностей в скважину дается тяжелая жидкость (вода, с водяным утяжелителем). После спуска нового насоса в скважину и подъема тяжелой жидкости, для добычи нефти необходимо перевести скважину на оптимальный режим работы. И поэтому сначала для подъема тяжелой жидкости со скважины, нужно проверить требуемую мощность насоса. В таком случае, для определения мощности в имеющееся выражение вводится плотность тяжелой жидкости (для случая начала взятия жидкости). В найденной этой мощности проверяется нагрев двигателя.

Проверка параметров трансформатора и станции управления. Трансформаторе требуемое двигателем напряжение тока и в режиме работы двигателя в кабеле проверяется возможность количества потери напряжения. Для определения вида трансформатора на устье скважины необходимо знать напряжение тока, силу тока и мощность.

Сравнение технико-экономических показателей центробежной погружной электрической установки с технико-экономическими показателями другого вида способов эксплуатации.

**ВЫВОД.** В большинстве случаев условия взятия жидкости со скважины (объем взятой жидкости, показатели нефти, высота динамического уровня в скважине, диаметр скважины и т.д.) дает возможность эксплуатации его другим видом способов эксплуатации. Это сравнение должно проводиться в одинаковых условиях, то-есть с одинаковыми диаметрами и одинаковой суточной добычей. После проведения этого сравнения необходимо использовать тот способ эксплуатации, у которого технико-экономические показатели самые высокие.

**Список литературы:**

1. Мельничук И.П. Бурение направленных многоствольных скважин. – М. : «Недра», 1991. – 221 с.
2. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющихся добавок для тампонажных составов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Выпуск № 16. – С. 46–53.
3. Справочное руководство по цементировочному оборудованию / О.И. Бездробный [и др.]. – М. : «Недра», 1979. – 202 с.
4. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся вузов. – Совместное издание. Издательство «Тойбнер», Лейпцур, Москва, «Недра»; Главная редакция физико-математической литературы, 1981. – 719 с.

**List of references:**

1. Melnichuk I.P. Drilling directional multilateral wells. – M. : Nedra, 1991. – 221 p.
2. Kunitskikh A.A. Research and development of expanding additives for plugging compositions // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology, Oil and Gas and Mining Engineering. – 2015. – Issue № 16. – P. 46–53.
3. Reference manual for cementing equipment / O.I. Bezdrobny [et al.]. – M. : Nedra, 1979. – 202 p.
4. Bronstein I.N., Semendyaev K.A. Reference Book in Mathematics for Engineers and Students of Higher Education Institutions. – A joint edition. Toibner Publishers, Leipzoor, Moscow, Nedra; Main Editorial Office for Physical and Mathematical Literature, 1981. – 719 с.



УДК 622.27

## ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

### TECHNOLOGY OF INCREASE IN PRODUCTIVITY OF WELLS IN THE COMPLICATED CONDITIONS

**Рогов Евгений Анатольевич**

ведущий научный сотрудник, кандидат технических наук,  
Научно-исследовательский институт природных газов  
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ  
e\_rogov@vniigaz.gazprom.ru

**Rogov Evgeny Anatolevich**

Senior research scientist, Ph.D.,  
Scientific Research Institute of Natural Gases  
and Gas Technologies – Gazprom VNIIGAZ  
e\_rogov@vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** В настоящее время эксплуатация газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений осложняется рядом факторов (обводнение, разрушение призабойной зоны пласта, замерзание жидкости). Одной из эффективных технологий, обеспечивающей устойчивую работу обводняющихся скважин, является оснащение их концентрическими лифтовыми колоннами (КЛК).

**Annotation.** Now operation of gas wells on a closing stage of development of fields is complicated by a number of factors (flood, destruction of a bottomhole zone of layer, liquid freezing, etc.). One of effective technologies ensuring steady functioning of the flooded wells is equipment by their concentric lift columns (CLC).

**Ключевые слова:** скважина, концентрическая лифтовая колонна, технология, эксплуатация.

**Keywords:** well, concentric lift column, technology, operation.

**В** процессе эксплуатации газовых месторождений в осложненных условиях установлены характерные факторы, осложняющие эксплуатацию скважин и снижающие добычу газа [1– 3]. В основном они обусловлены наличием воды в продукции скважины:

- накопление жидкости в стволе скважины при дебите газа меньше базового (то есть скоростях газа, не достаточных для подъема жидкости);
- разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП), вынос песка на забой скважины, образование протяженной по высоте песчаной пробки на забое скважины в интервале перфорации;
- дополнительные потери давления при движении газа в подпакерной зоне скважины на нисходящем участке ствола от верхних отверстий интервала перфорации вниз к башмаку хвостовика лифтовой колонны, а затем при подъеме газа вверх через скопление жидкости;
- замерзание воды и образование плохо проницаемых для газа сужений и пробок в наземных трубопроводах обвязки куста скважин.

Уменьшение влияния перечисленных факторов на режим работы скважин является важным фактором для обеспечения проектных объемов отбора газа и увеличения производительности скважин. Средствами для достижения указанных целей может быть использование интеллектуальных технологий и процессов, предназначенных для эксплуатации скважин в условиях, осложненных скоплениями жидкости и разрушением ПЗП.

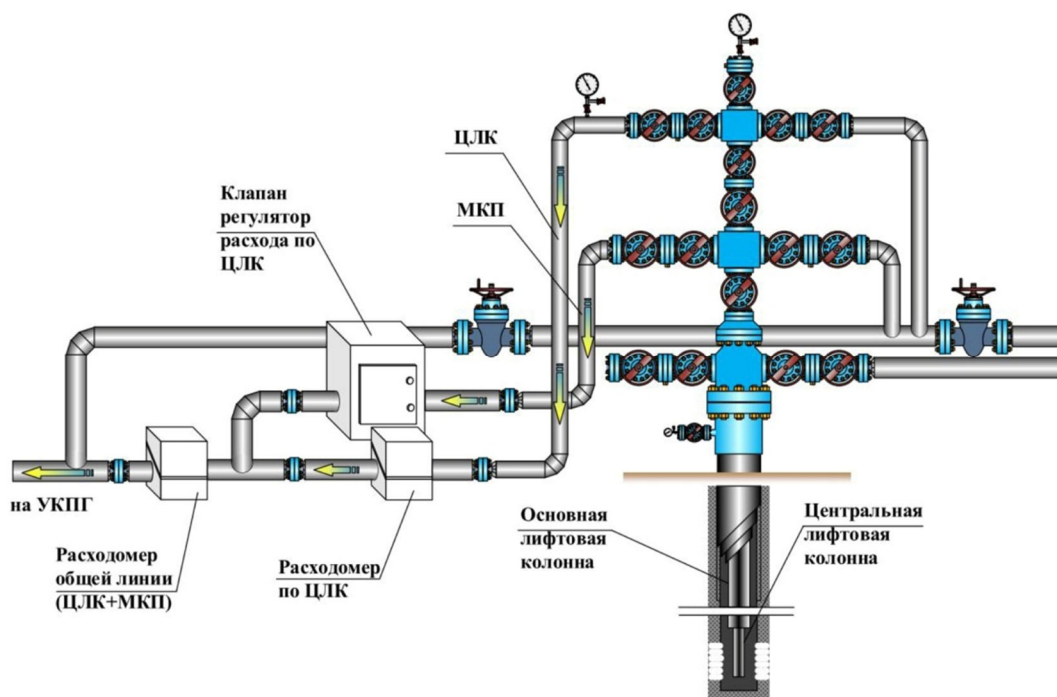
Наиболее эффективным методом удаления жидкости является эксплуатации скважины по концентрической лифтовой колонне (КЛК).

На рисунке 1 представлена схема эксплуатации скважины после оснащения КЛК.

Технология эксплуатации скважин по КЛК – это процесс, в котором газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Потоки газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонне (ЦЛК) и основной лифтовой колонне (ОЛК), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. Скважина может эксплуатироваться как самостоятельно по ЦЛК или ОЛК, так и одновременно по ЦЛК и ОЛК.

Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины. При скоплении жидкости в стволе скважины межтрубное кольцевое пространство временно частично перекрывается, обеспечивая увеличение дебита газа по ЦЛК до величины, достаточной для удаления жидкости.

При эксплуатации по КЛК жидкость из скважины удаляется по ЦЛК потоком газа. Необходимость в продувках отпадает. По межтрубному кольцевому каналу газ поступает из скважины в газосборный коллектор без капельной жидкости. Таким образом, производительность скважин поддерживается на максимально возможном уровне без технологических продувок.



**Рисунок 1** – Схема эксплуатации скважины после оснащения КЛК

Экономический эффект применения технологии КЛК достигается вследствие увеличения скорости потока в ЦЛК колонне обеспечиваются условия выноса конденсирующейся жидкости и снижается риск её скапливания на забое, что приводит к сокращению потерь газа при продувках, а также вывода эксплуатационных скважин из бездействующего фонда и увеличения коэффициента эксплуатации скважин.

**Список литературы:**

1. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2011. – 102 с.
2. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – М., 2011. – 125 с.
3. Дикамов Д.В. Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С. 82–84.

**List of references:**

1. Dikamov D.V. Improving the technology of well operation of the Cenomanian deposits by concentric elevator strings at the late stage of development : Ph. D. in Technical Sciences: 25.00.17. – М., 2011. – 102 p.
2. Rogov E.A. Development of methods for assessing compositions of technological fluids for loosening of clay formations during drilling wells : Dr. Sci. D. in Technical Sciences: 25.00.15. – М., 2011. – 125 p.
3. Dikamov D.V. Technique and technology for the operation of fields at the final stage of development // Gas Industry. – 2014. – № 9. – P. 82–84.



УДК 622

## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВТОРНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА, РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЕГО ПРОВЕДЕНИЯ И ДИЗАЙНЫ ЖИДКОСТЕЙ

### ANALYSIS OF REFRACTURING TECHNOLOGIES, SOLUTIONS FOR ITS IMPLEMENTATION AND FLUID DESIGNS

**Сайченко Лилия Альбертовна**Санкт-Петербургский горный университет  
mirabilissa@gmail.com**Лукьянов Семён Олегович**Санкт-Петербургский горный университет  
jangartman@mail.ru**Кузьмина Екатерина Владимировна**Санкт-Петербургский горный университет  
kuzmina.stud@yandex.ru**Saychenko Lilia Albertovna**Saint Petersburg Mining University  
mirabilissa@gmail.com**Lukyanov Semyon Olegovich**Saint Petersburg Mining University  
jangartman@mail.ru**Kuzmina Ekaterina Vladimirovna**St. Petersburg Mining University  
kuzmina.stud@yandex.ru

**Аннотация.** Проблема разработки месторождений на поздних стадиях заключается в высоком уровне обводненности добываемой продукции, а также в поддержании стабильного уровня добычи. Во избежание данных проблем находят широкое применение геолого-технические мероприятия, позволяющие вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы. С их вовлечением достигается поддержание уровня добычи на стабильном уровне, а следовательно, и осуществляется повышение эффективности и рентабельности разработки месторождения. Одним из наиболее применяемых методов увеличения нефтеотдачи является гидроразрыв пласта. С течением времени, после проведения первичного гидроразрыва, трудноизвлекаемые запасы истощаются, эффективность добычи снижается, при этом в продуктивной толще остаются невыработанные остаточные запасы. Их выработка возможна за счёт проведения повторного гидроразрыва пласта. Однако проведение данной операции осложняется ввиду следующих факторов: сложности при выборе скважины-кандидата, обоснование граничных критериев применимости, неточность при моделировании операции и неточность расчета технологических параметров. Таким образом, актуальность проблемы заключается как в вопросе рентабельной выработки остаточных запасов, так и в технологии проведения повторного гидроразрыва. Ключевой задачей данной статьи является анализ существующих технологий повторного гидроразрыва, рассмотрение их преимуществ и недостатков. Рассматриваются дизайны технологических жидкостей и смесей и рекомендуемые решения при проведении операции. На основе анализа рассматриваемых технологий осуществляется выбор наиболее перспективной, модификация которой в дальнейшем позволит решить существующие проблемы, связанные с повышением нефтеотдачи за счёт применения повторного гидроразрыва.

**Ключевые слова:** технологии повторного гидроразрыва пласта, решения для повторного гидроразрыва пласта, дизайны жидкостей

**Annotation.** The problem of developing fields at the later stages is the high level of water cut in the produced production, as well as maintaining a stable level of production. In order to avoid these problems, geological and technical measures are widely used to involve hard-to-recover reserves in development. With their involvement, the production level is maintained at a stable level, and, consequently, the efficiency and profitability of the field development is increased. One of the most used methods for increasing oil recovery is hydraulic fracturing. Over time, after the primary hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves are depleted, production efficiency decreases, while undeveloped residual reserves remain in the productive stratum. Their development is possible due to repeated hydraulic fracturing. However, this operation is complicated due to the following factors: difficulties in choosing a candidate well, justification of the boundary applicability criteria, inaccuracy in the simulation of the operation, and inaccuracy in the calculation of technological parameters. Thus, the relevance of the problem lies both in the issue of cost-effective development of residual reserves, and in the technology of re-fracturing.

The key objective of this article is to analyze existing technologies for re-fracturing, considering their advantages and disadvantages. Designs of process fluids and mixtures and recommended solutions during the operation are considered. Based on the analysis of the considered technologies, the most promising one is selected, the modification of which in the future will allow solving the existing problems associated with enhanced oil recovery through the use of repeated hydraulic fracturing.

**Keywords:** fracking re-fracturing technologies, re-fracturing solutions, fluid designs

## **В**ведение

Применение гидравлического разрыва пласта является одним из самых эффективных методов в мире, с помощью которого повышается нефтеотдача из отдельных низкопроницаемых участков, разработка которых без применения геолого-технических мероприятий является неэффективной





[1]. Процесс искусственного создания трещин, по которым осуществляется приток флюидов к забою скважины, требует основательного подхода и высокотехнологического расчета с применением систем моделирования. В общем и целом, именно грамотное планирование операции, включающее моделирование процесса, создание дизайна жидкости гидроразрыва и жидкости-проппантоносителя, позволяет достичь наибольшего эффекта от применения данного мероприятия [21]. После того, как происходит выработка из простимулированных низкопроницаемых зон, возникает необходимость проведения повторного гидроразрыва [22, 23, 43]. Ключевой аспект проведения данной операции заключается в тщательном подборе скважины-кандидата, сравнении граничных критериев применимости повторного гидроразрыва с геолого-физическими условиями потенциальных зон стимуляции, а также учёт геофизических исследований скважины, с помощью которых определяются участки с наличием невыработанных запасов [24, 33, 36].

Опыт проведения повторного гидроразрыва, как подсказывает практика, является в большинстве случаев безуспешным ввиду сложности достижения положительного эффекта. Отрицательный эффект заключается в осложнениях, которые возникают либо во время проведения данного геологического мероприятия, либо после проведения при начале эксплуатации вновь простимулированной скважины. В частности, на данный момент существуют следующие основные проблемы, с которыми сталкиваются инженеры при проведении повторного гидроразрыва: прорывы вод и преждевременный рост обводненности скважинной продукции, вызванные неучтенными при моделировании операции зонами с высоким уровнем водонасыщенности пропластков; несоответствие выбранного при планировании операции потенциального стимулируемого участка реальной зоне с невыработанными запасами (проведение «слепого» гидроразрыва) [25]; расширение созданных при первичном мероприятии трещин гидроразрыва, приводящим к таким проблемам, как отсутствие вновь создаваемых трещин вследствие направления последних в зоны с наименьшим напряжением породы – старые трещины увеличиваются, происходит вынос проппантной пачки, вместе с этим происходит скачок обводненности. Таким образом, при планировании операции повторного гидроразрыва необходимо учитывать точное расположение первичных трещин. В частности, определение положения трещин с проппантом осуществляется с помощью микросейсмического и высокочастотного мониторинга [2, 42].

В связи с высокопроблемной ситуацией всё внимание инженеров-нефтяников направлено на разработку наиболее успешной и рентабельной технологии повторного гидроразрыва. Несмотря на то, что уже существует широкий ассортимент патентов и технологий данного мероприятия, ведутся работы по модернизации существующих методов, а также осуществляется поиск механизмов, с помощью которых удастся достичь лучшего эффекта от проведения данного мероприятия [34]. Это позволит осуществить оптимизацию повторных гидроразрывов, снизить уровень затрат на повышение нефтеотдачи на месторождениях нефти и газа, что, в конечном счёте, позволит вывести добычу на новый, современный уровень [38].

#### **Мировая практика проведения повторных гидроразрывов**

После проведения операции первичного гидроразрыва простимулированные зоны с течением времени вырабатываются, уровень добычи отдельных простимулированных гидроразрывом скважин вновь снижается. Вместе с этим возникает вопрос проведения повторного ГРП, с помощью которого становится возможным вовлечь ранее не охваченные низкопроницаемые зоны [26]. Несомненно, данная операция намного эффективнее и дешевле, чем бурение новых скважин и зарезка боковых стволов. Говоря о применимости данной операции, необходимо отметить отечественный и зарубежный опыт проведения повторных гидроразрывов на различных месторождениях. Так, Lashun Thomas в своей статье говорит о том, что без стимуляции низкопроницаемых зон посредством гидроразрыва добыча газа на американских месторождениях сократится на 57 процентов в течение следующих десяти лет. Исследование, проведенное для Американского нефтяного института, показало, что спрогнозированное снижение добычи связано с невозможностью бурения и ввода новых эксплуатационных скважин во избежание снижения уровня добычи [27]. Следовательно, без стимулирования имеющихся пропластков, содержащих в себе остаточные запасы, разработка месторождений на поздней стадии будет обуславливаться интенсивно падающей добычей, что негативно скажется на рентабельности добычи нефти и газа.

Следует отметить успешный опыт проведения повторного гидроразрыва с использованием технологии твердых отклонителей жидкости на сланцах Хейнсвилля. Так, извлечение нефти по отдельным повторно стимулированным скважинам увеличилось почти в два раза по отношению к среднему уровню добычи по месторождению. Несмотря на успешность данных мероприятий, необходимо учитывать технологические параметры проведения операций и прогноз добычи на несколько лет вперед, поскольку стоимость реагентов достаточно высока, а параметры закачки характеризуются высокими давлениями, что может привести к аварии и, как следствие, к отрицательному экономическому эффекту [28].

Результатом опытно-промышленных работ, в ходе которых на Салымской группе месторождений был произведен повторный гидроразрыв пласта с технологией высоковязкого понизителя трения, является положительная тенденция роста добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов ачимов-



ских отложений. Тем не менее, проведенное исследование показало, что не все запасы являются экономически привлекательными, а рост обводненности в первые годы эксплуатации после проведения операции крайне высок [29]. В связи с этим следует обратить внимание на корректировку граничных критериев применимости данной технологии, также детальной проработки требует сама технология, в частности, используемые для отвода жидкости повторного гидроразрыва агенты.

Говоря об успехе проведения операций повторного гидроразрыва отечественными компаниями, важно отметить применение компанией Газпром технологии с химическими отклонителями. В частности, данное мероприятие было проведено в 2018 году на трёх добывающих скважинах Славнефти-Мегионнефтегаза (3, 2 и 3 стадии на 3 скважины соответственно). Причём данное мероприятие оказалось наиболее успешным по сравнению со скважинами других месторождений компании. Однако, помимо полученного эффекта образовались следующие проблемы: риск инициации разрушения в интервале установки пакеров; высокая стоимость работ, в частности, использование колтюбинга в условиях высоких температур, что приводит к риску аварий [30].

Таким образом, в мировой практике проведения повторных гидроразрывов имеются как положительные, так и отрицательные аспекты, характеризующие данное геолого-техническое мероприятие. При грамотном выборе скважины-кандидата, а также при тщательной подготовке параметров проведения и построении модели развития образуемой системы трещин имеет место успешный результат гидроразрыва, выражающийся в увеличении нефтеотдачи и, как следствие, в повышении эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с содержащимися в них остаточными запасами.

### **Существующие технологии повторных гидроразрывов**

Существующие проблемы, возникающие при проведении повторных ГРП, требуют от разработчиков технологий детального анализа граничных критериев применимости и тщательного подбора того или иного метода. В первую очередь, следует отметить опыт проведения данного геолого-технического мероприятия на горизонтальных скважинах. Логично предположить, что геометрия скважины играет важную роль в реализации метода. Так, авторами статьи о повторных гидроразрывах [3] объясняется тот факт, что проведение данного мероприятия на наклонно-направленных скважинах имеет больший успех, нежели на горизонтальных скважинах. Эффективность эксплуатации горизонтальных скважин объясняется большей зоной охвата по сравнению с наклонно-направленными скважинами, высокими дебитами. В то же время эксплуатация горизонтальных скважин, а тем более проведение на этих скважинах операции повторного гидроразрыва, значительно осложняется высокой стоимостью и сложностью осуществления. Поэтому отсутствие обширного опыта применения повторного гидроразрыва на горизонтальных скважинах приводит к идее создания специализированного метода, позволяющего рационально повысить эффективность эксплуатации горизонтальных скважин за счёт применения данного мероприятия при минимизации появляющихся в ходе операции проблем. Рациональное обоснование проведения повторного гидроразрыва, которое, при полном анализе условий и подборе технологии, позволит достичь наибольшей эффективности, возможно при проведении анализа существующих и уже применяемых технологий повторного гидроразрыва [41].

### **Исследование механизма технологии повторного гидроразрыва с использованием временной пробки для отклонения жидкости гидроразрыва в низкопроницаемых терригенных коллекторах**

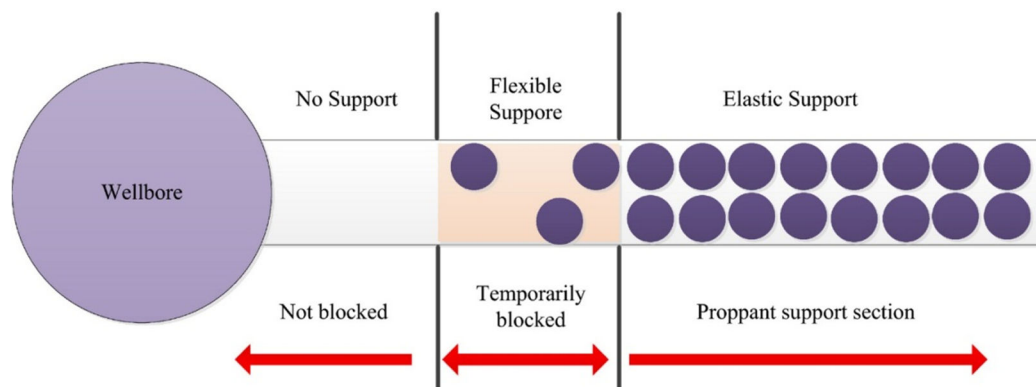
Разработка способов проведения повторных гидроразрывов, а также исследование факторов, влияющих на их успешность, проводится как отечественными, так и зарубежными авторами. Так, Вэй Ли, Хуан Чжао, Хуэй Пу, Югуан Чжан, Лей Ван, Лиган Чжан, Сяофэн Сунь в своем масштабном исследовании характеристик напряжения пласта при создании новых трещин пришли к выводу о том, что создание новых трещин будет наиболее эффективным при условии, что в стимулируемой зоне и ранее простимулированной в ходе первичного гидроразрыва зоны будет присутствовать разность горизонтальных напряжений [4].

При разных перепадах горизонтальных напряжений угол направления трещины и угол ориентации различны. Прочность породы и ориентация слабой плоскости, а также разность горизонтальных напряжений являются ключевыми факторами, влияющими на взаимодействие между естественными и образующимися в ходе гидроразрыва трещинами. При небольшой разности горизонтальных напряжений образуются трещины с большим углом. Скорость закачки исходной жидкости для гидроразрыва влияет на длину первоначальных и повторных трещин. Согласно проведенным исследованиям [4], наибольший эффект временного закупоривания определяется низкой скоростью закачки жидкости гидроразрыва. Наличие же в таком случае естественных трещин приведет к переориентации повторных трещин с образованием сложной сети трещин, с помощью которых удастся вовлечь в разработку ранее невыработанные запасы нефти и газа [5, 39].

Авторами статьи [5] предлагается технология повторного гидроразрыва с использованием временной закупорки для отвода жидкости гидроразрыва. Технология основана на теории блокирования старых трещин с пропантными пачками, являющимися причиной высокой проницаемости. Частицы временного изолирующего агента, переносимые жидкостью гидроразрыва, проникают в первичные трещины, а затем и в высокопроницаемые, выработанные пласты. Временный изолирующий агент «запечатывает» трещины с высокой проницаемостью и повышает давление нагнетаемой жидкости за



счёт снижения потерь на проникновение в первичные трещины [6]. Таким образом, исключается расширение первичных трещин, что способствует верному направлению потока и, как следствие, происходит образование новых трещин в необходимом направлении. Физическая модель повторного гидроразрыва методом временного закупоривания первичных трещин представлена на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Физическая модель повторного гидроразрыва методом временного закупоривания первичных трещин [5]

При создании давления нагнетания жидкости гидроразрыва предварительно закачиваемый в трещину агент проникает в конечную часть трещины, тем самым блокируя основную проппантную пачку и прилегающие к основной трещине микротрещины. В данном случае происходит перераспределение давления, вследствие чего осуществляется переориентация направления образуемых трещин [37, 40].

Промысловое применение данной технологии показывает, что метод временной закупорки может эффективно создавать новые трещины и эксплуатировать ранее невовлеченные в разработку зоны, что является эффективным методом повышения нефтеотдачи [7]. Так, на нефтяном месторождении Daqing были проведены полевые испытания по внедрению предложенной технологии повторного гидроразрыва. В качестве опытного участка был выбран низкопроницаемый пласт Xing'anling, характеризующийся сложной морфологией и высокой неоднородностью. В процессе проведения повторного стимулирования рабочее давление на поверхности увеличилось с 28,2 до 34,6 МПа, а рабочее эффективное давление увеличилось с 1,5 до 6,1 МПа. В соответствии с изменениями рабочего давления в результате операции повторного гидроразрыва были созданы множественные трещины. Две основные трещины и одна ответвленная трещина были подтверждены мониторингом морфологии трещин после операции. Полевые испытания подтвердили лабораторные испытания: временная закупорка при повторном гидроразрыве может эффективно создавать переориентированные трещины, которые увеличивают стимулированный объем и позволяют вовлечь в разработку невыработанные запасы. Дебит по нефти на единицу продуктивной толщины после первичного гидроразрыва составил 0,089 т/сут·м, а накопленная добыча нефти составила 1058 т за период стабильной добычи продолжительностью 300 дней. После проведения повторного гидроразрыва с временным тампонажем на скважине Б дебит нефти на единицу продуктивной мощности составил 0,16 т/сут·м, а накопленная добыча нефти составила 3415 т за период стабильной добычи продолжительностью 830 сут. После проведения повторного гидроразрыва дебит нефти на единицу продуктивной мощности и накопленный дебит превысили значения при начальном гидроразрыве. По сравнению с традиционной технологией повторного гидроразрыва, технология повторного стимулирования с временной тампонажной обработкой может повысить добычу нефти на единицу продуктивной толщины в 2–3 раза [5].

Таким образом, при выборе метода повторного гидроразрыва путем блокирования первичных трещин важно учитывать такие параметры, как составляющие горного давления, трещиноватость коллектора, а также технологические параметры закачки и создаваемых давлений нагнетания жидкости. Конкретные граничные условия применимости данного метода необходимо коррелировать с технологическими характеристиками оборудования для гидроразрыва, а также свойства пласта-коллектора и насыщающих его флюидов. Необходимо подчеркнуть важность выбора участка горизонтального ствола скважины, а также общее расположение скважины относительно других скважин. Последнее особенно важно, поскольку влияние соседних скважин может привести к перераспределению напряжений в стимулируемых участках, в следствие чего трещина может распространяться в неправильном направлении [8, 9]. Также следует отметить, что высокотехнологичные способы выбора скважин-кандидатов, в частности, применение комбинации мультисенсорной видеотехнологии и передового 3D-моделирования могут помочь выбрать лучшие скважины-кандидаты на повторный гидроразрыв [10, 35].

**Технологии с использованием химических реагентов в качестве отклонителей при проведении повторного гидроразрыва**

Основной причиной снижения эффективности добычи при работе скважины с проведенным на ней гидроразрывом пласта является снижение проводимости трещины, которое может быть связано с



дроблением и деградацией проппанта, со склеиванием проппантной пачки, а также с миграцией мелких частиц и последующей кольматацией микротрещин [11, 12]. Это приводит к смыканию трещины и, следовательно, к снижению добычи.

При проведении повторного гидроразрыва пласта самым важным фактором, определяющим успех мероприятия, является отвод жидкости гидроразрыва в ранее нестимулированный интервал [13].

Порода-коллектор, содержащая остаточные запасы, подвергается воздействию жидкости гидроразрыва, тем самым в стимулируемой зоне появляется новая трещина. Однако напряженное состояние породы может определяться высокими значениями прочности на разрыв, в следствие чего поток жидкости гидроразрыва меняет направление и движется в направлении либо естественных трещин, либо уже существующих. Опыт проведения повторных гидроразрывов свидетельствует о том, что именно в первичные трещины происходит направление потока закачиваемой жидкости [14, 15]. Это происходит из-за того, что в процессе выработки простимулированной зоны происходит снижение давления в трещине, помимо всего прочего, проводимость трещины изменяется ввиду разрушения проппантной пачки внутри самой трещины [31]. В таком случае перед инженерами ставится задача, заключающаяся в направлении потока жидкости гидроразрыва в нужный интервал с остаточными запасами. Это позволит оптимизировать добычу, сократить расходы на борьбу с осложнениями и авариями.

Мировая практика проведения повторных гидроразрывов свидетельствует об относительном успехе использования сшитых гелей, используемых в качестве изолирующего материала для блокировки первичных трещин. Так, авторы статьи «Оценка технологии химических отклонителей для повторных гидроразрывов» [13] утверждают, что в настоящее время сшитый гель на основе полимолочной кислоты является наиболее распространенным и используемым химическим отклонителем жидкости разрыва [13]. Успех применения обосновывается тем, что вещество является биоразлагаемым, что предполагает отсутствие необходимости закачки деструкторов сшитого геля. Также следует отметить, что свойства составов на основе полимолочной кислоты варьируются в зависимости от термобарических условий. Данное вещество является примером сложного полиэфира, состоящего из множества сложных эфиров [44]. Процесс гидролиза спирта в присутствии кислоты представлен на рисунке 2.

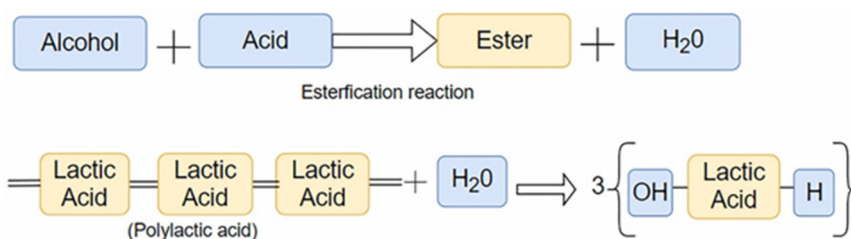


Рисунок 2 – Гидролиз (разложение) полимолочной кислоты в растворимый продукт [13]

Следует отметить, что вышеуказанный процесс взаимодействия спиртов и кислот является потенциально перспективным в использовании, поскольку механизм сшивания является достаточно простым, а существующий широкий ассортимент материалов позволяет разработать состав, внедрение которого позволит добиться нужного эффекта от повторного гидроразрыва, а также оптимизировать добычу за счёт снижения стоимости данного мероприятия. Так, в статье о сшитых гелях авторами произведён обзор сшиваемых гелей, в частности, описывается химизм процесса сшивания полимеров с помощью различных сшивающих агентов [16]. Актуальность данного процесса неразрывно связана с вопросом разработки нового состава для блокирования трещин, поскольку гидрогели обладают повышенной механической прочностью, устойчивостью к термобарическим воздействиям, износу и влиянию различного рода растворителей [16]. Так, приводится обзор существующих вариантов дизайна гидрогелей, сшиваемые полимеры и их сшивающие агенты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Гидрогели, сшивающие агенты и сфера их использования [16]

Hydrogel	Cross linking agent	Applications
Poly Vinyl Alcohol	Sodium borate/boric acid	Packaging
Polyvinyl alcohol	Glyoxal	Adhesives Plastic films for packaging and water-soluble plastic bags Binders Fuel-resistant hoses
Starch	Glyoxal	Paper industry
Cellulose	Glyoxal	Textile industry
Protein and gelatin	Glyoxal	Food packaging
Polyethylene	Silane	Wires, cables, pipes heat shrinkable tubes
Agarose and chitosan	Oxidized dextrans	Tissue engineering applications



Наибольший интерес представляет гидрогель на основе поливинилового спирта и борной кислоты. Актуальность данного гидрогеля обуславливается тем, что материалы имеют достаточно низкую стоимость, высокую гидрофильность, а сшитый на их основе гель имеет прочную структуру, способную сохранить свои физико-химические свойства в различных термобарических условиях [17]. Кроме того, в отличие от других материалов, представленных в таблице 1, поливиниловый спирт и борная кислота экологичны и не представляют угрозы водоносным горизонтам, из которых производится добыча питьевой воды. Таким образом, вопрос о разработке нового состава, блокирующего первичные трещины, достаточно актуален и имеет место быть. Вопрос ограничивается лишь дальнейшими исследованиями рекомендуемого состава.

Говоря о составах для блокирования первичных трещин, важно обратить внимание разработку ученых Zhijie Huang, Jiaher Tian. Ими был разработан патент США № 10337309 [номер заявки 15/960,158] на технологию повторного гидроразрыва пласта и на низкомолекулярный состав для изоляции первичных трещин [18]. В настоящее время правообладателем данного патента является компания New Well Tech, LLC.

В ходе разработки патента ученые опирались на данные, рассматриваемые в статье авторами Brittany Elbel, Neil Modeland, Steve Habachy, Johnny Nabors, Richard Brannon. Предложенная последними технология основывается на том, что внутри существующей эксплуатационной колонны в ранее простимулированную зону устанавливается обсадная колонна с меньшим диаметром. За счёт дальнейшего цементирования образуется закрытая система, предупреждающая проникновение нового потока жидкости повторного гидроразрыва в первичные трещины [20]. Однако осложнения, связанные с первичными трещинами, в частности, нарушение целостности проппантной пачки, снижение давления в трещине, могут вызвать перенаправление новых трещин в направлении старых за счёт неравномерности напряжений. В связи с неравномерностью напряжений возникает разность давлений на разрыв, из-за чего поток жидкости гидроразрыва, создав новую трещину, будет направлен в направлении с меньшим напряжением. В конечном счете, это приведет к расширению старой трещины и, как следствие, к нулевой эффективности данного мероприятия.

Авторы вышеуказанного патента предусмотрели этот недостаток и предложили низкомолекулярный состав на основе полиакриламидных гелей. С помощью данной композиции осуществляется герметизация первичных трещин. Исследования, проведенные учеными, показали, что гель на основе полиакриламида и полиэтиленimina в ходе сшивания увеличивается в объеме, что позволяет создать в первичной трещине давление, вызывающее перераспределение напряжения. Таким образом, происходит «выравнивание давлений» в стимулируемой и ранее стимулированных зонах, в следствие чего новая трещина создается в заданном направлении. Помимо всего прочего, образуемый сшитый гель обладает высокой прочностью и температуростойкостью, что позволяет использовать его в самых сложных условиях, формировать в рамках проведения мероприятия самые различные термобарические условия [20].

Обобщая все вышесказанное, можно сделать вывод, что использование полиакриламидных гелей в качестве блокирующих композиций является эффективным способом изоляции первичных трещин [32]. Однако, говоря о рентабельности данного способа, следует обратить внимание на материалы, используемые для приготовления блокирующих композиций. Стоимость некоторых реагентов, заявленных в патенте, в частности, низкомолекулярный полиакриламид, этилендиамин, полиакриловая кислота, полиэтиленimin и др. является достаточно высокой, что в масштабах практического применения может повлечь за собой низкую эффективность от проведения данного геологического мероприятия. Следовательно, возникает вопрос о необходимости проведения исследования, направленного на поиск реагентов, схожих по химизму процесса сшивания, а также по поведению и проявлению своих основных свойств в определенных термобарических условиях. Дальнейшая разработка позволит, как уже отмечалось ранее, осуществить прорыв в области гидроразрывов, в первую очередь, повысив рентабельность и эффективность данного мероприятия.

### **Заключение**

Технологии повторных гидроразрывов пласта позволяют вовлекать в разработку невыработанные остаточные запасы, тем самым повышается эффективность разработки месторождений, либо же поддерживается добыча на стабильном уровне, если речь идет о месторождениях с поздним этапом разработки. Ключевым аспектом, характеризующим успешность данной операции, является тот факт, что данные технологии позволяют отказаться от бурения новых скважин и зарезки боковых стволов. В связи с этим операции гидроразрыва являются актуальными в проведении, а их дальнейшее развитие напрямую повлияет на добычу нефти и газа.

### **В результате данного обзора были сформулированы следующие выводы:**

1. Выбор скважины-кандидата для проведения повторного гидроразрыва носит исключительно индивидуальный характер, поскольку различные свойства коллектора требуют тщательного исследования и подготовки стимулируемой зоны к операции. В этом случае необходимо учитывать физико-химические свойства реагентов, используемых в дизайне того или иного блокирующего первичные трещины состава.



2. При проведении операции также необходимо учитывать технологические параметры закачки композиций, поскольку установлена зависимость геометрических параметров образуемых трещин от скорости закачки жидкостей.

3. Описанные в данной статье технологии являются актуальными в проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи, пилотное опробование данных методов лишь подтверждает их эффективность. Приведенные технологии рекомендуются к применению на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, с высокой геологической неоднородностью и низкой проницаемостью.

4. Необходимо принимать во внимание актуальность модернизации рассмотренных технологий. По методу, в котором используется механизм сшивания полиакриламида этилендиамином, авторами рекомендуется изучение химизма процесса сшивания поливинилового спирта борной кислотой. Научно обосновано, что по физико-химическим свойствам данный состав обладает схожими характеристиками по сравнению с составом, представленным в патенте, однако значительно отличается низкой стоимостью. Это позволит, в дальнейшем, разработать новый состав для блокирования первичных трещин. Очевидно, что ключевой аспект заключается именно в рентабельности мероприятия.

### Список литературы:

1. Lamidi A.L.B. Semi-Analytical Assessment of Condensate banking effects in Fracture Design and Optimisation of Gas-Condensate Reservoirs // Saint Petersburg, 2018. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – №. 1. – P. 1-5. – URL : <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800142>
2. Response of cracking processes in variations of geophysical fields / A. Rybin [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – V. 181. – P. 104144. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>
3. Жевлаков Г.В. Оценка эффективности применения технологии повторного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Научный альманах. – 2018. – №. 10-3. – С. 16–20. – URL : <http://ucom.ru/doc/na.2018.10.03.016.pdf>
4. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation / P. Tan [et al.] // Fuel. – 2017. – V. 206. – P. 482–493. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.033>
5. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs / W. Li [et al.] // Energy Science & Engineering. – 2019. – V. 7. – №. 1. – P. 88-97. – URL : <https://doi.org/10.1002/ese3.259>
6. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191408-18IHFT-MS>
7. Increased cluster efficiency and fracture network complexity using degradable diverter particulates to increase production: Permian Basin Wolfcamp shale case study / J. Barraza [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017. – URL : <https://doi.org/10.2118/187218-MS>
8. Advanced modeling of interwell fracturing interference: An Eagle Ford Shale oil study-refracturing / A. Morales [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – OnePetro, 2016. – URL : <https://doi.org/10.2118/179177-MS>
9. Refracturing Candidate Selection in Tight Oil Reservoirs Using Hybrid Analysis of Data and Physics Based Models / D. Hu [et al.] // SPE Canadian Energy Technology Conference. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/208883-MS>
10. Improving Re-Fracturing Efficiency and Performance Through Targeted Candidate Well Selection / M. MacDonald [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/208205-MS>
11. Shah M., Shah S., Sircar A. A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 46. – P. 350–364. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.019>
12. Hydraulic fracture design optimization for infill wells: an integrated geomechanics workflow / J. Huang [et al.] // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2015.
13. An assessment of chemical particulate technology as diverters for refracturing treatment / M. Shah [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 84. – P. 103640. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103640>
14. Study on crack dynamic evolution and damage-fracture mechanism of rock with pre-existing cracks based on acoustic emission location / Y. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 201. – P. 108420. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108420>
15. Dontsov E., Hewson C., McClure M. A new crack propagation algorithm that enables accurate simulation of propagation across thin layers in a practical field-scale fracturing model // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/209146-MS>
16. Maitra J., Shukla V.K. Cross-linking in hydrogels-a review // Am. J. Polym. Sci. – 2014. – V. 4. – №. 2. – P. 25-31. DOI: 10.5923/j.ajps.20140402.01



17. Formulation and characterization of crosslinked polyvinyl alcohol (PVA) membranes: effects of the crosslinking agents / F.C. do Nascimento [et al.] // *Polymer Bulletin*. – 2021. – V. 78. – №. 2. – P. 917–929. – URL : <https://doi.org/10.1007/s00289-020-03142-2>
18. U.S. patent number 10,337,309 [Application Number 15/960,158] was granted by the patent office on 2019-07-02 for method for refracturing a wellbore and low molecular weight compositions for use therein. This patent grant is currently assigned to NewWell Tech, LLC. The grantee listed for this patent is NewWell Tech, LLC. Invention is credited to Zhijie Huang, Jiaher Tian. – URL : <https://uspto.report/patent/grant/10,337,309>
19. Evaluation of a Casing-in-Casing Refracturing Operation in the Burleson County Eagle Ford Formation / B. Elbel [et al.] // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189644-MS>
20. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine / G.A. Al-Muntasheri [et al.] // *SPE Journal*. – 2009. – V. 14. – №. 02. – P. 245–251. – URL : <https://doi.org/10.2118/105925-PA>
21. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
22. Wang Y., Dusseault M. Refrac Screening Processes in Unconventional Reservoirs, A Geomechanics Perspective // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194811-MS>
23. Analysis of refracturing in horizontal wells: Insights from the poroelastic displacement discontinuity method / A. Rezaei [et al.] // *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics*. – 2018. – V. 42. – №. 11. – P. 1306-1327. – URL : <https://doi.org/10.1002/nag.2792>
24. Senters C., Brady J., Werline R. A diagnostic evaluation of refracturing techniques // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/196195-MS>
25. Scientific Approach to Planning and Implementation of Blind Refracturing in Horizontal Wells with MSF Completion in Low-Permeability Reservoirs / A.M. Sadykov [et al.] // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206406-MS>
26. Preventing heel dominated fractures in horizontal well refracturing / S. Yi [et al.] // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194341-MS>
27. Toward better hydraulic fracturing fluids and their application in energy production: A review of sustainable technologies and reduction of potential environmental impacts / L. Thomas [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 173. – P. 793–803. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.056>
28. Cadotte R.J., Crowley Z., Elbel B. Evaluation of cement-isolated casing liner and degradable particulate diverter refracturing treatments in the Haynesville shale // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189843-MS>
29. Case Studies of Re-Fracturing Achimov Reservoirs with High-Viscous Friction Reducer on Salym Group of Oilfields / D. Chaplygin [et al.] // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
30. Ogorodov A., Ostashuk A., Barkalov S. Refracturing of Multistage Horizontal Wells in PJSC Gazprom Neft // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191705-18RPTC-MS>
31. Masouleh S. F., Kumar D., Ghassemi A. Three-Dimensional Geomechanical Modeling and Analysis of Refracturing and «Frac-Hits» in Unconventional Reservoirs // *Energies*. – 2020. – V. 13. – №. 20. – P. 5352. – URL : <https://doi.org/10.3390/en13205352>
32. Improving diversion efficiency in re-fracturing by using engineered solid particulate diverters / J. Huang [et al.] // *SPE Western Regional Meeting*. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/190023-MS>
33. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Сенчина Н.П. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.2
34. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
35. 4D Geomechanics Evolution Simulation of Coal Reservoir and It's Application for Refracturing Well Selection / Y. Liu [et al.] // *55th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. – OnePetro, 2021.
36. Zhu Q. Optimisation of Well and Layer Selection for Re-fracturing // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/205745-MS>
37. Wang Y., Zhao B., Zhang Z. Numerical simulation of stress reorientation around wellbore in production and refracture stimulation // *Engineering Analysis with Boundary Elements*. – 2021. – V. 133. – P. 165–176. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2021.09.005>
38. Multi-well Modeling in the Eagle Ford: An Investigation of Redevelopment, Infill and Refrac Opportunities / C. Karacaer [et al.] // *Unconventional Resources Technology Conference*, 26–28 July 2021. –



Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 2021. – P. 711–732. – URL : <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5066>

39. Иктисанов В.А. Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305

40. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6

41. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique–New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191710-18RPTC-MS>

42. Advanced Pressure Monitoring Technique–New Horizons of Workover in Russia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202070-MS>

43. Mingazov A.F., Ibragimov K.R., Samoilov I.S. Perspectives for Re-Stimulation of Horizontal Wells with Multistage Hydraulic Fracturing With Ball Arrangements // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202058-MS>

44. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Periodico Tche Quimica. – 2020. – V. 17. – №. 34. – P. 541–551.

#### List of references:

1. Lamidi A.L.B. Semi-Analytical Assessment of Condensate banking effects in Fracture Design and Optimisation of Gas-Condensate Reservoirs // Saint Petersburg, 2018. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – №. 1. – P. 1-5. – URL : <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800142>

2. Response of cracking processes in variations of geophysical fields / A. Rybin [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – V. 181. – P. 104144. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104144>

3. Zhevlakov G.V. Evaluation of the effectiveness of the technology of repeated hydraulic fracturing in horizontal wells // Scientific Almanac. – 2018. – №. 10-3. – P. 16-20. – URL : <http://ucom.ru/doc/na.2018.10.03.016.pdf>

4. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation / P. Tan [et al.] // Fuel. – 2017. – V. 206. – P. 482–493. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.05.033>

5. Study on the mechanisms of refracturing technology featuring temporary plug for fracturing fluid diversion in tight sandstone reservoirs / W. Li [et al.] // Energy Science & Engineering. – 2019. – V. 7. – №. 1. – P. 88-97. – URL : <https://doi.org/10.1002/ese3.259>

6. Huang J., Safari R., Fragachan F.E. Applications of self-degradable particulate diverters in wellbore stimulations: hydraulic fracturing and matrix acidizing case studies // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191408-18IHFT-MS>

7. Increased cluster efficiency and fracture network complexity using degradable diverter particulates to increase production: Permian Basin Wolfcamp shale case study / J. Barraza [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017. – URL : <https://doi.org/10.2118/187218-MS>

8. Advanced modeling of interwell fracturing interference: An Eagle Ford Shale oil study-refracturing / A. Morales [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – OnePetro, 2016. – URL : <https://doi.org/10.2118/179177-MS>

9. Refracturing Candidate Selection in Tight Oil Reservoirs Using Hybrid Analysis of Data and Physics Based Models / D. Hu [et al.] // SPE Canadian Energy Technology Conference. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/208883-MS>

10. Improving Re-Fracturing Efficiency and Performance Through Targeted Candidate Well Selection / M. MacDonald [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/208205-MS>

11. Shah M., Shah S., Sircar A. A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 46. – P. 350–364. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.019>

12. Hydraulic fracture design optimization for infill wells: an integrated geomechanics workflow / J. Huang [et al.] // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2015.

13. An assessment of chemical particulate technology as diverters for refracturing treatment / M. Shah [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 84. – P. 103640. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103640>

14. Study on crack dynamic evolution and damage-fracture mechanism of rock with pre-existing cracks based on acoustic emission location / Y. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 201. – P. 108420. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108420>





15. Dontsov E., Hewson C., McClure M. A new crack propagation algorithm that enables accurate simulation of propagation across thin layers in a practical field-scale fracturing model // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2022. – URL : <https://doi.org/10.2118/209146-MS>
16. Maitra J., Shukla V.K. Cross-linking in hydrogels-a review // Am. J. Polym. Sci. – 2014. – V. 4. – №. 2. – P. 25-31. DOI: 10.5923/j.ajps.20140402.01
17. Formulation and characterization of crosslinked polyvinyl alcohol (PVA) membranes: effects of the crosslinking agents / F.C. do Nascimento [et al.] // Polymer Bulletin. – 2021. – V. 78. – №. 2. – P. 917–929. – URL : <https://doi.org/10.1007/s00289-020-03142-2>
18. U.S. patent number 10,337,309 [Application Number 15/960,158] was granted by the patent office on 2019-07-02 for method for refracturing a wellbore and low molecular weight compositions for use therein. This patent grant is currently assigned to NewWell Tech, LLC. The grantee listed for this patent is NewWell Tech, LLC. Invention is credited to Zhijie Huang, Jiaher Tian. – URL : <https://uspto.report/patent/grant/10,337,309>
19. Evaluation of a Casing-in-Casing Refracturing Operation in the Burlison County Eagle Ford Formation / B. Elbel [et al.] // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189644-MS>
20. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine / G.A. Al-Muntasheri [et al.] // SPE Journal. – 2009. – V. 14. – №. 02. – P. 245–251. – URL : <https://doi.org/10.2118/105925-PA>
21. Improving the methodological approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
22. Wang Y., Dusseault M. Refrac Screening Processes in Unconventional Reservoirs, A Geomechanics Perspective // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194811-MS>
23. Analysis of refracturing in horizontal wells: Insights from the poroelastic displacement discontinuity method / A. Rezaei [et al.] // International journal for numerical and analytical methods in geomechanics. – 2018. – V. 42. – №. 11. – P. 1306–1327. – URL : <https://doi.org/10.1002/nag.2792>
24. Senters C., Brady J., Werline R. A diagnostic evaluation of refracturing techniques // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/196195-MS>
25. Scientific Approach to Planning and Implementation of Blind Refracturing in Horizontal Wells with MSF Completion in Low-Permeability Reservoirs / A.M. Sadykov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206406-MS>
26. Preventing heel dominated fractures in horizontal well refracturing / S. Yi [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2019. – URL : <https://doi.org/10.2118/194341-MS>
27. Toward better hydraulic fracturing fluids and their application in energy production: A review of sustainable technologies and reduction of potential environmental impacts / L. Thomas [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 173. – P. 793–803. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.056>
28. Cadotte R.J., Crowley Z., Elbel B. Evaluation of cement-isolated casing liner and degradable particulate diverter refracturing treatments in the Haynesville shale // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/189843-MS>
29. Case Studies of Re-Fracturing Achimov Reservoirs with High-Viscous Friction Reducer on Salym Group of Oilfields / D. Chaplygin [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
30. Ogorodov A., Ostashuk A., Barkalov S. Refracturing of Multistage Horizontal Wells in PJSC Gazprom Neft // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191705-18RPTC-MS>
31. Masouleh S. F., Kumar D., Ghassemi A. Three-Dimensional Geomechanical Modeling and Analysis of Refracturing and «Frac-Hits» in Unconventional Reservoirs // Energies. – 2020. – V. 13. – №. 20. – P. 5352. – URL : <https://doi.org/10.3390/en13205352>
32. Improving diversion efficiency in re-fracturing by using engineered solid particulate diverters / J. Huang [et al.] // SPE Western Regional Meeting. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/190023-MS>
33. Grigoryev G.S., Salischev M.V., Senchina N.P. About applicability of electromagnetic fracture monitoring method // Zapiski Gornogo Institut. – 2021. – V. 250. – P. 492–500. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.2
34. Improving the methodological approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Proceedings of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344
35. 4D Geomechanics Evolution Simulation of Coal Reservoir and It's Application for Refracturing Well Selection / Y. Liu [et al.] // 55th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2021.



36. Zhu Q. Optimisation of Well and Layer Selection for Re-fracturing //SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 2021. – URL : <https://doi.org/10.2118/205745-MS>
37. Wang Y., Zhao B., Zhang Z. Numerical simulation of stress reorientation around wellbore in production and refracture stimulation // Engineering Analysis with Boundary Elements. – 2021. – V. 133. – P. 165–176. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.enganabound.2021.09.005>
38. Multi-well Modeling in the Eagle Ford: An Investigation of Redevelopment, Infill and Refrac Opportunities / C. Karacaer [et al.] // Unconventional Resources Technology Conference, 26–28 July 2021. – Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 2021. – P. 711–732. – URL : <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5066>
39. Iktisanov V.A. Description of the steady flow of fluid to wells of different configuration and different partial opening // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 243. – P. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305.
40. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with colmatant for killing oil wells in conditions of abnormally low reservoir pressure and carbonate reservoir rocks // Proceedings of the Mining Institute. – 2021. – V. 251. – P. 667–677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6
41. Dynamic Fluid Diversion with Advanced Pressure Monitoring Technique–New Era of Multistage Refracturing in Conventional Reservoirs of Western Siberia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2018. – URL : <https://doi.org/10.2118/191710-18RPTC-MS>
42. Advanced Pressure Monitoring Technique–New Horizons of Workover in Russia / A. Borisenko [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202070-MS>
43. Mingazov A.F., Ibragimov K.R., Samoilov I.S. Perspectives for Re-Stimulation of Horizontal Wells with Multistage Hydraulic Fracturing With Ball Arrangements // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020. – URL : <https://doi.org/10.2118/202058-MS>
44. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Periodico Tche Quimica. – 2020. – V. 17. – №. 34. – P. 541–551.



УДК 622.276.64

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДОТОРОЧКИ ЖЕРТВЕННЫХ ПАВ  
НА ОСНОВЕ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ И НЕОНОЛА АФ<sub>9</sub>-12  
С ЦЕЛЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**APPLICATION OF SACRIFICIAL SURFACTANT BASED  
ON LIGNOSULFONATES AND NEONOL AF<sub>9</sub>-12 TO INCREASE  
THE EFFICIENCY OF THE SURFACTANT-POLYMER FLOODING  
FOR THE CONDITIONS OF THE NEOCOMIAN DEPOSITS  
OF WESTERN SIBERIA**

**Сакаева Рената Олеговна**

магистрант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Renatasakaevaaa@gmail.com

**Ленченкова Любовь Евгеньевна**

доктор технических наук, профессор,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
LenchenkovaL@mail.ru

**Ситдикова Динара Файрузовна**

кандидат технических наук, доцент,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
D\_sitdikova@list.ru

**Сергеева Наталья Анатольевна**

кандидат химических наук, заведующий лабораторией,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
Sergeevana@ufntc.ru

**Сафаров Фарит Эрикович**

кандидат химических наук, старший научный сотрудник,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
SafarovFI@ufntc.ru

**Подлеснова Екатерина Витальевна**

кандидат химических наук,  
руководитель испытательно-аналитического центра,  
ООО «Газпромнефть-Промышленные инновации»  
Podlesnova.EV@gazprom-neft.ru

**Овчинников Кирилл Александрович**

кандидат химических наук,  
заместитель генерального директора по НИОКР,  
ООО «Газпромнефть-Промышленные инновации»  
Ovchinnikov.ka@gazprom-neft.ru

**Телин Алексей Герольдович**

кандидат химических наук, член-корреспондент раен,  
заместитель директора по научной работе,  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»  
TelinAG@ufntc.ru

**Sakaeva Renata Olegovna**

Master's student,  
Ufa State Petroleum Technical University  
Renatasakaevaaa@gmail.com

**Lenchenkova Lyubov Evgenievna**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Ufa State Petroleum Technical University  
LenchenkovaL@mail.ru

**Sitdikova Dinara Fayruzovna**

Candidate of Technical Sciences, Docent,  
Ufa State Petroleum Technical University  
D\_sitdikova@list.ru

**Sergeeva Natalia Anatolyevna**

Candidate of Chemical Sciences,  
Head of the Laboratory,  
Ufa Scientific and Technical Center LLC  
Sergeevana@ufntc.ru

**Safarov Farit Erikovich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Senior Researcher,  
Ufa Scientific and Technical Center LLC  
SafarovFI@ufntc.ru

**Podlesnova Ekaterina Vitalievna**

Candidate of Chemical Sciences,  
Head of the Testing and Analytical Center,  
Gazpromneft-Industrial Innovations LLC  
Podlesnova.EV@gazprom-neft.ru

**Ovchinnikov Kirill Alexandrovich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Deputy Director General for for Research  
and Development Work,  
Gazpromneft-Industrial Innovations LLC  
Ovchinnikov.ka@gazprom-neft.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



**Аннотация.** В данной работе проанализировали пригодность композиций, состоящих из неонла АФ<sub>9</sub>-12 и лигносульфонатов (ЛСТ) от разных производителей, для их использования при ПАВ-полимерном заводнении в качестве «жертвенных» ПАВ. Состав отработывался по результатам изучения его свойств; в частности, фазового поведения в системе пластовая вода/нефть целевого объекта, способности композиций отмывать нефтяные пленки с поверхности твердого тела, а также по результатам фильтрационного тестирования. В статье представлены результаты исследований для композиций неонла АФ<sub>9</sub>-12 с ЛСТ производства АО «Соликамскбумпром» (г. Соликамск) и ООО «Прикамский картон» (г. Пермь). Показано, что наибольшую эффективность имеют композиции неонла АФ<sub>9</sub>-12 с ЛСТ техническим жидким (г. Пермь) и с ЛСТ техническим порошкообразным (г. Соликамск).

**Ключевые слова:** поверхностно-активные вещества, методы увеличения нефтеотдачи, нефтяная пленка, моющая способность, фазовое поведение.

**Annotation.** In this paper, we analyzed the suitability of compositions consisting of neonol AF<sub>9</sub>-12 and lignosulfonates (LST) from different manufacturers for their use in surfactant-polymer flooding as «sacrificial» surfactants. The composition was worked out based on the results of studying its properties; in particular, the phase behavior in the reservoir water/oil system of the target object, the ability of compositions to wash oil tape from the surface of a solid, also the results of filtration testing.

The article presents the results of research for compositions of neonol AF<sub>9</sub>-12 with LST produced by JSC «Solikamskumprom» (Solikamsk) and LLC «Prikamsky paperboard» (Perm). It is shown that the compositions of neonol AF<sub>9</sub>-12 with technical liquid LST (Perm) and with technical powdered LST (Solikamsk) have the greatest effectiveness.

**Keywords:** surfactants, methods of increasing oil recovery, oil tape, washing capacity, phase behavior.

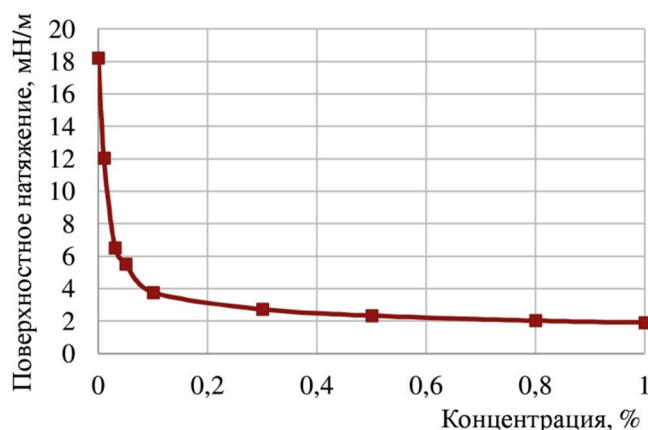
В настоящей работе мы провели серию физико-химических и фильтрационных экспериментов с целью адаптации ПАВ-полимерного заводнения для условий одного из Западно-Сибирских месторождений (продуктивный коллектор представлен пластом группы Б). В качестве отправной точки исследования использовали коктейль ПАВ и технологию закачки, описанные в статье [1]. Отметим, что составляющие ПАВ-коктейль реагенты представлены промышленно-производимыми продуктами (это отличие от результатов работы [1], в которой некоторые компоненты ПАВ-коктейля были представлены лабораторными и пилотными образцами). Результаты фильтрационных исследований ПАВ-коктейля, состоящего из промышленно-производимых образцов ПАВ, отличаются в худшую сторону от результатов, полученных для лучших лабораторных образцов. Показатели прироста коэффициента вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ), полученные в идентичных условиях, составили 12 % и 20 % для промышленных и лабораторных образцов, соответственно.

С целью достижения высокой эффективности ПАВ-коктейлей, состоящих из промышленных образцов, мы провели краткий литературный анализ по вопросу применения перспективных «жертвенных» ПАВ, которые используются для увеличения эффективности ПАВ-заводнения. Роль жертвенных ПАВ в данной технологии заключается в том, что они, закачиваемые перед оторочкой основного ПАВ-коктейля, снижают потери дорогостоящих ПАВ за счет адсорбции на активных центрах горной породы. Это возможно в связи со схожестью физико-химических свойств и химической природы жертвенных ПАВ и активной основы ПАВ-коктейля, производящей основную часть работы по мобилизации остаточной нефти. Анализ литературных источников [2, 3] указал на перспективность использования в качестве жертвенных ПАВ композиций из ЛСТ и НПВ.

Для отработки состава жертвенных ПАВ изучали фазовое поведение композиций в системе «вода/нефть»; способность к быстрому и эффективному отмыву сорбированных на стандартной поверхности нефтяных пленок; снимали их поверхностное натяжение, а также производили фильтрационные исследования.

Определение поверхностного натяжения проводили по ГОСТ Р 50097 при температуре 25 °С. Так, на рисунке 1 представлена изотерма поверхностного натяжения для растворов композиции, состоящей из ЛСТ производства АО «Соликамскбумпром» и неонла АФ<sub>9</sub>-12, взятых в соотношении 1 : 1 (по массе). Критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ) получили, построив зависимость поверхностного натяжения от концентрации, и она оказалась равной 0,1 %. Результаты определения поверхностного натяжения позволили обосновать концентрационные пределы коктейля жертвенных ПАВ.

Для определения способности ПАВ к отмыву пленки нефти использовали установку, состоящую из источника света, фоторезистора и аналого-цифрового преобразователя, которая позволяет с высокой точностью записывать динамику изменения светопропускания изначально прозрачного образца с сорбированной на нем нефтью (схема данной установки подробно описана в статье [4]). Кинетические кривые отмыва пленки нефти водными растворами ПАВ представляются в виде графиков, при анализе которых возможно получить эффективную константу отмыва пленки нефти. Чем выше величина данной константы, тем быстрее и полнее/эффективнее раствор ПАВ отмывает остаточную нефть. В качестве модели гидрофильной поверхности породы использовали стеклянную прозрачную пластину, на поверхность которой сорбировали пленку нефти. Этот образец/пластину помещали в ювету, располагающуюся между источником света и фоторезистором. Ограничением применения рассматриваемого метода является то, что он пригоден только для прозрачных растворов ПАВ (прежде всего это низкоконцентрированные растворы). Мутные жидкости обладают низким коэффициентом светопропускания, что является мешающим фактором при выполнении эксперимента.



**Рисунок 1** – Изотерма поверхностного натяжения композиции ЛСТ (г. Соликамск, порошок) + Неонол АФ<sub>9</sub>-12

Оценивали мощную способность образцов ЛСТ, полученных от двух разных производителей, а также композиций ЛСТ с неололом АФ<sub>9</sub>-12. Для формирования пленки нефти на стеклянной пластине использовали безводную нефть Западно-Сибирского месторождения. Полученные результаты сопоставляли с данными экспериментов, проведенных с безводной отбензиненной нефтью верейского горизонта Шелкановского месторождения (скв. 948). Смысл проведения экспериментов с отбензиненной нефтью заключается в том, что последняя фактически является простейшей моделью остаточной пленочной нефти [5]. В своих исследованиях пленки нефти формировали в одинаковых условиях, а именно, при выдержке стеклянной пластины в нефти соответствующего месторождения (с полным погружением пластины) в течение 30 минут при комнатной температуре (25 °С). Оказалось, что сформированные на стеклянных поверхностях пленки нефти Западно-Сибирского и Шелкановского месторождений, сформированные на стеклянных поверхностях, внешне сильно различаются. Пленка нефти Западно-Сибирского месторождения тонкая, пропускает свет (интенсивность светопропускания  $\tau = 0,24 \div 0,27$  отн. ед), в то время как нефть со скв. 948 Шелкановского месторождения образует более плотную пленку и практически свет не пропускает (интенсивность светопропускания  $\tau = 0,005 \div 0,015$  отн. ед.). В связи с этим были выбраны и различные временные диапазоны проведения экспериментов. Так, для нефти Западно-Сибирского месторождения достаточным является время наблюдения, равное 15 минут, а в случае нефти Шелкановского месторождения для каждого эксперимента необходимое время экспозиции равняется 30 минутам. В работе представлены результаты экспериментов для тех ПАВ, растворы которых являются прозрачными и имеют коэффициент светопропускания, сравнимый с таковым для пресной воды. Исследуемая концентрация композиций равна 0,1 % (соответствует ККМ). Рассматривались следующие составы ПАВ:

№ 1 – ЛСТ (г. Соликамск, порошок) + АФ<sub>9</sub>-12 (1 : 1);

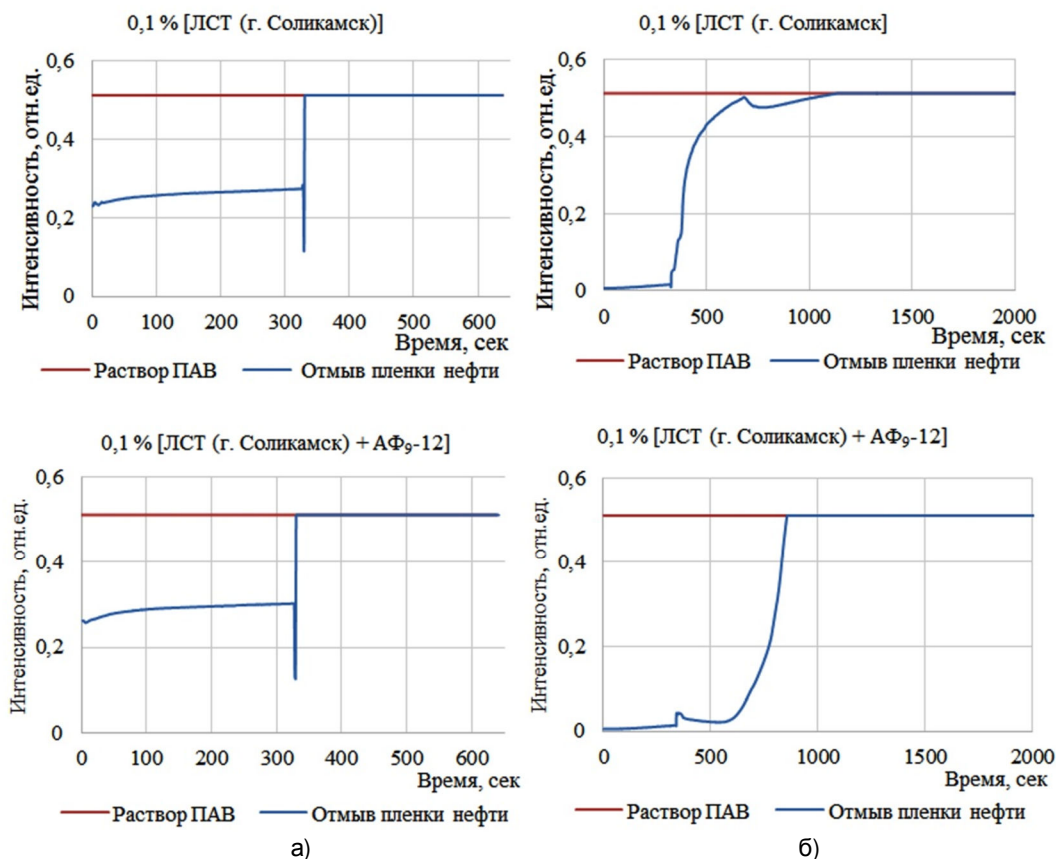
№ 2 – ЛСТ (г. Пермь, жидкая товарная форма) + АФ<sub>9</sub>-12 (1:1);

№ 3 – ЛСТ (г. Пермь, порошок) + АФ<sub>9</sub>-12 (1 : 1).

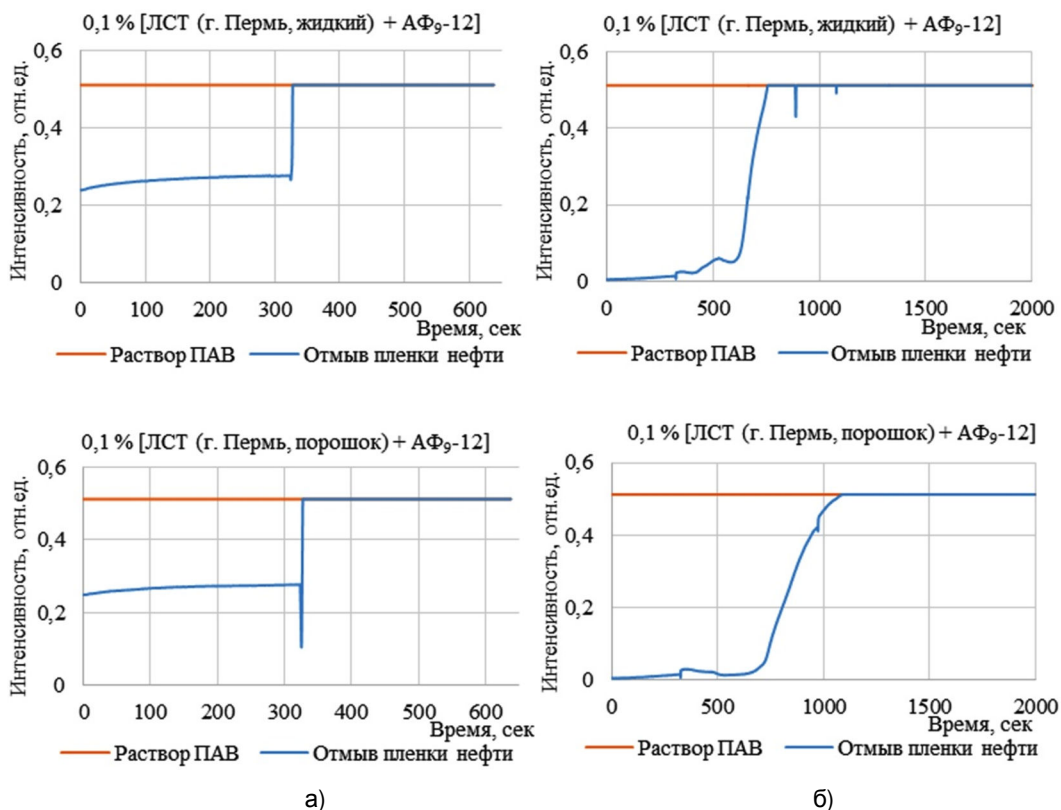
Результаты экспериментов представлены на рисунках 2 и 3.

Согласно полученным данным, отличной отмывающей способностью обладают все композиции ЛСТ от разных производителей с неололом АФ<sub>9</sub>-12, в частности, пленку нефти Западно-Сибирского месторождения они отмывают за 9 с. Композиции ЛСТ из г. Соликамск, представленного в порошкообразном виде, и из г. Пермь – в жидком виде в сочетании с неололом АФ<sub>9</sub>-12 (составы № 1 и № 2) более эффективно отмывают пленку отбензиненной нефти Шелкановского месторождения по сравнению с композицией, состоящей из неолола АФ<sub>9</sub>-12 и ЛСТ из г. Пермь в порошкообразном виде (состав № 3).

Тесты на фазовое поведение проводили по следующей методике: готовили 5 мл раствора композиции ПАВ в пластовой воде Западно-Сибирского месторождения, затем смешивали с 5 мл нефти этого же месторождения, неинтенсивно перемешивали (два – четыре осторожных полных переворачиваний). Далее пробирки термостатировали при пластовой температуре (76 °С) в течение 24 часов. После чего содержимое пробирок снова осторожно перемешивали (одно медленное переворачивание), затем образцы выдерживали в покое до установления фазового равновесия. Далее определяли тип образующихся эмульсий по классификации Винзора, замеряли объемы углеводородной и водной фаз. В экспериментах были использованы 2 % растворы составов № 1 – № 3. В таблице 1 представлено фазовое поведение рассмотренных композиций, из которой видно, что наибольший объем средней фазы дает композиция, включающая в свой состав ЛСТ из г. Соликамск, а наименьший объем средней фазы получен в эксперименте с композицией, содержащей ЛСТ из г. Пермь в порошкообразном виде. Тем не менее, можно сделать вывод, что оба образца ЛСТ в сочетании с неололом АФ<sub>9</sub>-12 показали хорошие результаты как по фазовому поведению, так и по эффективности отмыва пленки нефти.



**Рисунок 2** – Кинетика отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины растворами композиций, содержащими ЛСТ (г. Соликамск) и неонол АФ<sub>9</sub>-12 в соотношении 1 : 1, в условиях: а) нативной нефти Западно-Сибирского месторождения; б) отбензиненной нефти Шелкановского месторождения



**Рисунок 3** – Кинетика отмыва пленки нефти с поверхности стеклянной пластины растворами композиций, содержащими ЛСТ (г. Пермь) и неонол АФ<sub>9</sub>-12 в соотношении 1 : 1, в условиях: а) нативной нефти Западно-Сибирского месторождения; б) отбензиненной нефти Шелкановского месторождения



Таблица 1 – Фазовое поведение составов

До термостатирования			
№ состава ПАВ	Водная фаза, мл	Углеводородная фаза, мл	Средняя фаза, мл
1	3,8	0,2	6,0
2	4,4	0,2	5,4
3	4,2	0,2	5,6
После термостатирования			
1	4,6	0,8	4,6
2	4,6	1,0	4,4
3	4,8	1,4	3,8

В проведенных нами фильтрационных экспериментах перед основной композицией ПАВ и последующим полимером закачивалась предоторочка жертвенных ПАВ, состоящая из ЛСТ и неолола АФ<sub>9</sub>-12 в концентрации 2 % (соотношение 1 : 1), объемом 0,2 V<sub>пор</sub>. Концентрации реагентов и объемы оторочек соответствовали методике, описанной в [1]. Прирост K<sub>выт.</sub> в этом случае составил 17,2 %, в то время как без предоторочки жертвенных ПАВ прирост коэффициента вытеснения не превышает 12,1 %. Необходимо отметить, что сама композиция, состоящая из ЛСТ и неолола АФ<sub>9</sub>-12, закачанная даже в объеме 1,0 V<sub>пор</sub>, приводит к приросту коэффициента вытеснения, равному всего 1,8 %. Таким образом, фильтрационные эксперименты полностью подтвердили правильность выбранного подхода по использованию жертвенных композиций ПАВ для увеличения эффективности ПАВ-полимерного заводнения.

#### Выводы:

1. Проведены исследования фазового поведения и моющей способности композиций жертвенных ПАВ, состоящих из ЛСТ от разных производителей и неолола АФ<sub>9</sub>-12.
2. Выявлено, что наибольший объем средней фазы при исследовании фазового поведения дает композиция, в состав которой входит ЛСТ из г. Соликамск (состав № 1).
3. По моющей способности пленки нефти Западно-Сибирского месторождения все композиции ЛСТ с неололом АФ<sub>9</sub>-12 имеют хорошую отмывающую способность (результат достигается за 9 с). Пленку отбензиновой нефти лучше отмывает композиция с жидким ЛСТ (г. Пермь) и неололом АФ<sub>9</sub>-12 (состав № 2) – за 439 с. Хорошую моющую способность имеет композиция неолола АФ<sub>9</sub>-12 с ЛСТ из г. Соликамск (состав № 1): отмыв достигается за 534 с. За более длительный промежуток времени (770 с) отмывается пленка нефти Шелкановского месторождения при использовании водной композиции, в состав которой входит наряду с неололом АФ<sub>9</sub>-12 порошкообразный ЛСТ из г. Пермь (состав № 3).
4. Фильтрационные эксперименты с использованием ЛСТ (г. Соликамск) и неолола АФ<sub>9</sub>-12 в качестве небольшой предоторочки показали существенный прирост коэффициента вытеснения.

#### Список литературы:

1. Извлечение остаточной нефти композицией ПАВ / К.А. Овчинников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 70–75.
2. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М. : ООО «Недра : Бизнесцентр». – 1998. – 394 с.
3. Применение водных растворов лигносульфонатов в процессах повышения нефтеотдачи пластов / Е.С. Калинин [и др.] // Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки». – 2010. – № 7 (28). – С. 186–194.
4. Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 5. – С. 236–256.
5. Моделирование состава и свойств остаточной нефти / Р.Х. Старцева [и др.] // Нефтехимия. – 1998. – Т. 38. – № 2. – С. 96–101.

#### List of references:

1. Extraction of residual oil by surfactant composition / K.A. Ovchinnikov [et al.] // Oil economy. – 2022. – № 8. – P. 70–75.
2. Lenchenkova L.E. Increase of oil recovery by physical and chemical methods. – M. : Nedra : Business Centre. – 1998. – 394 p.
3. Aqueous solutions of lignosulphonates in enhanced oil recovery processes / E.S. Kalinin [etc.] // Bulletin of Samara State Technical University. Technical Series. – 2010. – № 7 (28). – P. 186–194.
4. Semikhina L.P., Shtykov S.V., Karelin E.A. Study of suitability of reagents for chemical flooding methods according to their ability to wash oil films // Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business». – 2015. – № 5. – P. 236–256.
5. Modeling of composition and properties of residual oil / R.Kh. Startseva [et al.] // Petrochemistry. – 1998. – V. 38. – № 2. – P. 96–101.



УДК 622.276.63

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕАКЦИИ КАРБОНАТНОЙ ПОРОДЫ С СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ НА УСТАНОВКЕ С ВРАЩАЮЩИМСЯ ДИСКОМ

### DETERMINATION OF KINETIC PARAMETERS OF THE REACTION BETWEEN CARBONATE ROCK AND HYDROCHLORIC ACID ON A ROTATING DISK APPARATUS

**Сунагатова Элина Маратовна**

магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
elinasunagatova48@gmail.com

**Гилимханов Данияр Венерович**

магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
daniar2351418@gmail.com

**Лысенков Алексей Владимирович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
rusoil.aleksey@mail.ru

**Аннотация.** В статье описываются экспериментальные исследования кинетических параметров реакции взаимодействия соляно-кислотной композиции с карбонатной горной породой на примере отложений башкирского яруса месторождений Башкортостана. Для исследования была использована установка с вращающимся диском, которая позволяет проводить исследование в условиях, максимально приближенных к пластовым. Полученные значения скоростей реакции и коэффициента диффузии могут быть использованы для прогнозирования эффективности кислотных обработок и выбора оптимальных параметров воздействия на пласт.

**Ключевые слова:** соляно-кислотная обработка, карбонатный пласт, реакционная активность, установка с вращающимся диском, скорость реакции, коэффициент диффузии.

**Sunagatova Elina Maratovna**

Master's student of the Department  
Development and operation  
of oil and gas-oil fields,  
Ufa State Petroleum Technological University  
elinasunagatova48@gmail.com

**Gilimkhanov Daniyar Venerovich**

Master's student of the Department  
Development and operation  
of oil and gas-oil fields,  
Ufa State Petroleum Technological University  
daniar2351418@gmail.com

**Lysenkov Alexey Vladimirovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the Chair  
Development and operation  
of oil and gas-oil fields,  
Ufa State Petroleum Technological University  
rusoil.aleksey@mail.ru

**Annotation.** The article describes experimental studies of the kinetic parameters of the reaction between a hydrochloric acid composition and carbonate rock on the example of deposits from the Bashkirian stage in the Bashkortostan region. A rotating disc apparatus was used to conduct the research under conditions that closely resemble those of the reservoir. The obtained values of reaction rates and diffusion coefficients can be used to predict the efficiency of acid treatments and select optimal parameters for affecting the reservoir.

**Keywords:** acid treatment, carbonate reservoir, reaction activity, rotating disk apparatus, reaction rate, diffusion coefficient.

Соляно-кислотная обработка (СКО) является одним из наиболее распространенных и эффективных методов воздействия на призабойную зону карбонатного пласта [1]. В качестве основного процесса обработки скважин можно отметить растворение минералов горной породы и кольматантов за счет физико-химического воздействия кислоты. Это ведет к увеличению коэффициентов продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин путем увеличения размеров и очистки поровых каналов горных пород.

Одним из основных факторов, определяющим эффективность СКО, является глубина проникновения активного солянокислотного раствора в толщу продуктивного пласта, которая, в свою очередь, зависит от степени реакционной активности кислотного состава [2, 3]. Для достижения наилучшего результата воздействия важно обеспечивать продвижение реакционноспособной кислоты в наиболее удаленную от скважины зону. В противном случае, если нейтрализация солянокислотного раствора произойдет вблизи скважины, то могут произойти осложнения в виде растворения цементного камня с последующим риском возникновения заколонной циркуляции. Основными параметрами, определяющими реакционную способность кислоты, являются скорость реакции и коэффициент диффузии. Поэтому условием успешного про-





ведения СКО призабойной зоны пласта является подготовка в виде предварительных исследований по изучению кинетики взаимодействия кислоты с образцами горной породы.

Для изучения реакции взаимодействия солянокислотного состава с карбонатной горной породой была использована установка с вращающимся диском [4, 5]. Данная установка в отличие от других методов измерения кинетических параметров позволяет проводить исследования в условиях максимально приближенных к пластовым. В частности, с помощью изменения скорости вращения оцилиндрованного ядерного материала, в реакторе можно имитировать различные скорости закачки кислоты. Определение параметров реакции происходит за счет периодического отбора проб кислоты с последующим определением концентрации кальция и магния путем титрования.

Для исследования был выбран предварительно экстрагированный и осушенный образец известняка отложений башкирского яруса одного из месторождений Башкортостана. В качестве исследуемой кислотной композиции использовался реагент, который активно применяют на объектах данного месторождения, представляющий собой состав, состоящий из 15%-ой соляной кислоты, ингибитора коррозии и стабилизатора железа.

Эксперименты проводились при скоростях вращения равных соответственно 25, 50, 100, 250, 500 об/мин, поддерживая постоянными температуру и концентрацию кислоты. По результатам титрования были построены графики зависимостей суммарного количества выделившегося в ходе реакции кальция и магния от времени для различных скоростей вращения ядра. Пример графика для скорости равной 250 об/мин приведен на рисунке 1.

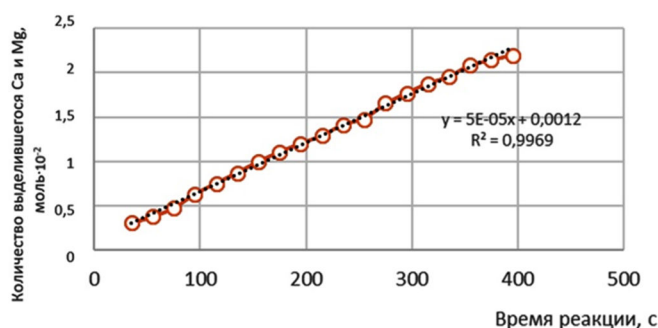


Рисунок 1 – Зависимость количества выделившегося в ходе реакции кальция и магния от времени при скорости вращения 250 об/мин

На представленном графике можем наблюдать прямолинейную зависимость суммарного количества кальция и магния от времени реакции. Соответственно, скорость реакции является постоянной величиной и может быть определена по следующей формуле:

$$J_{mt} = \frac{\text{angle}}{\pi \cdot d^2}, \tag{1}$$

где  $J_{mt}$  – скорость реакции, моль/(см<sup>2</sup>·с); angle – угол наклона на стабильном прямолинейном участке графика зависимости накопленного количества кальция от времени реакции; d – диаметр образца, см.

По результатам расчетов скорости реакции кислотного состава с карбонатной горной породой при различных скоростях вращения были получены результаты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета скорости реакции кислотного состава с карбонатной горной породой

№	Скорость вращения, об/мин	Скорость реакции, моль/(см <sup>2</sup> ·с)
1	25	$2,7873 \cdot 10^{-7}$
2	50	$9,0730 \cdot 10^{-7}$
3	100	$9,2694 \cdot 10^{-7}$
4	250	$2,1436 \cdot 10^{-6}$
5	500	$4,5251 \cdot 10^{-6}$

Для определения коэффициента диффузии было использовано уравнение, традиционно описывающее поток кислоты на поверхность породы:

$$J_{mt} = k_{mt}(C_b - C_s), \tag{2}$$

где  $J_{mt}$  – поток или скорость массопереноса, моль/(см<sup>2</sup>·с);  $k_{mt}$  – коэффициент массопереноса, см/с;  $C_b$  – концентрация ионов в объеме раствора, моль/см<sup>3</sup>;  $C_s$  – концентрация ионов у поверхности, моль/см<sup>3</sup>.

Коэффициент массопереноса для ньютоновской жидкости имеет вид:

$$k_{mt} = 0.62 \cdot D_e^{2/3} \cdot \nu^{-1/6} \cdot \omega^{1/2}, \tag{3}$$



где  $D_e$  – эффективный коэффициент диффузии,  $\text{см}^2/\text{с}$ ;  $\omega$  – угловая скорость вращения диска,  $\text{рад}/\text{с}$ ;  $\nu$  – кинематическая вязкость,  $\text{см}^2/\text{с}$ .

Подставляя уравнение (3) в уравнение (2), была получено следующее выражение:

$$J_{mt} = 0.62 \cdot D_e^{2/3} \cdot \nu^{-1/6} \cdot \omega^{1/2} \cdot (C_b - C_s). \quad (4)$$

Для определения значения коэффициента диффузии введем вспомогательную функцию  $F$ , график зависимости  $F$  от корня квадратного угловой скорости вращения диска  $\omega^{1/2}$  представляет собой прямую линию с углом наклона равным  $D_e^{2/3}$ :

$$F = \frac{J_{mt}}{0.62 \cdot \nu^{-1/6} \cdot C_b} = D_e^{2/3} \cdot \omega^{1/2}, \quad (5)$$

Через полученные значения функции  $F$  для каждого значения  $\omega^{1/2}$  была получена линейная зависимость и определен угол наклона прямой  $D_e^{2/3}$ , из которого был рассчитан коэффициент диффузии  $D_e$  (рис. 2).

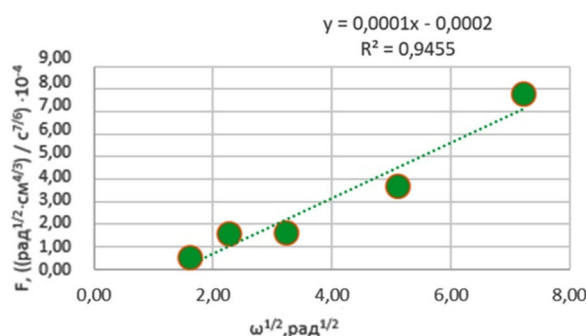


Рисунок 2 – График зависимости функции  $F$  от  $\omega^{1/2}$

По результатам расчетов коэффициента диффузии кислотного состава с карбонатной горной породой при различных скоростях вращения были получен результат, составляющий  $1,3734 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$ .

По результатам проведенных исследований были определены скорости реакции кислотного состава с карбонатной горной породой, представляющей собой отложения башкирского яруса, при различных скоростях вращения диска и коэффициент диффузии. Полученные значения могут быть использованы в процессе моделирования кислотных обработок для прогнозирования их эффективности и выбора оптимальных параметров воздействия на пласт.

**Список литературы:**

1. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate Reservoirs / D. Ridner [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2018.
2. Дмитриева А.Ю., Мусабилов М.Х., Батулин Н.И. Разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 1(74). – С. 50–55.
3. Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Изв. Томского политехнического ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 7–17.
4. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs / F. Moid [et al.] // International Petroleum Technology Conference. – 2020.
5. Mary S. Anderson. Reactivity of San Andres Dolomite // SPE Journal Paper 20115-PA. – 1991. – P. 73.

**List of references:**

1. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs / D. Ridner [et al.] // Society of Petroleum Engineers. – 2018.
2. Dmitrieva A.Y., Musabirov M.Kh., Baturin N.I. Development and study of physical and chemical properties of acid-hydrocarbon emulsion systems for complex water shut-off of carbonate reservoirs // Exposition Oil Gas. – 2020. – № 1(74). – P. 50–55.
3. Martyushev D.A., Novikov V.A. Improvement of acid treatments in reservoirs characterized by different carbonate nature (on the example of oil fields of the Perm region) // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources. – 2020. – V. 331. – № 9. – P. 7–17.
4. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs / F. Moid [et al.] // International Petroleum Technology Conference. – 2020.
5. Mary S. Anderson. Reactivity of San Andres Dolomite // SPE Journal Paper 20115-PA. – 1991. – P. 73.



УДК 622.27

## МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРИСТЫХ ОБРАЗЦОВ

### TECHNIQUE OF ASSESSMENT OF RESTORATION OF PERMEABILITY OF POROUS SAMPLES

**Тюхтина Натела Сохатовна**

Начальник лаборатории,  
ООО «Научно-исследовательский институт природных газов  
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»  
N\_Tyukhtina@vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** В статье представлена методика и лабораторная установка по определению проницаемости заглинизированных образцов после воздействия различных кислотных растворов.

**Ключевые слова:** скважина, призабойная зона пласта, проницаемость, кислотный раствор.

**Tyukhtina Natela Sahatovna**

Chief of laboratory,  
LLC «Scientific research institute  
of natural gases and gas technologies –  
Gazprom VNIIGAZ»  
N\_Tyukhtina@vniigaz.gazprom.ru

**Annotation.** The method and laboratory installation of determination of permeability of zaglinizirovanny samples after influence of various acid solutions is presented in article.

**Keywords:** well, bottomhole zone of layer, permeability, acid solution.

**В** процессе заканчивания скважин при вскрытии продуктивных горизонтов происходит снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Анализ научной литературы показывает, что основными причинами снижения проницаемости ПЗП является [1–4]:

- проникновение в пласт-коллектор твердых частиц и фильтрата бурового раствора;
- деформация коллектора в ПЗП при больших депрессиях;
- наличие в пласте коллекторе глинистого материала;
- выпадение в осадок солей в результате взаимодействия фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации с пластовой водой.

В настоящее время разработано множество технико-технологических решений, для сохранения проницаемости ПЗП на различных этапах заканчивания скважин, в том числе: совершенство конструкции скважины – открытый забой со спуском фильтра или без него, вскрытие пластов с использованием различных рецептур буровых растворов, крепление колонн с использованием цементных растворов и буферных жидкостей и т.д. [5–7]. Однако, несмотря на применение новых технологий и средств, значительное количество скважин эксплуатируется с дебитами значительно меньше потенциальных [8].

В литературе удаление фильтрационных корок на стенках ПЗП и восстановление ее проницаемости изучается на установках как простыми способами [9–11], не учитывающими некоторые факторы, так и сложными способами, позволяющими проводить эксперименты в условиях близким к пластовым [12–14]. При этом в качестве рабочих агентов для повышения проницаемости призабойной зоны могут быть использованы как различные способы [15, 16], так и составы жидкостей физико-химического действия, например, буферные жидкости [17, 18], технологические жидкости для ликвидации прихватов трубных колонн [19–22].

При выборе кислотного раствора следует исходить из того, что он должен обеспечивать следующие основные функции [23–25]:

- обладать высокой реакционной способностью по отношению к фильтрационной корке и породе пласта;
- при взаимодействии с горной породы не образовывать продуктов реакции, которые могли бы необратимо снизить проницаемость ПЗП;
- обладать минимальным коррозионным воздействием на подземное скважинное оборудование.

На рисунке 1 представлена схема лабораторной установки для выбора эффективного состава кислотного раствора для повышения проницаемости ПЗП.

Позициями на схеме обозначены: 1, 11, 17 – вентили; 2 – корпус; 3 – затяжная гайка; 4, 6, 7 – поджимное, металлическое и резиновое кольца; 5 – уплотнительный элемент; 8 – исследуемый кислотный состав; 9 – глинистая корка; 10 – отвод для слива жидкости; 12, 16 – перфорированные диски; 13 – сетчатый цилиндр; 14, 15 – частицы кварцевого песка разных диаметров.

Принцип формирования пористого образца заключается в следующем. На уплотнительный элемент 5 поочередно надеваются уплотнительные резиновые 7 и металлические 6 кольца, которые фиксируются поджимным кольцом 4. Элемент 5 снизу вставляется в корпус 2 и затягивается затяжной гайкой 3. Сверху в корпус 2 помещается перфорированный диск 16 с прикрепленным к нему сетчатым цилиндром 13. Внут-



ренняя часть цилиндра 13 заполняется навеской пористого материала большего диаметра, а внешняя часть – меньшего (на рисунке 1 диаметр частиц большего размера обозначен позицией 14, меньшего – 15). Далее сверху устанавливается другой перфорированный диск 12 с проточкой на сетчатый цилиндр 13. Сборка и установка верхнего элемента 5 производится аналогичным образом и зажимается гайкой 3. К корпусу 1 для термостатирования жидкости приварен кожух 15 со штуцерами 16.

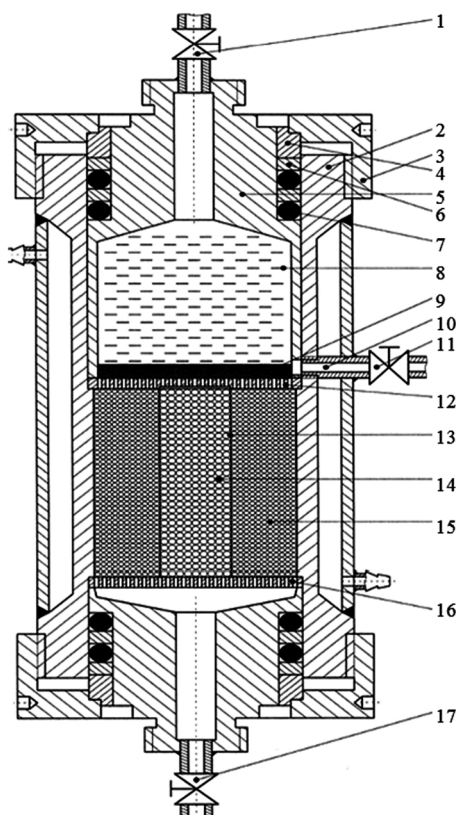


Рисунок 1 – Схема лабораторной установки

Для оценки проницаемости образца используется закон Дарси, согласно которому коэффициент проницаемости определяется по формуле:

$$k = \frac{4\mu/Q}{\pi d^2(P_1 - P_2)},$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость флюида, Па·с;  $d, l$  – диаметр и длина образца, м;  $P_1, P_2$  – давление на входе и выходе соответственно, Па;  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, м<sup>3</sup>/с.

Исследования по изучению изменения проницаемости пористого образца проводятся в три этапа, в результате которых определяется:

- первоначальный коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него воды  $k_1$  (естественная проницаемость образца);
- коэффициент проницаемости образца при фильтрации через него бурового раствора  $k_2$  (кольтматация пористого образца);
- коэффициент проницаемости пористого образца после воздействия на него исследуемого кислотного раствора  $k_3$  (декольтматация образца).

Таким образом, предложенная методика и установка для ее реализации позволяет подобрать эффективный кислотный состав с целью восстановления проницаемости ПЗП и повышения продуктивности эксплуатационных скважин.

#### Список литературы:

1. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.
2. Рогов Е.А. Выбор состава технологической жидкости для очистки призабойной пласта от глинистых образований // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 41–43.



3. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. – Ventus, 2011. – 125 p.
4. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17–21.
5. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 – М. : 2011. – 125 с.
6. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure // Journal of Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 281–284.
7. Рогов Е.А. Выбор буферных жидкостей при цементировании газовых скважин // Газовая промышленность. – 2008. – № 2. – С. 54–56.
8. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство скважин на суше и на море. – 2022. – № 10. – С. 48–52.
9. Патент РФ на полезную модель № 58709. Устройство для определения коэффициента трения фильтрационной корки / Рогов Е.А. Оpubл. 27.11.2006. Заявка № 2006124602/22 от 10.07.2006.
10. Рогов Е.А., Грачев В.В., Леонов Е.Г. Методика оперативной оценки эффективности составов жидкостей для разглинизации пористых образцов // Строительство скважин на суше и на море. – 1999. – № 1. – С. 29–32.
11. Патент РФ на полезную модель № 162266. Установка для формирования фильтрационных корок / Рогов Е.А., Солдаткин С.Г., Джафаров К.И. Оpubл. 10.06.2016. Заявка № 2015154019/05 от 16.12.2015.
12. Патент РФ на изобретение № 2680274. Установка для оценки смывающей способности буферной жидкости / Рогов Е.А. Оpubл. 19.02.2019. Заявка № 2018102671 от 23.01.2018.
13. Патент РФ на полезную модель № 96962. Установка для проведения исследований / Рогов Е.А. Оpubл. 20.08.2010. Заявка № 2010111972/22 от 29.03.2010.
14. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А. Рогов, С.Г. Солдаткин, М.Ю. Барщев. Оpubл. 10.09.2013. Заявка № 2013118623/28 от 23.04.2013.
15. Патент РФ на изобретение № 2679936. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Оpubл. 14.02.2019. Заявка № 2018108337 от 06.03.2018.
16. Патент РФ на изобретение № 2617135. Способ очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований / Рогов Е.А. Оpubл. 21.04.2017. Заявка № 2015155147 от 22.12.2015.
17. Патент РФ на изобретение № 2309175. Буферная жидкость / Леонов Е.Г. и др. Оpubл. 27.10.2007. Заявка № 2004137512/03 от 22.12.2004.
18. Разработка новой буферной жидкости для цементирования скважин / Е.А. Рогов [и др.] // Бурение и нефть. – 2003. – № 9. – С. 22–25.
19. Рогов Е.А. К вопросу ликвидации прихватов бурового инструмента на подземных хранилищах газа // Бурение и нефть – 2015. – № 1 – С. 46–48.
20. Патент РФ на изобретение № 2374296. Состав ванны для ликвидации прихвата трубных колонн / Рогов Е.А. Оpubл. 27.11.2009. Заявка № 2007125078/03 от 04.07.2007.
21. Рогов Е.А., Леонов Е.Г. Выбор состава ванн для ликвидации прихватов трубных колонн // Бурение и нефть. – 2003. – № 9. – С. 22–25.
22. Рогов Е.А. Ликвидация прихватов при бурении глинистых пород // Строительство скважин на суше и на море. – 2020. – № 6. – С. 14–17.
23. Патент РФ на изобретение № 2559267. Состав для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов / Рогов Е.А. Оpubл. 10.08.2015. Заявка № 2014125461/03 от 24.06.2014.
24. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 34–36.
25. Рогов Е.А. Состав технологической жидкости для декольматации призабойной зоны пласта // Строительство скважин на суше и на море. – 2016. – № 6. – С. 38–40.

#### List of references:

1. Ivanov S.I. Intensification of oil and gas inflow to wells. – M. : LLC «Nedra–Business–Center», 2006. – 565 p.
2. Rogov E.A. The choice of process fluid composition for bottomhole formation cleaning from clay formations // Oilfield Business. – 2014. – № 10. – P. 41–43.
3. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. – Ventus, 2011. – 125 p.
4. Rogov E.A. Restoration of permeability of bottomhole formation zone in an open wellbore // Oilfield Engineering. – 2015. – № 9. – P. 17–21.
5. Rogov E.A. Development of methods for assessing the composition of process fluids for loosening clay formations during drilling wells : Ph. D. in Technical Sciences: 25.00.15 – M. : 2011. – 125 p.



6. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure // Journal of Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 281–284.
7. Rogov E.A. Selection of the buffer liquids at cementing of the gas wells // Gas Industry. – 2008. – № 2. – P. 54–56.
8. Rogov E.A. Study of complexon impact efficiency for recovery of productive horizons permeability // Construction of wells on land and at sea. – 2022. – № 10. – P. 48–52.
9. Patent of Russian Federation on useful model № 58709. Device for determination of the coefficient of fracture of the filtration crust / Rogov E.A. Published 27.11.2006. Application № 2006124602/22 dated 10.07.2006.
10. Rogov E.A., Grachev V.V., Leonov E.G. Method of operative evaluation of efficiency of compositions of liquids for deglazing of porous samples // Construction of wells on land and at sea. – 1999. – № 1. – P. 29–32.
11. Russian patent for a useful model No.162266. Installation for the formation of filtration cakes / E.A. Rogov, S.G. Soldatkin, K.I. Dzhafarov. 10.06.2016. Application no. 2015154019/05 of 16.12.2015.
12. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2680274. Installation for evaluation of flushing ability of buffer liquid / Rogov E.A. Opubl. 19.02.2019. Application No. 2018102671 of 23.01.2018.
13. Patent of the Russian Federation for a useful model No. 96962. Installation for research / Rogov E.A. Opubl. 20.08.2010. Application №2010111972/22 from 29.03.2010.
14. Patent of the Russian Federation for a useful model No. 132200. Device for conducting research of filtration processes in formation rock during killing of wells / E.A. Rogov, S.G. Soldatkin, M.Yu. Published on 10.09.2013. Application № 2013118623/28 of 23.04.2013.
15. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2679936. Method of cleaning the bottom-hole formation zone from clay formations / Rogov E.A. Opubl. 14.02.2019. Application No. 2018108337 of 06.03.2018.
16. Patent of the Russian Federation for the invention № 2617135. Method of bottom-hole formation cleaning from clay formations / Rogov E.A. Opubl. 21.04.2017. Application No. 2015155147 of 22.12.2015.
17. Patent of the Russian Federation for the invention № 2309175. Buffer liquid / Leonov E.G. et al. Opubl. 27.10.2007. Application № 2004137512/03 of 22.12.2004.
18. Development of new buffer liquid for well cementing / E.A. Rogov [et al] // Drilling and oil. – 2003. – № 9. – P. 22–25.
19. Rogov E.A. To the elimination of stuck drilling tools at underground gas storages // Drilling and Oil – 2015. – № 1 – P. 46–48.
20. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2374296. Bath composition to eliminate stuck pipe strings / E.A. Rogov. 27.11.2009. Application № 2007125078/03 from 04.07.2007.
21. Rogov E.A., Leonov E.G. The choice of bath composition for liquidation of stuck pipe strings // Drilling and Oil. – 2003. – № 9. – P. 22–25.
22. Rogov E.A. Liquidation of Catch-Ups while Drilling of Clayey Rocks // Well Construction on Land and at Sea. – 2020. – № 6. – P. 14–17.
23. The patent of the Russian Federation № 2559267. Composition for treatment of bottomhole formation zone of terrigenous reservoirs / E.A. Rogov. 10.08.2015. Application № 2014125461/03 of 24.06.2014.
24. Rogov E.A. Process fluid for treatment of the bottomhole zone of terrigenous reservoirs in underground gas storages // Neftepromyshlennoe Delo. – 2016. – № 5. – P. 34–36.
25. Rogov E.A. Composition of technological fluid for bottomhole formation zone decolmatization // Construction of wells on land and at sea. – 2016. – № 6. – P. 38–40.



УДК 622.279

## МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

### MOBILE INTEGRATED GAS AND CONDENSATE TREATMENT UNIT

**Хашимов Фаил Фаритович**

магистрант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
khashimov.fail@mail.ru

**Khashimov Fail Faritovich**

Undergraduate,  
Ufa State Petroleum Technological University  
khashimov.fail@mail.ru

**Аннотация.** Углеводородное сырье является востребованным источником энергии, повышение качества сбора и переработки газового углеводородного сырья на ранней стадии разработки месторождения, считается наиболее важной и решающей задачей, стоящей перед инженерами. В этом направлении особенно интересна модернизация и реконструкция методов выделения газового углеводородного сырья, что и явилось предметом исследований.

**Annotation.** Hydrocarbon feedstock is a demanded source of energy, improving the quality of collection and processing of gaseous hydrocarbon feedstock at an early stage of field development is considered the most important and decisive task facing engineers. In this direction, the modernization and reconstruction of methods for extracting gaseous hydrocarbon raw materials is of particular interest, which was the subject of research.

**Ключевые слова:** сбор и подготовка, установка комплексной подготовки газа, мобильная установка подготовки газа, нефтегазоконденсатное месторождение.

**Keywords:** collection and treatment, complex gas treatment unit, mobile gas treatment unit, oil and gas condensate field.

Промысловая подготовка газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения осуществляется на установках комплексной подготовки газа (далее УКПГ), использующих абсорбционную технологию с применением в качестве абсорбента диэтиленгликоля (ДЭГа). УКПГ представляет собой установку (рис. 1), содержащую оборудование по сепарации газового потока от капельной жидкости и механических примесей, по осушке газа от водяных паров и оборудование регенерации абсорбента. Оборудование позволяет подготовить продукт, соответствующий требованиям СТО 089-2010 (с целью дальнейшей транспортировки) и ГОСТ 5542-2014 (для использования в качестве топлива) [1, 2].

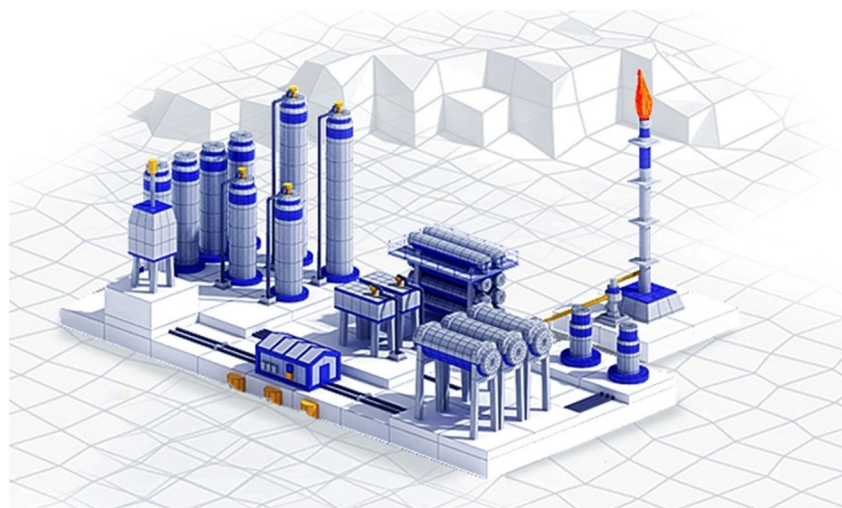


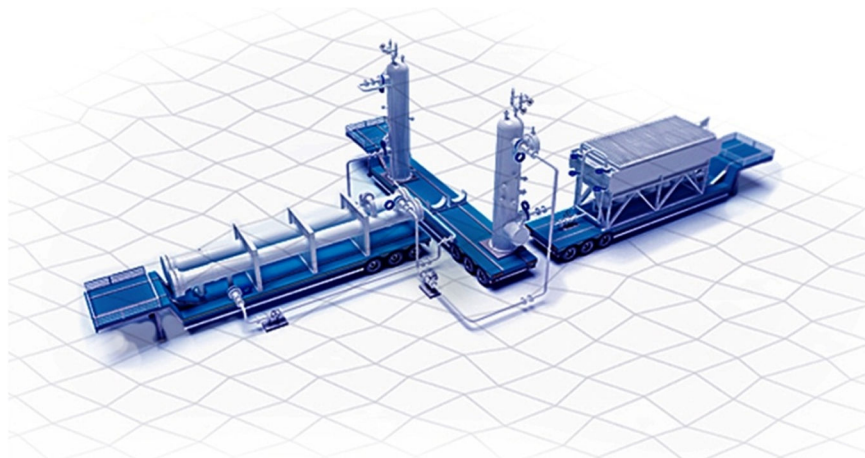
Рисунок 1 – Установка комплексной подготовки газа

Основным аппаратом в установке осушки газа является абсорбер, осушка газа в котором происходит в результате контакта между поднимающимся снизу-вверх газом и стекающим с тарелки на тарелку сверху вниз жидким поглотителем влаги (водяных паров) – абсорбентом. В настоящее время в нефтяной и газовой промышленности в качестве абсорбентов широко используют гликоли [3].

На ранних стадиях разработки, учитывая суровые природно-климатические условия, существующие в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, имеет место использование мобильной установки подготовки газа (далее МУПГ), предназначенной для освоения и исследования нефтегазоконденсатного месторождения в период постройки УКПГ. Для обеспечения нормальной работы и бесперебойной подачи газа в систему магистральных газопроводов, УКПГ проектируют автономной в обеспечении



энергоресурсами: электроэнергией, паром, водой, сжатым воздухом, наличие парков диэтиленгликоля и дизельного топлива, что увеличивает сроки постройки данного комплекса. Решением данного вопроса является мобильное (перемещаемое) техническое устройство (рис. 2), состоящее из группы технологических аппаратов и оборудования, предназначенное для подготовки газа до требуемого качества.



**Рисунок 2** – Мобильная установка подготовки газа

Традиционный подход с применением капитального строительства, значительно увеличивает сроки обустройства газодобывающей инфраструктуры, мобильные установки, в свою очередь, сокращают сроки строительства в сравнении со стандартными решениями в среднем в два раза.

Актуальность применения мобильных установок подготовки газа и конденсата вызвана следующими причинами:

1. Унифицированные технологические блоки;
2. Оперативная передислокация блоков;
3. Отсутствие необходимости в фундаментах;
4. Возможность расширения без остановки технологического процесса;
5. Автономное обеспечение электроэнергией;
6. Компактное размещение.

МУПГ представляет собой изделие, состоящее из нескольких блоков или узлов заводской готовности, предусматривающее ускоренный монтаж и проведение пусконаладочных работ на месте эксплуатации. Конструктивное исполнение мобильных установок подготовки газа обеспечивает надежное и безопасное функционирование в соответствии с требованиями действующей нормативной документации. Мобильность осуществляется за счет использования автомобильного шасси. Отсутствует необходимость выполнения строй-монтажных работ для монтажа оборудования подготовки газа на действующем производственном объекте. Мобильность установки позволяет не создавать собственную инфраструктуру площадки, тем самым существенно сократить затраты на строй-монтажные работы и сэкономить время. Отсутствует необходимость в проведении Главгосэкспертизы проекта, что минимизирует нагрузки со стороны органов надзора. Мобильные установки подготовки газа позволяют получить топливный газ для выработки тепловой и электрической энергии на ранних стадиях разработки месторождений и приводит к гораздо меньшим инвестициям в проект относительно капитальной инфраструктуры УКПГ, существует возможность вывода и демонтажа отдельных блоков из технологической линии для многократного использования на других объектах.

В зависимости от исходных данных, таких как давление, температура, производительность и характеристик рабочей среды, МУПГ могут иметь в составе следующие блоки:

- блок первичной сепарации газа (емкостное, сепарационное и предохранительное технологическое оборудования, запорно-регулирующая арматура (далее ЗРА));
- узел дросселирования потока (дроссели различной производительности и давления, предохранительное оборудование, ЗРА);
- блок дожима и охлаждения низконапорного газа (компрессора, холодильники, теплообменники, струйное и насосное оборудование);
- блок стабилизации среды (емкостное, сепарационное и предохранительное технологическое оборудования, ЗРА);
- блок сепарации газа (емкостное, сепарационное и предохранительное технологическое оборудования, ЗРА);
- узел учета;
- система автоматизированного управления.





Мобильные установки подготовки газа полностью автоматизированы и не требуют дополнительной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования, система управления МУПГ контролирует технологические параметры, поддерживает оптимальный режим работы и обеспечивает автоматическую защиту и сигнализацию.

#### **Список литературы:**

1. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М. : Недра, 1998. – 293 с.
2. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.
3. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М. : Химия, 1999. – 567 с.

#### **List of references:**

1. Bekirov T.M. Field and plant treatment of natural and petroleum gases. – M. : Nedra, 1998. – 293 p.
2. Vyakhirev R.I. Development and operation of gas fields. – M. : Nedra-Business Center, 2002. – 880 p.
3. Manovyan A.K. Technology of primary oil and natural gas processing. – M. : Chemistry, 1999. – 567 p.



УДК 628.112.2

## ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОБЛЕМА ЗАКОЛЬМАТИРОВАННЫХ ВОДОЗАБОРНЫХ СООРУЖЕНИЙ

### ENVIRONMENTAL PROBLEM OF LOOPED WATER INTAKE FACILITIES

**Цымбалов Александр Алексеевич**

кандидат технических наук,  
генеральный директор,  
ООО Группа компаний «Архимед»  
arhimed64@mail.ru

**Tsybalov Alexander Alekseevich**

Ph.D, General Director,  
LLC Group of companies «Archimedes»  
arhimed64@mail.ru

**Аннотация.** В статье обращено внимание на две проблемы. Первая проблема заключается в ликвидации закольматированных водозаборных сооружений в РФ, осуществляющиеся без регенерации околоскважинных сред. Вторая проблема состоит в следующем: после ликвидации водозаборного сооружения жизненный цикл его продолжается в виде фонового воздействия на гидрогеологическую среду.

**Annotation.** The article drew attention to two problems. The first problem is the elimination of looped water intake facilities in the Russian Federation, which are carried out without regeneration of near-well media. The second problem is as follows: after the liquidation of the water intake facility, its life cycle continues in the form of a background impact on the hydrogeological environment.

**Ключевые слова:** водозаборные сооружения, скважина, кольматация, декольматация, кольматоёмкость, экология, утилизация.

**Keywords:** water intake facilities, well, colmatation, decolmatation, colmatibility, ecology, utilization.

Проведенный ООО ГК «Архимед» анализ причин неработоспособности водозаборных сооружений (ВЗС) установленных в рыхлых водонасыщенных песчаных породах Саратовской области показал, что в 90 % данные источники выходят из эксплуатационного фонда в связи с кольматацией околоскважинных сред [7].

ВЗС в период жизненного цикла аккумулирует в околоскважинной зоне загрязняющие вещества, которые, с одной стороны, осаждаются на фильтре, уменьшают водообеспеченность из пласта и снижают дебит. С другой стороны, они являются островковыми центрами образования малорастворимых структур, очагом накопления и передачи вредных веществ в гидрогеологическую среду. ВЗС, в которых кольматоёмкость околоскважинных зон исчерпана, являются полностью закольматированными. Такие ВЗС выводятся из эксплуатационного фонда и проходят процедуру ликвидации.

Практика ООО ГК «Архимед» в изучении кольматанта при ликвидации ВЗС свидетельствует: закольматированный фильтр специалисты профильных организаций удаляют, а осадок из околоскважинной зоны нет. Данный процесс создает фоновый очаг распространения в гидрогеологической среде предельно-допустимые концентрации тяжелых металлов и других химических соединений. На законодательном уровне вопрос этот не урегулирован, поэтому экологическая деградация водоносных горизонтов наблюдается до сих пор.

На процесс депонирования вредных химических элементов в гидрогеологическую окружающую среду от закольматированной ВЗС долгое время никто не обращал внимание, как на экологическую проблему. Потому что она вмещала в себя другую проблему более емкую, которая заключалась в потере работоспособности сооружения из-за деградации подземного источника по причине кольматации в цепи «ВЗС-среда». Проблема, наследованная из СССР, решалась тогда следующим образом. ВЗС списывалось с баланса организации и направлялось на ликвидацию с последующей утилизацией, а рядом строили новое ВЗС. Многолетний цикл состоял в замене неработающего ВЗС на новое.

В РФ экологическая законодательная база [1, 2, 5, 6] изменилась, но в ней не прописаны меры экономического стимулирования природоохранной деятельности недропользователя с целью увеличивать жизненный цикл ВЗС на каких-либо условиях. Например, оперативно применять наилучшие доступные технологии в регенерации закольматированных зон подземного источника. Поэтому цикл замены старого ВЗС на новое осуществляется до настоящего времени. Не удаленный очаг кольматанта по-прежнему оставляет негативный след в окружающей гидрогеологической среде, увеличивая общую деградацию окружающей среды России.

Юридически принудить недропользователя восстанавливать загрязненную геологическую среду очень трудно по следующим основаниям:

1. Осадок кольматанта, оставаясь в теле гидрогеологической среды водоносного горизонта, локально изменяет химический состав подземных вод. Изменение химического состава региональных вод по причине не удаленного кольматанта очень трудно контролировать (требуются наблюдательные скважины), т.к. проявляются они эпизодически.



2. В нормативных документах для ВЗС [4, 6] не прописаны положения по возвращению в исходное состояние закольматированной части водоносного горизонта. Инструкция [4] предусматривает условия, когда «по заключению независимой экспертизы возникает реальная угроза нанесения вреда окружающей природной среде, имуществу, жизни и здоровью населения, то, по требованию соответствующего органа государственного надзора и контроля, пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключая риск возникновения аварийной ситуации, или ликвидировать скважину в порядке, установленном настоящей Инструкцией». На практике эти пункты не работают.

Чтобы понять причину, по которой околоскважинная среда закольматированного ВЗС не регенерируется, рассмотрим перечень операций предписанных недропользователю при ликвидации неработоспособной скважины:

1. Составить Акт ликвидации скважины по причине достигших ее нижнего предела дебита, установленных проектом. (О том, что дебит образовался в период эксплуатации из-за генезиса кольматации околоскважинной зоны, отсутствия профилактических работ и ведения ТО, никто не фиксирует).

2. Подготовить техническое задание на проектирование ликвидации скважины и план изоляционно-ликвидационных работ.

3. Разработать проектную документацию на ликвидацию скважины по РД 08-492-02 [4].

4. Заключить договор с профильной организацией на ликвидацию скважины.

5. Утилизировать скважину.

6. Произвести рекультивацию земельного участка на месте постройки скважины.

Ликвидация закольматированного ВЗС сводится к удалению обсадных труб и фильтра из эксплуатационного горизонта. Образовавшуюся вертикальную цилиндрическую выработку в земной коре заполняют специальным раствором. Удаление кольматационного осадка из околоскважинной зоны не осуществляется, т.к. не предусмотрено перечнем технических операций по ликвидации ВЗС.

Что остается в водоносном горизонте после проведенных работ по ликвидации ВЗС? В нем остается закольматированная околоскважинная зона 10–20 метров глубиной затампонирующая цементным раствором по диаметру несколько больше диаметра обсадной трубы скважины. В водоносном горизонте ликвидированная скважина оставляет после себя цементную конструкцию в виде вертикальной стойки. Подобные «конструкции», расположенные в водоносном горизонте, оказывают ряд негативных воздействий:

1) изменяют физико-химический состав подземных вод;

2) изменяют физико-механические свойства пород водоносного горизонта, где была построена скважина и низлежащих слоев геологического разреза;

3) изменяют гидродинамические параметры региональных подземных вод.

Накопление подобных «конструкций» в водоносном горизонте создают условия не возможности в перспективе целевого использования земли для организации водоснабжения из подземных вод. Такие ситуации ведут к снижению инвестиционной привлекательности земельных ресурсов и по сути «выбраковке» земельных участков из фонда государственного земельного ресурса.

Практика ГК «Архимед» показала, что после тампонирующей вертикальной выработки ликвидационного ВЗС закольматированная зона превышает ее диаметр на 200–500 мм. Данный участок гидрогеологической среды, деградированный по причине эксплуатации водоносного горизонта, в антиэкологическом состоянии оставляется не восстановленным недропользователем. Следовательно, жизненный цикл закольматированного ВЗС с его ликвидацией не перестал оказывать негативное воздействие на окружающую среду по причине не удаления очага загрязнения каким является комплексный осадок кольматанта в околоскважинной зоне. Анализируя причинно-следственную связь отказов работоспособности ВЗУ, автором в [7–12] сделано заключение, что постройка новой скважины вместо старой осуществляется из-за отсутствия эффективных мер защиты околоскважинных зон от процессов кольматации. Получается, что документально закольматированное ВЗС утилизировано и жизненный цикл их считается законченным. Фактически жизненный цикл закольматированного ВЗС после ликвидации не закончен и продолжает существовать по причине оказания негативного воздействия на окружающую среду осадком не удаленным из околоскважинной зоны.

Не ликвидированные по разным причинам из недр земли ВЗС с начала 60-х годов прошлого века, периода активного освоения подземных вод в СССР, дополнительно усугубляют экологическую проблему. К потенциальным очагам загрязнения водоносных горизонтов можно отнести ВЗС:

а) временно не работающие и требующие ремонта;

б) не действующие, требующие ликвидации;

в) бесхозные;

г) брошенные (самострой).

Если учесть, что водоносные территории в РФ не повсеместны, а локальны, то оставляя такой участок гидрогеологической среды не восстановленным, закладываются условия территориального дефицита будущим поколениям людей в строительстве ВЗС для организации водоснабжения из подземных вод.

**Выводы:**

1. Ликвидация закольматированных ВЗС в РФ осуществляется без регенерации околоскважинных сред.
2. После ликвидации ВЗС жизненный цикл его продолжается в виде фоновое воздействие на гидрогеологическую среду, что не допустимо.

*Работа выполнена в соответствии с Программой НИР ГК «Архимед» Arh.№ ТЭР-Р 642012-0001.000 «Исследование процессов кольматации околоскважинной среды и разработка методов декольматации водозаборных скважин» [3].*

**Список литературы:**

1. ГОСТ Р ИСО 14004-98. Системы управления окружающей средой. Общие руководящие указания по принципам, системам и средствам обеспечения функционирования. – М. : Изд-во стандартов, 1998. – 24 с.
2. ГОСТ Р ИСО 14001-2007. Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению. – М. : Стандартинформ, 2007. – 22 с.
3. Приоритетные НИР: Темы инновационных направлений научно-исследовательских работ ООО ГК «Архимед / А.А. Цымбалов. – М., 2023 [Электронный ресурс]. – URL : <http://doktorsc.ru/index.php/prioritetnye-nir> (дата обращения 30.03.2023).
4. РД 08-492-02 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. – М., 2002. [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.rubin01.ru/zakon/drugie-rukovodyashchie-dokumenty/rd-08-492-02-instruktsiya-o-poryadke-likvidatsii-konservatsii-skvazhin-i-oborudovaniya-ikh-ustev-i-s/> (дата обращения 30.03.2023).
5. СП11-108-98 Изыскания источников водоснабжения на базе подземных вод. – М., 2006 [Электронный ресурс]. – URL : <http://dikipedia.ru/document/5141679> (дата обращения 30.03.2023).
6. СТО Газпром 2-1.19-581-2011. Охрана окружающей среды при строительстве скважин. – М. : Газпром экспо, 2012. – 105 с.
7. Цымбалов А.А. Декольматация водозаборных скважин: исследование, инновации, практика : монография. – Саратов : Издательство КУБик, 2021. – 56 с.
8. Цымбалов А.А. Межремонтный период регенерации водозаборных скважин // Водоснабжение и санитарная техника. – 2017. – №10. – С. 20–25.
9. Цымбалов А.А. Методология декольматации скважин-кандидатов технологией ВИГДОС-СИЦА // Яковлевские чтения: сб. док. XVII межд. науч.-техн. конф., посвящ. памяти акад. РАН С.В. Яковлева. – М. : Изд-во МИСИ-МГСУ, 2022. – С. 61–69. [Электронный ресурс]. – URL : [https://mgsu.ru/resources/izdatelskaya-deyatelnost/izdaniya/izdaniya-otkr-dostupa/2022/Sbornik\\_Yakovlevskiye-chteniya\\_2022.pdf](https://mgsu.ru/resources/izdatelskaya-deyatelnost/izdaniya/izdaniya-otkr-dostupa/2022/Sbornik_Yakovlevskiye-chteniya_2022.pdf) (дата обращения 30.03.2023).
10. Цымбалов А.А. Перспектива внедрения технологии ВИГДОС-СИЦА в модель устойчивого развития региона // Сергеевские чтения. Эколого-экономический баланс природопользования в горнопромышленных регионах: сб. науч. тр. РАН, ГИ УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-та по материалам годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (г. Пермь, 2–4 апреля 2019 г.). – Вып. 21. – Пермь : ПГНИУ, 2019. – С. 139–142.
11. Цымбалов А.А. Регламентация экологизации методов регенерации закольматированных скважин // Сергеевские чтения. Обращение с отходами: задачи геоэкологии и инженерной геологии: материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (г. Москва, 22 марта 2018 г.). – Вып. 20. – М. : РУДН, 2018. – С. 51–55.
12. Цымбалов А.А. Эффективность регенерации закольматированных скважин на основе эколого-экономических принципов // Сергеевские чтения. Эколого-экономический баланс природопользования в горнопромышленных регионах: сб. науч. тр. РАН, ГИ УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-та по материалам годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (г. Пермь, 2–4 апреля 2019 г.). – Вып. 21. – Пермь : ПГНИУ, 2019. – С. 135–138.

**List of references:**

1. GOST R ISO 14004-98. Environmental management systems. General guidelines for principles, systems, and means of operation. – М. : Publishing house of standards, 1998. – 24 p.
2. GOST ISO 14001-2007. Environmental management systems. Requirements and guidelines for use. – М. : Standartinform, 2007. – 22 p.
3. Priority R&D: Topics of innovative directions of research works of LLC GC "Archimedes" / A.A. Tsymbalov. – М., 2023 [Electronic resource]. – URL : <http://doktorsc.ru/index.php/prioritetnye-nir> (date of reference 30.03.2023).



4. RD 08-492-02 Instruction on an order of liquidation, conservation of wells and equipment of their wellheads and boreholes. – М., 2002. [Electronic resource]. – URL : <http://www.rubin01.ru/zakon/drugie-rukovodyashchie-dokumenty/rd-08-492-02-instruktsiya-o-poryadke-likvidatsii-konservatsii-skvazhin-i-oborudovaniya-ikh-ustev-i-s/> (the date of reference 30.03.2023).
5. SP 11-108-98 Prospecting for Water Supply Sources on the Basis of Groundwater. – М. , 2006 [Electronic resource]. – URL : <http://dokipedia.ru/document/5141679> (date of reference 30.03.2023).
6. STO Gazprom 2-1.19-581-2011. Environmental protection during well construction. – М. : Gazprom expo, 2012. – 105 p.
7. Tsymbalov A.A. Decolmatization of water wells: research, innovations, practice : monograph. – Saratov : KUBiK Publishing House, 2021. – 56 p.
8. Tsymbalov A.A. Inter-repair period of regeneration of water wells // *Vodosnabzheniye i sanitarnaya tekhnika*. – 2017. – № 10. – P. 20–25.
9. Tsymbalov A.A. Methodology of decontamination of candidate wells by VIGDOS–SICA technology // *Yakovlevsky readings: collected papers. XVII Int. scientific–techn. conf. dedicated to the memory acad. RAS S.V. Yakovlev*. – М. : publishing house of Moscow State University of Civil Engineering, 2022. – P. 61–69. [Electronic resource]. – URL : [https://mgsu.ru/resources/izdatelskaya-deyatelnost/izdaniya/izdaniya-otkr-dostupa/2022/Sbornik\\_Yakovlevskiye-chteniya\\_2022.pdf](https://mgsu.ru/resources/izdatelskaya-deyatelnost/izdaniya/izdaniya-otkr-dostupa/2022/Sbornik_Yakovlevskiye-chteniya_2022.pdf) (accessed 30.03.2023).
10. Tsymbalov A.A. Prospect of introducing VIGDOS–SICA technology in the model of sustainable development of the region // *Sergeyev readings. Ecological and economic balance of nature management in mountain industrial regions: collection of scientific works of RAS, GI UB RAS, Perm State National Research University on materials of annual session of RAS Scientific Council on problems of geoecology, engineering geology and hydro–geology (Perm, April 2–4, 2019)*. – Vol. 21. – Perm : PSNIU, 2019. – P. 139–142.
11. Tsymbalov A.A. Regulation of ecologization methods of regeneration of zakolmatized wells // *Sergeyev readings. Waste management: tasks of geoecology and engineering geology: materials of the annual session of the Scientific Council of the RAS on problems of geoecology, engineering geology and hydrogeology (Moscow, March 22, 2018)*. – Vyp. 20. – М. : RUDN, 2018. – P. 51–55.
12. Tsymbalov A.A. Efficiency of regeneration of zolmatized wells on the basis of eco–economic principles // *Sergeyev readings. Ecological and economic balance of nature management in mining regions: collection of scientific papers of RAS, GI UB RAS, Perm State National Research University on the materials of the annual session of the Scientific Council of RAS on geoecology, engineering geology and hydrogeology (Perm, April 2–4, 2019)*. – Vol. 21. – Perm : PSNIU, 2019. – P. 135–138.



УДК 622.276.5

## ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ЧИСЛЕННОГО РАСЧЕТА АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ЗАДАЧ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ С ДВОЙНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

### ESTIMATION OF THE ACCURACY OF THE NUMERICAL CALCULATION OF ANALYTICAL SOLUTIONS OF FILTRATION PROBLEMS IN OIL RESERVOIRS WITH DOUBLE POROSITY

#### Шарнов Александр Иванович

канд. техн. наук, доцент,  
доцент кафедры машин и оборудования нефтяных  
и газовых промыслов,  
Армавирский механико-технологический институт (филиал)  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный  
технологический университет»  
a.i.sharnov@mail.ru

#### Курдагия Нугзар Эльдарович

студент,  
Армавирский механико-технологический институт (филиал)  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный  
технологический университет»  
kurdagia.nugzar@yandex.ru

**Аннотация.** При числовых расчетах замена бесконечного ряда суммой конечного числа слагаемых или переход от несобственного интеграла к определенному интегралу приводит к отклонению получаемых приближенных решений от точного. В статье приводится метод оценки погрешности аналитических решений ряда задач фильтрации в трещиновато-поровых средах с двойной пористостью.

**Ключевые слова:** оценка, точность, численный, расчет, решение, задача, фильтрация, скважина, пласт, погрешность, трещинно-поровый.

#### Sharnov Alexander Ivanovich

Ph.D., Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
of Machinery and Equipment  
for Oil and Gas Fields,  
Armavir Institute of Mechanics  
and Technology (branch) FSBEI HE  
«Kuban State Technological University»  
a.i.sharnov@mail.ru

#### Kurdagia Nugzar Eldarovich

Student,  
Armavir Institute of Mechanics  
and Technology (branch) FSBEI HE  
«Kuban State Technological University»  
kurdagia.nugzar@yandex.ru

**Annotation.** In numerical calculations, the replacement of an infinite series by the sum of a finite number of terms or the transition from an improper integral to a definite integral leads to a deviation of the resulting approximate solutions from the exact one. The article presents a method for estimating the error of analytical solutions of a number of filtration problems in fractured-porous media with double porosity.

**Keywords:** estimation, accuracy, numerical, calculation, solution, problem, filtration, well, reservoir, error, fracture-porous.

К месторождениям трещинно-порового типа относится значительная часть мировых запасов углеводородов (Иран, Ирак, Саудовская Аравия, Мексика, Вьетнам), в том числе и ряда регионов России (Прикаспийская впадина, Восточная и Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Северный Кавказ). В комплексе задач совершенствования системы проектирования, разработки и эксплуатации месторождений трещинно-порового типа особое место занимают задачи гидродинамических исследований сложных пластовых процессов. Исследованием особенностей фильтрации пластовых флюидов в средах с двойной пористостью занимался большой круг исследователей на протяжении более 60 лет. Накоплен большой теоретический и экспериментальный материал, однако остается еще немало вопросов, связанных как с более полным учетом реальных факторов, влияющих на развитие гидродинамических процессов в пласте, так и со сложностью решения краевых задач теории фильтрации. Решения рассмотренных задач фильтрации в аналитической форме представляют собой несобственные, определенные интегралы или функциональные ряды, либо их комбинации. В итоге численные расчеты по асимптотическим формулам приводит к отклонению от точных решений. Поэтому задача аналитической оценки, получаемых при этом погрешностей, является значимой и актуальной.

В статье [1] для случая пористой среды получено решение в виде несобственного интеграла, который получается из (2.14) при  $\xi \rightarrow \infty$ , и имеет вид:

$$u(r, F_0) = 1 + \frac{2}{\pi} r \int_0^{\infty} \frac{J_\gamma(x) Y_\gamma(x_0) - Y_\gamma(x) J_\gamma(x_0)}{J_\gamma^2(x_0) + Y_\gamma^2(x_0)} e^{-u^2 F_0} \frac{du}{u}. \quad (1)$$

Так как нижний и верхний пределы интегрирования являются особыми точками, то представим интеграл, входящий в формулу (1) в виде:



$$\int_0^\infty A(u)e^{-u^2 F_0} \frac{du}{u} = \int_0^p A(u) \frac{e^{-u^2 F_0}}{u} du + \int_p^P A(u) \frac{e^{-u^2 F_0}}{u} du + \int_P^\infty A(u) \frac{e^{-u^2 F_0}}{u} du,$$

где 
$$A(u) = \frac{J_\gamma(x)Y_\gamma(x_0) - Y_\gamma(x)J_\gamma(x_0)}{J_\gamma^2(x_0) + Y_\gamma^2(x_0)}, \quad x = \frac{2}{2-n} r^{\frac{2-n}{2}} u.$$

Теперь задача сводится к выбору  $p$  и  $P$  таким образом, чтобы абсолютная величина первого и третьего интеграла суммы не превосходила наперед заданного значения  $\varepsilon$ .

Используя формулы для функций Бесселя при малых значениях аргумента

$$J_\gamma(x) = \frac{1}{\Gamma(\gamma+1)} \left(\frac{x}{2}\right)^\gamma; \quad Y_\gamma(x) = \frac{\Gamma(\gamma)}{\pi} \left(\frac{2}{x}\right)^\gamma, \tag{2}$$

получим 
$$\left| \int_0^p A(u)e^{-u^2 F_0} \frac{du}{u} \right| \leq \int_0^p \frac{B(r)u^{2\nu} du}{u(\alpha u^{4\nu} + \beta)} \leq \frac{B(r)}{\beta} \int_0^p u^{2\nu-1} du = \frac{B(r)p^{2\nu}}{2\beta\nu} < \varepsilon.$$

Следовательно,

$$p^{2\nu} < \frac{2\nu\varepsilon\beta}{B(r)},$$

где

$$B(r) = \frac{\Gamma(\nu)}{\Gamma(\nu+1)\pi} \left[ \left(\frac{r}{r_0}\right)^\nu - \left(\frac{r_0}{r}\right)^\nu \right];$$

$$\beta = \frac{\Gamma^2(\nu)}{\pi^2} \left(\frac{2-n}{r_0^{\frac{2-n}{2}}}\right)^{2\nu}; \quad \alpha = \frac{1}{\Gamma^2(\nu+1)} \left(\frac{r^{\frac{2-n}{2}}}{2-n}\right)^{2\nu}.$$

Используя асимптотические формулы для бесселевых функций при больших значениях аргумента,

$$J_\gamma(x) = \sqrt{\frac{2}{\pi x}} \cos\left(x - \frac{\pi\gamma}{2} - \frac{\pi}{4}\right),$$

$$Y_\gamma(x) = \sqrt{\frac{2}{\pi x}} \sin\left(x - \frac{\pi\gamma}{2} - \frac{\pi}{4}\right). \tag{3}$$

получим

$$\int_p^\infty \sqrt{\frac{x_0}{x}} [\cos y \sin y_0 - \sin y \cos y_0] e^{-u^2 F_0} \frac{du}{u},$$

$$y = x - \frac{\pi\gamma}{2} - \frac{\pi}{4}; \quad y_0 = x_0 - \frac{\pi\gamma}{2} - \frac{\pi}{4}.$$

Далее, для каждого значения критерия  $F_0 = \frac{\kappa t}{r_0^2}$  существует такое значение  $u_0$ , что при  $u \geq u_0$

выполняется соотношение

$$\exp(-u^2 F_0) \leq \frac{1}{u^2}.$$

т.е.  $u = u(F_0)$ . Пусть  $p_1 = u_0$ .

Тогда имеет место следующая оценка:

$$\left| \int_{p_1}^\infty \sqrt{\frac{x_0}{x}} \sin(x_0 - x) e^{-u^2 F_0} \frac{du}{u} \right| \leq \left| \int_{p_1}^\infty \frac{\sqrt{\frac{x_0}{x}} \sin(x_0 - x) du}{u^3} \right| \leq \frac{1}{2u^2} \Bigg|_{p_1}^{p_1} = \frac{1}{2p_1^2} < \varepsilon,$$



учитывая, что  $\frac{x_0}{x} \ll 1$ .

Число  $p_1$  может не обеспечивать выполнения неравенства

$$\frac{1}{2p_1^2} < \varepsilon. \tag{4}$$

Однако для любого значения  $\varepsilon$  найдется число  $p_2$  такое, что при  $p \geq p_2$  неравенство (4) будет справедливо.

Если положить  $P = \max(p_1, p_2)$ , требуемое соотношение будет выполнено:

$$\left| \int_P^\infty A(u) e^{-u^2 Fo} \frac{du}{u} \right| \leq \frac{1}{2} < \varepsilon.$$

Поставленная задача решена. Требуемая оценка получена.

В статье [2] получено аналитическое решение (25) задачи фильтрации при работе несовершенной скважины с постоянным дебитом в неограниченном трещиновато-пористом пласте. Формулу (25),

введя замену  $\rho = \frac{-u^2}{1 + \xi u^2}$ , удобно представить для численных расчетов в виде:

$$u(r, z, Fo) = \frac{2lr}{\pi h} \frac{\frac{n}{2} b^2}{\int_0^\infty} \frac{D(u) \left[ 1 - \exp\left(-\frac{u^2 Fo}{1 + \xi u^2}\right) \right]}{u^2} du +$$

$$+ \frac{2r}{\pi^2} \sum_{m=1}^\infty \frac{\Lambda_m}{m} \frac{b^2}{a_m^2} \frac{D_m(u) \left[ 1 - \exp\left(-\frac{(u^2 + \lambda_m^2) Fo}{1 + \xi(u^2 + \lambda_m^2)}\right) \right]}{u^2 + \lambda_m^2} du, \tag{5}$$

где

$$D(u) = \frac{J_\gamma(x) Y_{\gamma-1}(x_0) - J_{\gamma-1}(x_0) Y_\gamma(x)}{J_{\gamma-1}^2(x_0) + Y_{\gamma-1}^2(x_0)}.$$

Оценим ряд, входящий в формулу (5). Для каждого значения безразмерного параметра  $Fo$  существует номер  $N_1$  такой, что при  $m > N_1$  выполняется неравенство

$$1 - \exp\left(-\frac{(u^2 + \lambda_m^2) Fo}{1 + \xi(u^2 + \lambda_m^2)}\right) < \frac{1 + u^2 \xi + \lambda_m^2 \xi}{u^2 + \lambda_m^2}.$$

Т.е. число  $N_1$  является функцией критерия  $Fo$ . Поэтому абсолютную величину  $\tilde{u}(r, Z, Fo)$  остатка ряда, входящего в (5) можно оценить следующим образом:

$$\tilde{u}(r, Z, Fo) = \left| \sum_{N_1+1}^\infty \frac{2 \sin \lambda_m l \cos \lambda_m z}{m} \frac{b^2}{a_m^2} \frac{D(u)}{u^2 + \lambda_m^2} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{(u^2 + \lambda_m^2) Fo}{1 + \xi(u^2 + \lambda_m^2)}\right) \right] \right| du \leq$$

$$\leq \sum_{N_1+1}^\infty \frac{2}{m} \left| \int_{a_m^2}^{b^2} \frac{D_m(u)}{u^2 + \lambda_m^2} \frac{1 + (u^2 + \lambda_m^2) \xi}{u^2 + \lambda_m^2} du \right| \leq \sum_{N_1+1}^\infty \frac{2}{m} \frac{D_m [1 + \xi(u^2 + \lambda_m^2)]}{(u^2 + \lambda_m^2)^2},$$

где

$$D_m = \max |D_m(u)| \text{ на } [a_m^2, b]$$

При  $\xi = 0$

$$\tilde{u}(r, Z, Fo) = \sum_{N_1}^\infty \frac{2D_m}{m} \left[ \int_{a_m^2}^b \frac{du}{(u^2 + \lambda_m^2)^2} \right] \leq \int_{a_m^2}^b \frac{du}{u^4} = \frac{b^3 - a_m^6}{3b^2 a_m^6} < \frac{1}{3a_m^6}.$$





Известно [5], что  $\sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m^4} = \frac{\pi^4}{90}$ , поэтому

$$\tilde{u}(r, Z, Fo) \leq \frac{2B_m h^3}{\pi^3} \sum_{N_1+1}^{\infty} \frac{1}{m^4} = \frac{2B_m h^3}{3\pi^3} \left| \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m^4} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| = \frac{2B_m h^3}{3\pi^3} \left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \beta, \tag{6}$$

где  $\beta$  – численная величина наперед заданной погрешности приближенного решения.

Из неравенства (6) следует

$$\left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \frac{3\pi^3}{2hA_m} \beta = \beta_1. \tag{7}$$

Число  $N_1$  может не обеспечить выполнения полученного неравенства.

Однако для всякого значения  $\beta_1$  существует номер  $N_2$  такой, что при  $N \geq N_2$  неравенство (7) справедливо:

$$\left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \beta_1,$$

т.е. число  $N_2$  является функцией величины  $\beta_1$ .

Таким образом, для любого значения времени  $t$ , (или для соответствующего ему значения  $Fo$ ) при любом  $u$  из интервала  $[a_m^2, b]$  можно выбрать такое число  $N_0 = \max(N_1, N_2)$ , чтобы выполнялось требуемое соотношение

$$\tilde{u}(r, Z, Fo) \leq \frac{2B_m h^3}{3\pi^3} \left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \beta.$$

Найденное значение  $N_0$  остается годным при  $Fo > t_0$ .

При исследовании процессов фильтрации в конечных областях получаем решение в виде формул (12), (15) [3] и (14), (16) [4], которые с помощью замены соответственно

$$\rho = -\frac{u^2}{1 + \xi u^2} \text{ и } \rho = -\frac{u^2 + \lambda_m^2}{1 + \xi(u^2 + \lambda_m^2)}$$

можно представить в виде более удобном для проведения расчетов.

Так, формула (12) [3] будет иметь вид:

$$u_2(r, Fo) = \frac{R^n - r^n}{R^n - 1} + r \frac{-n}{2\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{J_{\gamma}(x_0 \alpha_k) J_{\gamma}(y \alpha_k)}{J_{\gamma}^2(y \alpha_k) - J_{\gamma}^2(x_0 \alpha_k)} M \exp\left(-\frac{\alpha_k^2 Fo}{1 + \alpha_k^2 \xi}\right). \tag{8}$$

Оценим ряд, который входит в решение (8) при  $\xi = 0$ . Используя асимптотические формулы для больших значений аргумента, абсолютную величину  $\tilde{u}(r, Fo)$  остатка ряда, входящего в (8), можно оценить следующим образом:

$$\tilde{u}(r, Fo) = \left| r \frac{-n}{2\pi} \sum_{N_1+1}^{\infty} \frac{2}{\pi} \cdot \frac{1}{\alpha_k^4} \sqrt{\frac{x_0}{x}} \frac{1}{(x_0 - y)} \right| \leq \frac{2r}{\pi} \frac{-n}{2\pi} \sum_{N_1+1}^{\infty} \left| \frac{1}{\alpha_k^4 C} \right|.$$

Оценим общий член этого ряда при заданных  $x_0$  и  $y$ , при  $\xi = 0$ .

$$C = \frac{2}{2 - n} \left| 1 - R \frac{2-n}{2} \right|.$$

Известно [5], что  $\sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} = \frac{\pi^4}{90}$  и поэтому остаток ряда можем оценить следующим образом



$$\tilde{u}(r, Fo) \leq \frac{r \frac{n}{2} 2h^4}{C\pi^4} \sum_{N_1+1}^{\infty} \frac{1}{m^4} = \frac{r \frac{n}{2} 2h^4}{C\pi^4} \left| \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m^4} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| = \frac{r \frac{n}{2} 2h^4}{C\pi^4} \left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \varepsilon, \quad (9)$$

где  $\varepsilon$  – численная величина наперед заданной погрешности приближенного решения.

Для каждого значения  $Fo$  существует номер  $N_1$  такой, что при  $N > N_1$  выполняется неравенство:

$$\exp\left(-\frac{\alpha_k^2 F_0}{1 + \alpha_k^2 \xi}\right) < \frac{1}{\alpha_k^3},$$

т.е. число  $N_1$  является функцией критерия  $Fo$ .

Из неравенства (9) следует

$$\left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \frac{\varepsilon C\pi^4}{r \frac{n}{2} 2h^4} = \varepsilon_1. \quad (10)$$

Число  $N_1$  может не обеспечивать выполнения полученного неравенства. Однако для всякого значения  $\varepsilon_1$  существует  $N_2$  такое, что при  $N \geq N_2$ , неравенство (10) справедливо:

$$\left| \frac{\pi^4}{90} - \sum_{m=1}^{N_1} \frac{1}{m^4} \right| < \varepsilon_1.$$

Таким образом, для любого значения времени  $Fo$  и при любых значениях  $r \in [r_0, R]$  можно выбрать такое число  $N = \max(N_1, N_2)$ , чтобы выполнялось требуемое соотношение  $\tilde{u}_2(r, Fo) \leq \varepsilon_1$ .

**Список литературы:**

1. Шарнов А.И. Фильтрация к скважине в гетерогенном пласте двойной пористости // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 222–231.
2. Шарнов А.И. Фильтрация в горизонтальном гетерогенном по проницаемости пласте к несовершенной скважине с постоянным дебитом // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 218–224.
3. Аладьев А.П., Шарнов А.И. Фильтрация жидкости к совершенной скважине в ограниченном трещиновато-пористом пласте с постоянным давлением на контуре питания // Прикладные вопросы точных наук : материалы II Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей, посвященной 100-летию со дня образования Кубанского государственного технологического университета. Армавир, 2–3 ноября 2018 г. – Армавир : Изд-во АГПУ, 2018. – С. 38–40.
4. Демьянко А.В., Шарнов А.И. Фильтрация жидкости к совершенной скважине в ограниченном трещиновато-пористом пласте с нулевым расходом на контуре питания // Прикладные вопросы точных наук : материалы II Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей, посвященной 100-летию со дня образования Кубанского государственного технологического университета. Армавир, 2–3 ноября 2018 г. – Армавир : Изд-во АГПУ, 2018. – С. 40–43.
5. Градштейн И.С. и Рыжик И.М. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. – М. : Наука, 1971. – 1108 с.

**List of references:**

1. Sharnov A.I. Filtration to the well in a heterogeneous double porosity reservoir // Bulatov Readings. – 2018. – V. 2–2. – P. 222–231.
2. Sharnov A.I. Filtration in a horizontal heterogeneous in permeability reservoir to an uncompleted well with constant flow rate // Bulatov Readings. – 2019. – V. 2. – P. 218–224.
3. Aladyev A.P., Sharnov A.I. Filtration of fluid to a perfect well in a limited fracture-porous formation with constant pressure on the feed contour // Applied problems of exact sciences : materials of II International scientific-practical conference of students, graduate students, teachers, dedicated to the 100th anniversary of Kuban State Technological University. Armavir, November 2–3, 2018. – Armavir : Publishing house of ASPSU, 2018. – P. 38–40.
4. Demyanko A.V., Sharnov A.I. Filtration of fluid to a perfect well in a limited fracture-porous formation with zero flow rate on the supply contour // Applied issues of exact sciences : materials of II International Scientific-Practical Conference of students, graduate students, teachers, dedicated to the 100th anniversary of Kuban State Technological University. Armavir, November 2–3, 2018. – Armavir : Publishing house of ASPSU, 2018. – P. 40–43.
5. Gradshtein I.S. and Ryzhik I.M. Tables of integrals, sums, series and products. – M. : Nauka, 1971. – 1108 p.



УДК 628.147.22

## СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### STATE OF STUDY OF THE PROBLEM OF CARBON DIOXIDE CORROSION ON THE EXAMPLE OF THE URENGOYSKOYE FIELD

**Шептухин Артём Валерьевич**

студент направления подготовки  
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
a.sheptukhin@yandex.ru

**Жарикова Наиля Халимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Горпинченко Алексей Николаевич**

заместитель генерального директора по общим вопросам,  
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»  
swengorr@yandex.ru

**Аннотация.** Проблема углекислотной коррозии стала актуальной с вводом перспективных отечественных газовых и газоконденсатных месторождений, характеризующихся большим содержанием в составе добываемого сырья диоксида углерода. Его наличие в сочетании с рядом дополнительных факторов (высокая пластовая температура и давление) стимулирует интенсивное протекание процесса углекислотной коррозии. С данной проблемой столкнулось ООО «Газпром добыча Уренгой» при разработке 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. За счёт воздействия агрессивных сред трубопроводы и оборудование из углеродистой и низколегированной стали подвергаются углекислотной коррозии на каждой стадии производства от первоначальной добычи до переработки и хранения. Углекислотная коррозия чаще всего носит локальный характер и проявляется в виде локальных язв, свищей и питтингов. Разрушения протекают за очень короткий, по сравнению с проектным, период эксплуатации оборудования. При этом существующие методы защиты зачастую эффективны против общей коррозии и не предотвращают локальные разрушения. Для уменьшения ежегодных экономических потерь, создания условий надёжной и безопасной работы фонда скважин, систем сбора продукции газовых и газоконденсатных залежей требуется своевременная защита от коррозии объектов инфраструктуры месторождения.

**Ключевые слова:** условия протекания углекислотной коррозии в скважинах Уренгойского НГКМ; механизм протекания углекислотной коррозии стали; особенности протекания угле-

**Sheptukhin Artyom Valerievich**

Student training direction 21.05.06  
«Oil and gas equipment and technologies»,  
Saint Petersburg mining university  
a.sheptukhin@yandex.ru

**Zharikova Nailia Khalimovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department of development  
and operation of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Gorpinchenko Alexey Nikolaevich**

Deputy Chief Executive Officer  
for general affairs,  
LLC «Gazprom personnel» project  
«Achim Development»  
swengorr@yandex.ru

**Annotation.** The problem of carbon dioxide corrosion has become relevant with the commissioning of promising domestic gas and gas condensate fields, characterized by a high content of carbon dioxide in the composition of the extracted raw materials. Its presence in combination with a number of additional factors (high reservoir temperature and pressure) stimulates the intensive course of the carbon dioxide corrosion process. «Gazprom добыча Уренгой» LLC encountered this problem when developing the 2nd production area of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. Due to exposure to aggressive environments, carbon and low alloy steel pipelines and equipment are exposed to carbon dioxide corrosion at every stage of production from initial production to processing and storage. Carbon dioxide corrosion is most often local in nature and manifests itself in the form of local ulcers, fistulas and pittings. Destruction occurs in a very short, compared with the design, period of operation of the equipment. At the same time, existing protection methods are often effective against general corrosion and do not prevent local damage. To reduce annual economic losses, create conditions for reliable and safe operation of the well stock, systems for collecting products from gas and gas condensate deposits, timely protection against corrosion of infrastructure facilities of the field is required.

**Keywords:** conditions for the occurrence of carbon dioxide corrosion in the wells of the Urengoy oil and gas condensate field; mechanism of carbon dioxide corrosion of



кислотной коррозии; влияние различных факторов на скорость протекания углекислотной коррозии; современные методы предотвращения коррозионного разрушения скважинного оборудования.

steel; features of the course of carbon dioxide corrosion; influence of various factors on the rate of carbon dioxide corrosion; modern methods of preventing corrosion damage of downhole equipment.

### Условия протекания углекислотной коррозии в скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Газоконденсатный поток в стволе скважины движется в дисперсно-кольцевом режиме: газовая фаза в центральной части является непрерывной, а фаза жидкости представлена тонкой плёнкой на стенках трубы и рассеянными в газе мельчайшими каплями, которые движутся со скоростью газового потока («газоконденсатный туман») [1].

Рассмотрим условия, при которых происходит воздействие диоксида углерода на поверхность трубопроводов в процессе добычи углеводородов. Плотность  $CO_2$  практически не изменяется по ходу движения среды от забоя скважины до конечной точки газосборного коллектора в здании переключающей арматуры и составляет  $780-830 \text{ кг/м}^3$  (рис. 1). При этом  $CO_2$  на различных участках находится как в сверхкритическом, так и в жидком состоянии, а также в растворённом виде с водой и газовым конденсатом. Решающее значение оказывает температура среды.

При давлении в части трубопроводов обвязки скважин и в газосборных коллекторах (ГСК), равном 14 МПа, т.е. превышающем критическое значение для  $CO_2$ , только температура определяет фазовое состояние  $CO_2$  – жидкое или сверхкритическое.

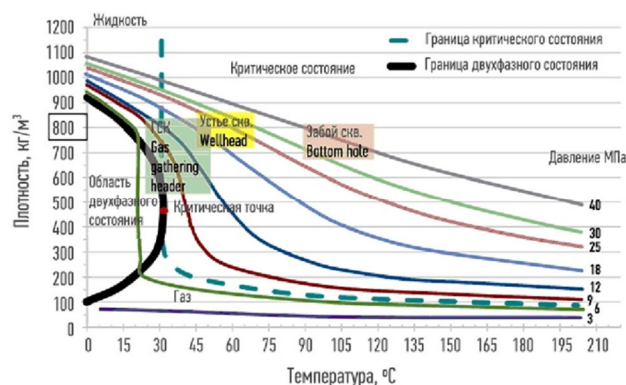


Рисунок 1 – Диаграмма зависимости плотности от температуры диоксида углерода

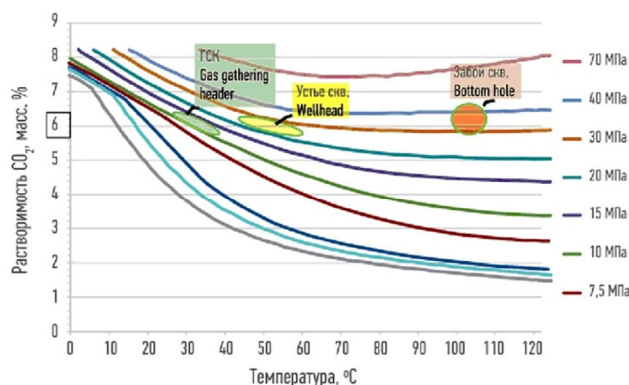


Рисунок 2 – Растворимость  $CO_2$  в воде

Важной особенностью эксплуатации трубопроводов обвязки скважин и ГСК УКПГ-22 является их температурный режим, который находится как выше, так и ниже критической температуры  $31,2 \text{ }^\circ\text{C}$ . Температура на данных участках (от регулятора давления на площадке куста скважин до здания переключающей арматуры (ЗПА)) снижается от  $40$  до  $28 \text{ }^\circ\text{C}$ , переходя критическую точку, что приводит к возникновению жидкой фазы  $CO_2$ .

На рисунке 2 представлена растворимость  $CO_2$  для характерных участков газосборной системы. Несмотря на различные температуры и давления, растворимость имеет схожие значения для всех характерных участков –  $5,5-6,5 \text{ \% масс}$ .

Таким образом, в процессе добычи пластовой продукции часть  $CO_2$  растворена в жидкой фазе воды, объём которой увеличивается по мере снижения температуры, а другая часть находится в сверхкритическом состоянии, а затем переходит в жидкую фазу с плотностью ниже плотности воды.

Наличие свободной воды является основной причиной коррозии в углекислотной среде. При этом считается, что водяной слой толщиной  $20-30$  молекул недостаточен для электрохимической коррозии [2]. Процесс конденсации воды происходит на всём протяжении движения пластовой смеси, начиная от забоя скважины. В жидкой фазе вода может появиться уже на забое при условии  $P_{заб} > 40 \text{ МПа}$  ( $T_{заб} = 106 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и однозначно конденсируется при снижении температуры в процессе подъёма по НКТ. Наиболее интенсивно конденсация влаги может проявляться на устье скважины при снижении температуры [3]. На многих объектах добычи газа в условиях присутствия  $CO_2$  серьёзные коррозионные проявления наблюдаются на элементах обвязки скважин.

Однако согласно [4] термобарические условия исследованных скважин обеспечивают отсутствие жидкой фазы воды на забое некоторых скважин, точка начала конденсации воды находится между забоем и устьем (рис. 3). Более того, данные условия сохраняются в течение следующих 20 лет из-за сдвига границы фазового состояния воды в процессе разработки месторождения и снижения забойного давления, что будет способствовать переходу жидкой фазы в паровую. Соответственно, углекислотная коррозия на хвостовиках протекать не будет.

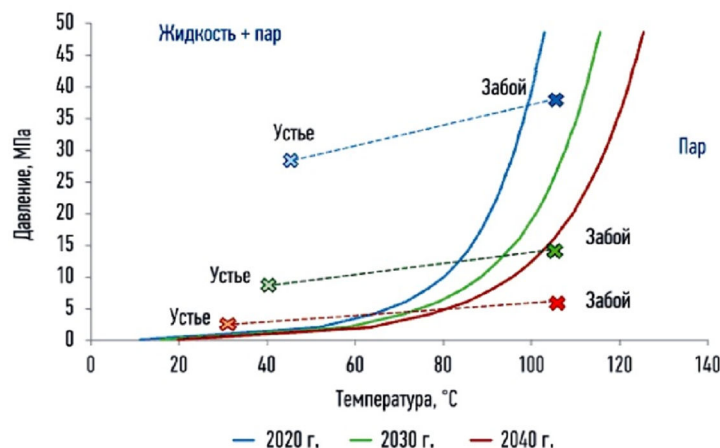


Рисунок 3 – Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси

По газосборному коллектору скважинный флюид транспортируется в виде трёхфазной смеси (газ, углеводородный конденсат и вода). Соотношение объёма фаз по ГСК составляет: газ – 86–92 %, УВ конденсат – 8–14 % и вода – менее 1 %. При дальнейшем снижении температуры в процессе разработки произойдёт увеличение доли жидкой фазы [5]. В газопроводах-шлейфах парциальное давление углекислого газа снижается, но наличие воды в виде отдельной фазы интенсифицирует процесс коррозии по нижней образующей трубы.

Таким образом, существующие термобарические условия в ачимовских скважинах и системе сбора являются благоприятными для протекания углекислотной коррозии.

### Механизм протекания углекислотной коррозии стали

Согласно ГОСТ 5272-68 коррозия металлов – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. Процесс коррозии стали в бескислородной водной среде, содержащей растворённую углекислоту, по механизму является электрохимическим [6].

При контакте металла (электронный проводник) и электролита (ионный проводник) возникает электрод (поверхностная фаза), в котором протекают электродные реакции. Две электрообразующие фазы остаются при соприкосновении сами собой, отчуждая в электрод лишь малые количества вещества. Этим компонентам принадлежат противоположные заряды, образующие двойной электрический слой, взаимное притяжение которых можно рассматривать как эквивалент ионной химической связи.

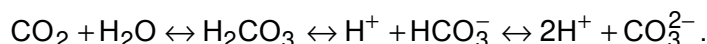
Стоит учесть, что ни одна заряженная частица, не меняющая при перемещении своего состояния связи, не может пройти сквозь поверхностную фазу из проводника в проводник. Носители тока всегда либо входят со стороны своего проводника в поверхностную фазу, чтобы исчезнуть там, превратившись в другие продукты, либо, наоборот, образуются в ней как продукты аналогичной реакции и выходят в соответствующий проводник.

Между металлом и электролитом возникает разность потенциалов, которая называется *электродным потенциалом металла*. Металлы сильно различаются по своей химической активности. О ней можно судить по ряду напряжения металлов, в котором они расположены в порядке уменьшения их восстановительной активности в водных растворах.

Электрохимическая реакция протекает в двух направлениях. При анодном направлении реакции электроны освобождаются, при катодном – связываются. Металл выступает в роли восстановителя, отдаёт электроны и окисляется. Компонент агрессивной среды выступает в роли окислителя (акцептора электронов) и в процессе реакции восстанавливается.

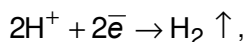
Стоит отметить, что лишь незначительный объём диоксида углерода (порядка процента), взаимодействуя с водной средой, становится составным элементом угольной кислоты. Основная же его масса, присутствующая в воде, представляет собой растворённые молекулы  $\text{CO}_2$ . Таким образом, углекислый газ в водном растворе может находиться в различных формах: в растворённой, в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты, бикарбонат-ионов ( $\text{HCO}_3^-$ ) и карбонат-ионов ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). Соотношение между формами зависит от водородного показателя pH. При  $\text{pH} < 5$  в растворе находятся лишь молекулы  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . С увеличением pH растёт содержание ионов  $\text{HCO}_3^-$ . При  $\text{pH} = 8,4$  в воде присутствуют только бикарбонат-ионы, а при  $\text{pH} = 12$  – только карбонат-ионы.

При этом в растворе происходят следующие реакции:

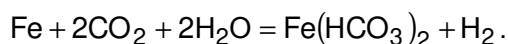
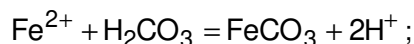
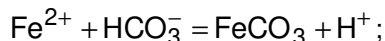
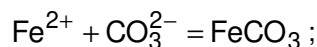




На катодных участках металла идёт водородная деполяризация по реакции:



а на анодных зонах происходит связывание железа по одной из реакций:



Одновременное присутствие перечисленных ионов в добываемом продукте обуславливает возможность образования различных труднорастворимых соединений, часть которых образует плёнку на поверхности металла. Такие плёнки при определённых условиях могут выступать в роли защитных, предотвращая попадание агрессивной среды на оголённый металл. Как правило, плёнки, обладающие хорошими защитными свойствами (состоящие преимущественно из  $\text{FeCO}_3$ ), начинают образовываться при температурах от 75 °С и парциальном давлении  $\text{CO}_2$  выше 0,8 МПа. Параметры сред при добыче газа ачимовских отложений УНГКМ значительно ниже, соответственно, образование полноценных защитных плёнок маловероятно.

Считается, что при углекислотной коррозии  $\text{H}_2\text{CO}_3$  вносит основной вклад в катодную реакцию коррозионного процесса. В то время как в растворах сильных кислот ионы  $\text{H}^+$  доставляются к электроду за счёт диффузии, в углекислотной среде ионы  $\text{H}^+$  образуются в приэлектродном слое при диссоциации  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Полагая, что скорость диссоциации  $\text{H}_2\text{CO}_3$  намного превышает скорость диффузии  $\text{H}^+$  из объёма раствора, делают вывод, что катодная реакция при углекислотной коррозии не лимитируется диффузионными ограничениями. Этим объясняется тот факт, что при одной и той же величине рН коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в эквивалентных растворах сильных кислот [6].

Де-Вард и Миллиамс предложили уравнение катодной реакции при углекислотной коррозии стали с дальнейшим удалением водорода путём рекомбинации или электрохимической десорбции. «Обычное» катодное выделение водорода также может иметь место.

На сегодняшний день нет теоретических основ для описания возникновения и развития локальной коррозии, кроме отдельных или специальных случаев. Например, известен механизм возникновения мейза-коррозии: благодаря наличию углекислоты на поверхности корродирующего металла и ионов  $\text{Fe}^{2+}$  образуются карбонатные минеральные отложения (карбонат кальция, карбонат железа), которые частично удаляются потоком из-за вибрации, абразивного действия взвешенных частиц, высокой скорости движения газожидкостных потоков. Участки металла с отслоившимся осадком становятся анодами и интенсивно корродируют с образованием язв, а катодная стадия протекает в основном на сохранившихся отложениях. Таким образом, на поверхности металла образуются активные коррозионные макрогальванопары, приводящие к растворению анодов с экстремально высокими скоростями.

При исследовании электрохимической коррозии считают, что поверхность металла-носителя электрода является эквипотенциальной. Это значит, что при нахождении суммарной скорости процесса корродирующая поверхность может быть представлена как единый электрод, на котором в соответствии с его потенциалом и усреднёнными кинетическими характеристиками идут одновременно все электрохимические реакции, составляющие коррозионный процесс. При нахождении коррозионного расхода по данным электрохимических измерений получают значения, «усреднённые» по всей рабочей площади электрода. Однако локальная коррозия развивается только в небольшой части электрода в отдельных местах, значит, в этих местах скорость анодной реакции намного превышала скорость анодной реакции в остальной части электрода. Скорость электрохимической реакции зависит от потенциала, следовательно, в местах локальной коррозии потенциал отличается от потенциала в других частях электрода. Многими исследователями подтверждается неравномерность распределения потенциала электрода, что приводит к образованию анодных и катодных зон. Процесс коррозии металла рассматривается как одновременная работа множества короткозамкнутых микрогальванических элементов, существующих на поверхности металла в силу её гетерогенности и влияющих друг на друга. В настоящее время нет теоретических основ для описания механизма возникновения анодных и катодных зон, их развития, мигрирования по поверхности электрода, закрепления на отдельных участках.

### **Особенности протекания углекислотной коррозии и влияние различных факторов на её скорость**

По характеру коррозионных разрушений углекислотная коррозия может быть как общей (сплошной), когда охватывается вся поверхность металла, так и местной (локальной), когда повреждаются лишь отдельные участки поверхности металла. При этом локальная коррозия протекает в десятки раз быстрее по сравнению со среднеповерхностной потерей массы металла и может составлять 1–10 мм/год [7].



Основными видами локальной коррозии скважинного оборудования являются [8]:

- питтинговая коррозия – характеризуется образованием язв (каверн) малого поперечного размера ( $< 1$  мм) и большой глубины;
- коррозия пятнами – характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии;
- коррозия в виде бороздок (канавок) – характеризуется образованием на поверхности металла протяженных локальных повреждений в виде бороздок, представляющих собой небольшие углубления в металле, расположенных в продольном направлении;
- мейза-коррозия – означает протекание коррозии с распространением ее очага как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой. Может достигать 45 мм/год.

Основным видом коррозионных повреждений ВСО добывающих скважин при углекислотной коррозии является локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Сквозные коррозионные повреждения нарушают герметичность лифта, интенсивная мейза-коррозия может приводить к обрывам НКТ. Резьбовые соединения являются одними из наиболее уязвимых для локальной коррозии элементов подвески НКТ. Отказы могут быть по телу муфты или по телу трубы. Локальной коррозии подвержены также обсадные колонны, запорная и регулирующая арматура (в том числе устьевая арматура скважин), трубопроводы обвязки скважин, газосборные коллекторы, контрольно-измерительное оборудование.

На основе исследований локальных коррозионных повреждений не коррозионнотойких НКТ добывающих скважин различных месторождений Западной Сибири следует:

- среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии,  $396 \pm 162$  сут.;
- минимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозной мейза-коррозии 156 сут.;
- максимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, 1308 сут.;
- наиболее вероятное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, 382 сут.

При указанных сроках эксплуатации НКТ в скважинах сквозные коррозионные повреждения наблюдаются, безусловно, не на всех НКТ в подвеске. Так, при минимальном зафиксированном времени эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозной мейза-коррозии повреждена обычно бывает одна НКТ в подвеске. При среднем и наиболее вероятном времени эксплуатации локальная коррозия наблюдается на 2–4 НКТ в подвеске, а при максимальном зафиксированном времени эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, локальной коррозией могут быть повреждены до 30 НКТ в подвеске.

На скорость, вид и распределение коррозии влияют следующие факторы:

- внутреннее, связанные с природой металла (состав, структура, внутренние напряжения, состояние поверхности);
- внешние, связанные с составом коррозионной среды и условиями коррозии (температура, давление, скорость движения среды, минерализация и т.д.).

Скорость коррозии стали зависит от химического состава и микроструктуры. В слабокислой среде скорость коррозии стали одного и того же химического состава, в зависимости от микроструктуры, возрастает в ряду перлит  $\rightarrow$  сорбит  $\rightarrow$  троостит  $\rightarrow$  мартенсит. Для уменьшения опасности развития локальной и мейза-коррозии в углекислотной среде рекомендуется использовать НКТ с перлитной или феррито-перлитной структурой, получаемой в результате термической обработки труб. Легирование стали такими элементами, как хром, никель, молибден, помогает существенно повысить химическую стойкость металла НКТ [9]. Стойкость к углекислотной коррозии НКТ из хромосодержащих сталей достигается за счёт формирования устойчивой пленки на поверхности металла, состоящей из оксидов хрома и железа, которая пассивирует корродирующий металл.

Эмпирическая формула зависимости стойкости легированных сталей к питтингу и локальной коррозии:

$$\text{СПЛК} = \% \text{Cr} + 3,3 \times \% \text{Mo} + 16 \times \% \text{Ni},$$

где СПЛК – стойкость к питтингу и локальной коррозии.

Согласно статье [7] иницирующим фактором коррозии НКТ являются интенсивные механические напряжения растяжения, создаваемые весом колонны. Под действием значительных деформаций происходит деградация структуры стали. Интенсифицируется порообразование, диффузия углерода к поверхности и развитие углекислотной коррозии не только на поверхности металла, но и в его глубине. Анодами могут являться границы зёрен, содержащие свободный углерод, карбидные фазы и неметаллические включения, обладающие резко отличающимися электрохимическими потенциалами



и прочностными свойствами. Поэтому максимальная коррозия (сквозные отверстия по резьбе и телу трубы) наблюдается в верхнем участке колонны НКТ.

Влияние температуры и содержания CO<sub>2</sub> на скорость углекислотной коррозии описывается уравнением Де-Варда-Миллиамса:

$$\lg KP = 6,467 - \frac{1710}{273 + t} + 0,67 \cdot \lg P_{CO_2},$$

где *KP* – коррозионный расход (г/(м<sup>2</sup>·ч)) в условном пересчёте на скорость коррозии, мм/год; *t* – температура, °С; *P*<sub>CO<sub>2</sub></sub> – парциальное давление углекислого газа, МПа.

С повышением температуры скорость коррозии увеличивается за счёт диффузии, а дальнейшее снижение связано с уменьшением растворимости углекислого газа и, как следствие, уменьшение кислотности водной фазы. Основной причиной усиления коррозионного процесса при повышении давления является возрастание растворимости CO<sub>2</sub> в растворе.

Для предсказания скорости коррозионного разрушения используют уравнение Де-Варда-Миллиамса с различными «уточнениями», включающими образование «защитного» слоя FeCO<sub>3</sub>, влияние скорости потока, pH и т.д. То есть все методики прогнозируют коррозионный расход. Необходимо различать понятия скорости локальной коррозии и *KP*. К разрушениям промышленного оборудования за короткий по сравнению с проектным срок эксплуатации приводит локальная коррозия, скорость которой многократно превышает *KP*. Следовательно, нет методики для того, чтобы оценить максимальную скорость разрушения нефтепромышленного оборудования в результате коррозии в конкретной промышленной системе.

Таким образом, результатом углекислотной коррозии являются дорогостоящие преждевременные подземные ремонты скважин, необходимость замены оборудования, вышедшего из строя в результате коррозии и временные потери добычи газа. Следует реализовывать комплекс мероприятий, позволяющих экономически оправданно замедлять или предотвращать локальную коррозию. Без реализации защитных мероприятий скорость локальной коррозии в любой такой системе будет превышать 0,1 мм/год в десятки и сотни раз [11].

### Современные методы предотвращения коррозионного разрушения скважинного оборудования

Основными способами защиты от локальной коррозии внутренней поверхности НКТ являются:

- применение неметаллических труб;
- применение коррозионностойких сталей (КСС);
- применение защитных покрытий из КСС;
- применение защитных неметаллических покрытий;
- применение ингибиторов коррозии (ИК).

*Неметаллические трубы* отличаются повышенной стойкостью к любым типам коррозии, меньшим собственным весом подвески. В качестве материала неметаллических труб широкое применение находят стеклопластики, которые характеризуются низкой теплопроводностью. Однако данный тип труб имеет ряд существенных недостатков: низкая стойкость к механическим повреждениям, ограничение рабочего давления из-за низких прочностных характеристик, ограничения по глубине спуска (до 2000 м), рабочей температуре в скважине (не выше 100) и окружающей среды (до – 30), существенное удорожание данной подвески труб в сравнении со стальной [10].

На рисунке 4 приведены некоторые *марки стали, обладающие повышенной коррозионной стойкостью*. Хорошие результаты по стойкости к локальной коррозии показывают НКТ из стали группы прочности L80, содержащие от 10 до 13 % масс. хрома (Cr) с техническими требованиями по стандарту API 5CT [12].

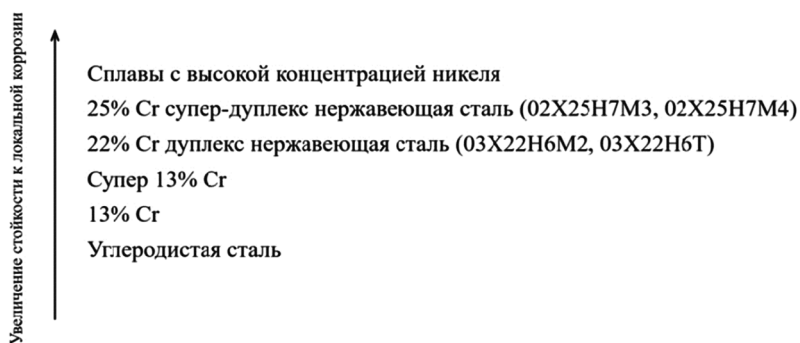


Рисунок 4 – Диаграмма стойкости к локальной углекислотной коррозии сталей с высокими концентрациями легирующих металлов





Выбор марок стали осуществляют на основании оценки условий эксплуатации: температуры, давления, механических нагрузок, коррозивности среды и т.д. При правильном выборе КСС скорость локальной коррозии может быть снижена до незначительных величин даже в очень коррозивных средах. Существенным недостатком КСС является их высокая стоимость, которая может превышать стоимость углеродистой или низколегированной стали в 10–50 раз. Однако использование КСС устраняет необходимость применения других способов защиты от коррозии НКТ, сводит к минимуму вероятность отказа скважины в результате локальной коррозии, и, следовательно, потери добычи и затрат на ремонт, что делает данный метод защиты от коррозии привлекательным при шельфовой и подводной добыче нефти и газа.

Технология применения *защитных покрытий из КСС* заключается в нанесении тонкого слоя нержавеющей стали на поверхность НКТ из углеродистой стали. Существует большое разнообразие способов нанесения таких покрытий. Применение защитных покрытий из КСС позволяет совместить дешевизну и простоту обработки углеродистой стали с коррозионной стойкостью нержавеющей стали. Основным недостатком данного способа защиты от коррозии НКТ является возможность повреждения покрытия (отслаивание под воздействием коррозивной среды, скол или царапина при механическом воздействии) и дальнейшее повреждение НКТ.

В качестве *защитных неметаллических покрытий* используют силикатные материалы, полимеризационные пластмассы и поликонденсационные смолы. Механизм действия защитных неметаллических покрытий основан на создании физического барьера, предотвращающего контакт коррозивной среды с металлом НКТ. При этом неметаллическое покрытие коррозии не подвержено. Недостатком данного способа защиты НКТ от коррозии является возможность удаления его с поверхности при механическом воздействии или воздействии коррозивной среды. Для снижения последствий повреждения покрытий применяют двухслойные системы, состоящие из неметаллического покрытия (барьерный слой) и протекторного (интерметаллидный слой). При повреждении неметаллического покрытия интерметаллидный слой, являющийся анодом по отношению металлу НКТ, растворяясь, замедляет коррозию НКТ. Особенно сильно коррозионное воздействие проявляется на резьбовых соединениях и выражается в промыве межниппельного пространства муфты НКТ. Для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты, созданы специальные предохранительные детали (например, т.н. «стримеры»), которые устанавливают в муфты НКТ.

*Силикатная эмаль.* Установлено, что надёжным в эксплуатации является стеклоэмалевое покрытие толщиной 0,8–1,2 мм, что достигается путём 5–6-кратного наплавления шихты. Различают два вида эмалей: грунтовые и покрывные. Грунтовые эмали применяют для наплавления промежуточного буферного слоя, прочно соединяющегося с металлической поверхностью и компенсирующего градиент температурных коэффициентов расширения металла и наплавленного слоя из покрывной эмали. Покрывные эмали используют для получения антикоррозионного слоя покрытия, устойчивого к действию коррозивных сред в интервале температуры от – 40 до 300 °С и давления от 0 до 1,6 МПа. К недостаткам силикатных эмалей относятся их хрупкость и чувствительность к резким перепадам температур, низкое сопротивление растягивающим нагрузкам.

*Полипропилен* – продукт полимеризации пропилена ( $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{CH}_3)-$ )<sub>n</sub>. Полипропилен обладает высокой стойкостью в коррозивных нефтепромысловых средах.

*Поливинилхлорид (ПВХ)* – линейный полимер винилхлорида ( $-\text{CH}_2-\text{CHCl}-$ )<sub>n</sub>. Различают два вида ПВХ: жёсткий (винипласт) и мягкий (пластикат). В качестве антикоррозионных покрытий используют пластикат, который хорошо формуется, склеивается и сваривается.

*Фторполимеры (фторопласты)* – это большая группа полимеров и сополимеров непредельных линейных углеводородов, содержащих в основной цепи атомы фтора. Отличительные особенности этой группы материалов: исключительная химическая инертность в подавляющем большинстве сред, даже к действию сильных окислителей и растворителей при высоких температурах (до 250 °С); морозостойкость (до – 160 °С); высокая ударная вязкость и прочность. К недостаткам большинства фторопластов относится низкая адгезия к металлам и другим материалам, особенно при использовании их в виде пленок. В противокоррозионной технике наиболее широкое распространение получили политетрафторэтилен (ПТФЭ) и поли-трифторхлорэтилен (ПТФХЭ).

*Фенолформальдегидные смолы (ФФС)* обладают высокой стойкостью к действию воды, органических растворителей и кислот. ФФС и композиции на их основе можно эксплуатировать при температуре до 150 °С. Чистые отверждённые ФФС обладают высокой хрупкостью. Для снижения хрупкости ФФС пластифицируют, например, каолином, жидкими каучуками и др. Для защиты от коррозии наиболее широкое применение нашли фаолиты – наполненные композиции на основе ФФС.

*Эпоксидные смолы (ЭС)* – это линейные полимеры, содержащие в молекулярной цепи эпоксидные группы. ЭС проявляют хорошую адгезию к металлическим поверхностям, высокие физико-механические показатели, водостойкость и универсальную химическую стойкость в кислотах и щелочах (за исключением окислителей), теплостойкость (до 170–180 °С). Недостатком отверждённых ЭС является их высокая хрупкость. Данный недостаток устраняют введением пластификаторов и наполнителей.



Для защиты от коррозии также применяют ненасыщенные *полиэфирные смолы (ПЭС)*, которые представляют собой раствор в стироле ненасыщенных полиэфиров дикарбоновых кислот (малеиновой или фумаровой) и многоатомных спиртов. Отверждение происходит при нагревании или под действием отвердителей. ПЭС стойки к действию минеральных и органических кислот, нефтепродуктов, ряда растворителей. Подвержены гидролизу, особенно в щелочных средах.

Некоторое время назад в России использовали НКТ, футерованные полиэтиленом, и НКТ со стеклоэмалевым покрытием. Первые не нашли широкого применения из-за низкой прочности защитного покрытия, повышенных затрат на монтаж и ремонт вследствие сложности крепежа, склонности к просачиванию газов под покрытие. Максимальный срок работы подвески ограничивался постоянным давлением в скважине. Как только давление падало по эксплуатационным причинам, происходило «схлопывание» полиэтилена, который перекрывал проходное сечение трубы. НКТ со стеклоэмалевым покрытием, несмотря на высокие защитные свойства покрытия, также не нашли широкого применения. Причина – низкая устойчивость покрытия к кручению, изгибу и температурным деформациям, неремонтопригодность в условиях нефтепромысла.

Общим недостатком НКТ с любым покрытием является их повышенная стоимость (в 2–5 раз выше по сравнению с НКТ без покрытия) и низкая ремонтопригодность в полевых условиях. Снижение эксплуатационных характеристик неметаллических покрытий происходит в результате нарушения целостности покрытия из-за резкого снижения давления; механических воздействий, выражающихся в истирании, напряжённо-деформированном состоянии материала, а также в действии механических ударов, например, при проведении спускоподъёмных операций или при очистке внутренней поверхности НКТ шаблоном, скребком или фрезой; воздействия высокой температуры при эксплуатации. Также сложно обеспечить сплошность покрытия при нанесении (в местах стыков и др.) [10].

*Ингибитор коррозии* – вещество, которое замедляет коррозионный процесс. Скорость коррозии при введении ИК в среду не становится равной нулю, а принимает какое-то значение, зависящее от электрообразующих фаз (металла и электролита), внешних условий, свойств ИК и концентрации его в растворе. Ингибирующее действие проявляется в двух эффектах – энергетическом, через изменение распределения заряда в двойном электрическом слое, и блокировочном, проявляющемся в блокировании поверхности металла адсорбированным ИК.

По химическому составу практически все ИК являются органическими соединениями. В ИК часто присутствует гетероатом в составе одной или нескольких групп, которые участвуют в адсорбционном взаимодействии молекулы ИК. Обычно в состав этих групп входят атомы азота, фосфора, серы и кислорода.

На сегодняшний день существует множество торговых марок ингибиторов углекислотной коррозии: Сонкор 9601, СНПХ 1004р, Кормастер 1035, Dodicor 4712, Азол 5010.

В нефтегазодобывающей промышленности общепринято деление ИК на нефтерастворимые, водорастворимые и вододиспергируемые, т.е. коллоидно-растворимые в воде. Органические ИК, представляющие собой смесь высокомолекулярных веществ, как правило, частично растворимы в нефти, в то время как даже ИК, называемые водорастворимыми, чаще всего образуют с водой не истинные, а коллоидные растворы. Различие между водорастворимыми и вододиспергируемыми ИК заключается главным образом в размере коллоидных частиц и в величине коэффициента распределения ингибитора между нефтью и водой (нефтерастворимые ингибиторы коррозии практически нерастворимы в воде, даже коллоидно).

Водорастворимые ИК наиболее эффективны в условиях расслоения газожидкостной смеси и образования подвижных и неподвижных водных скоплений. Вододиспергируемые и нефтерастворимые ИК эффективны там, где не происходит отделения воды в отдельную фазу – при пробковом, кольцевом, дисперсионном течении. Для защиты ВСО с помощью ИК общей рекомендацией является применение нефтерастворимых или вододиспергируемых, но не водорастворимых, реагентов.

При лабораторных испытаниях ингибитора коррозии необходимо рассчитывать такую важную техническую характеристику как коэффициент распределения  $L$  ИК между УВ и водной фазой. Коэффициент распределения  $L$  (отношении концентрации ИК в УВ к концентрации ИК в воде) является постоянной величиной и определяется природой растворителей, растворённого вещества и температурой.

### Список литературы:

1. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса с целью уточнённого прогнозирования градиента давления / А.Ю. Корякин [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 10. – С. 94–102.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.
3. Запелалов Д.Н., Вагапов Р.К., Михалкина О.Г. Влияние пластовых условий на коррозионную агрессивность среды и защиту от внутренней коррозии на объектах добычи газа // Вести газовой науки. – 2021. – № 2 (47). – С. 177–189.



4. Фазовое состояние воды как критерий возможности протекания углекислотной коррозии / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 1 (827). – С. 22–28.
5. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 12 (761). – С. 84–89.
6. Низамов К.Р., Мусин Р.Р. Углекислотная коррозия оборудования и трубопроводов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 96–102.
7. Скобло Т.С., Марченко А.Ю. Анализ влияния структурно-механических факторов на коррозионную повреждаемость насосно-компрессорных труб в условиях углекислотной скважинной коррозии // Сталь. – 2014. – № 12. – С. 84–88.
8. Влияние микроструктуры на скорость коррозии углеродистой стали в средах, содержащих  $\text{CO}_2$  / В.А. Егоров [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 5 (832). – С. 32–38.
9. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода / Р.К. Вагапов [и др.] // Вести газовой науки. – 2019. – № 2 (39). – С. 129–135.
10. Тихомиров В.И., Кухоль Ф.В. Эффективная эксплуатация насосно-компрессорных труб // Коррозия территории нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 42–45.
11. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
12. Углекислотная коррозия нефтепромысловых труб в средах, насыщенных  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{Cl}$  / М.А. Выбойщик [и др.] // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2019. – № 2. – С. 6–17.

#### List of references:

1. Experience of applying mechanistic modeling of multiphase flow parameters in the wellbore of Achimov deposits of Urengoy oil–gas–condensate complex in order to clarify the prediction of pressure gradient / A.Yu. Koryakin [et al.] // NEFTEGAZ Territory. – 2015. – № 10. – P. 94–102.
2. Markin A.N., Nizamov R.E.  $\text{CO}_2$ –corrosion of oilfield equipment. – M. : OPEN JOINT STOCK COMPANY VNIIOENG, 2003. – 188 p.
3. Zapevalov D.N., Vagapov R.K., Mikhalkina O.G. Influence of reservoir conditions on corrosion aggressiveness of media and protection against internal corrosion at gas production facilities // Vesti gazovoy nauki. – 2021. – № 2 (47). – P. 177–189.
4. Water phase state as a criterion of the possibility of carbonic acid corrosion / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas Industry. – 2022. – № 1 (827). – P. 22–28.
5. Conditions of carbonic acid corrosion at the objects of production of Achimovsky deposits, methods of control and forecasting / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas Industry. – 2017. – № 12 (761). – P. 84–89.
6. Nizamov K.R., Musin R.R. Carbon dioxide corrosion of equipment and pipelines during oil production in the fields of Western Siberia // Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products. – 2014. – № 3 (97). – P. 96–102.
7. Skoblo T.S., Marchenko A.Yu. Analysis of the influence of structural and mechanical factors on the corrosion damage of tubing under conditions of carbonic acid borehole corrosion // Steel. – 2014. – № 12. – P. 84–88.
8. Influence of microstructure on the corrosion rate of carbon steel in environments containing  $\text{CO}_2$  / V.A. Egorov [et al.] // Gas Industry. – 2022. – № 5 (832). – P. 32–38.
9. Corrosion aggressiveness of various operational factors in hydrocarbon fields containing carbon dioxide / R.K. Vagapov [et al.] // Vesti gazovoy nauki. – 2019. – № 2 (39). – P. 129–135.
10. Tikhomirov V.I., Kukhol F.V. Efficient operation of tubing // Corrosion of oil and gas territory. – 2011. – № 3. – P. 42–45.
11. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Features of the operation of oil and gas wells in conditions of high corrosive aggression // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
12. Carbonic acid corrosion of oilfield pipes in the media saturated with  $\text{H}_2\text{S}$  and  $\text{Cl}$  / M.A. Vybyshchik [et al.] // Vector of Science of Togliatti State University. – 2019. – № 2. – P. 6–17.



УДК 622.244.6

## ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АЗЕРИ-ЧИРАГ-ГЮНЕШЛИ

### WELL DRILLING PROBLEMS AT THE AZERI-CHIRAG-GUNESHLI FIELD

**Шмончева Елена Евгеньевна**

кандидат технических наук, доцент,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

**Курбанов Шамиль Магомедрасулович**

кандидат технических наук, старший преподаватель,  
Дагестанский Государственный Технический Университет  
shalym04@mail.ru

**Сабитов Тимур Шайхетдинович**

докторант,  
Азербайджанский государственный университет  
нефти и промышленности  
tima85@yandex.ru

**Аннотация.** В статье описано месторождение Азери-Чираг-Гюнешли. При бурении скважин на этом месторождении были выявлены некоторые проблемы. Описание этих проблем и их решение представлены в статье. Дается описание различий между испытаниями на приемистость пласта и на герметичность.

**Ключевые слова:** тест на приемистость пласта, контроль скважины, насос высокого давления, конструкция насоса, испытание на герметичность.

**Shmoncheva Yelena Yevgenievna**

Candidate of Technical Sciences,  
Assistant Professor,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

**Kurbanov Shamil Magomedrasulovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Senior Lecturer,  
Dagestan State Technical University  
shalym04@mail.ru

**Sabitov Timur Shaikhetdinovich**

Doctoral Student,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
tima85@yandex.ru

**Annotation.** The article describes the Azeri-Chirag-Guneshli field. While drilling wells in this field, some problems were identified. A description of these problems and their solution are presented in the article. A description is given of the differences between formation integrity testing and tightness testing.

**Keywords:** formation integrity test, well control, high pressure pump, pump design, leak-off test.

Месторождение Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) — крупнейшее нефтяное месторождение в Азербайджане, расположенное в 120 км от берега и эксплуатируемое компанией ВР. Оно состоит из 6 добывающих платформ на 264 слота с совокупной добычей около 416 тысяч баррелей нефти в сутки на 2022 год.

В 2019 году ВР и партнеры санкционировали проект Azeri Central East (ACE), следующий этап разработки гигантского комплекса месторождений Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) в азербайджанском секторе Каспийского моря (рис. 1).

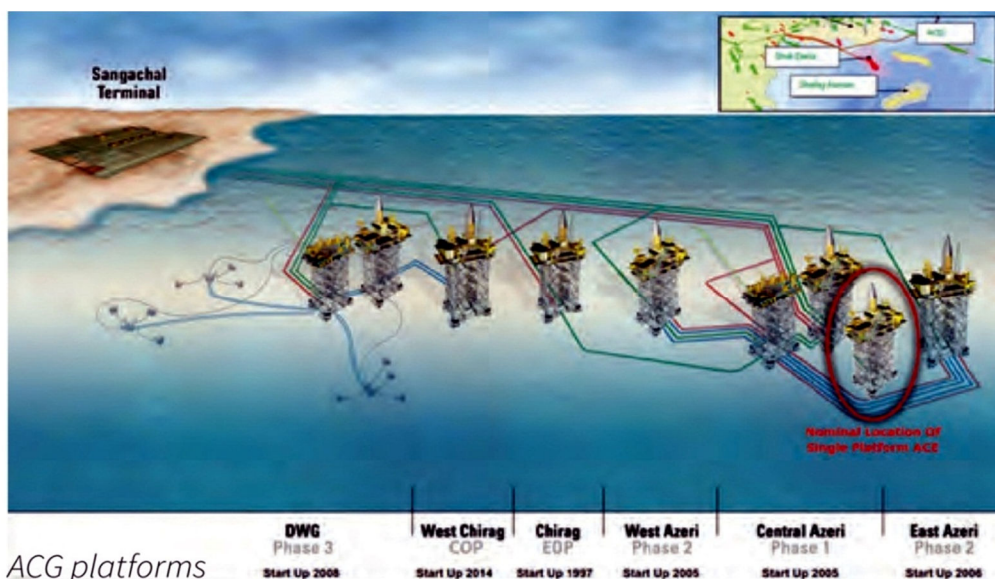


Рисунок 1 – Месторождение ВР Азери-Чираг-Гюнешли (Азербайджан)



Разработка стоимостью 6 миллиардов долларов включает новую морскую платформу и объекты, предназначенные для переработки до 100 000 баррелей нефти в день. Ожидается, что проект достигнет первой добычи в 2023 году и произведет до 300 миллионов баррелей в течение всего срока службы.

В настоящее время на верфи Биби-Эйбат построена новая платформа Центрально-Восточная «Азери» (ACE), которая станет 7-й платформой для ВР на месторождении АЧГ.

На этом месторождении существует такая проблема как слабые, рыхлые пласты. Поэтому перед началом бурения новой секции (первые 3 метра) и в середине секции (открытый ствол) необходимо провести испытание на целостность пласта (Formation Integrity Test- FIT).

Испытание на целостность пласта обычно используется для:

- проверки прочности пласта и башмака путем увеличения забойного давления (ЗД);
- определения оптимального веса бурового раствора и эквивалентного веса бурового раствора для бурения следующей секции;
- минимизации риска потери циркуляции в проблемных зонах бурения;
- определения того, будут ли запланированные скорости спуска обсадной колонны дестабилизировать ствол скважины.

На основе этой информации могут быть обоснованы глубина обсадной колонны, варианты управления скважиной, давление гидроразрыва пласта и предельный вес флюида.

Информация, полученная в результате испытаний на целостность пласта (FIT), используется на протяжении всего срока службы скважины, а также для близлежащих скважин.

Проведение FIT гарантирует возможность бурения текущего интервала до заданной глубины и контроля скважины без выброса.

Существует еще одна проблема. В связи с тем, что цементная установка не может закачивать буровой раствор на водной основе с требуемой минимальной производительностью 0,25 баррелей в минуту, тест FIT часто проводится с морской водой. Наименьший размер поршня насоса, который установлен на цементном агрегате, составляет 3 ½ дюйма. С вязким буровым раствором на водной основе трехпоршневой насос высокого давления (Triplex Pump) не может создать необходимое всасывание.

Поэтому скорость насоса должна быть увеличена как минимум до 0,7 баррелей в минуту, а рабочая среда насоса должна быть заменена водой.

Эти изменения влияют на результаты FIT. Если максимальное давление при FIT будет случайно превышено, то это может привести к разрыву пласта и потере циркуляции.

В этом случае на скважине необходимо выполнить ремонтные работы, такие как цементные операции и обработка буровым раствором LCM (Lost Circulation Material).

Поэтому остро стоит задача усовершенствования конструкции существующего насоса для проведения теста (рис. 2). Усовершенствование оборудования позволит уменьшить ремонтные работы в скважине и уменьшить объемы отложенных буровых работ.

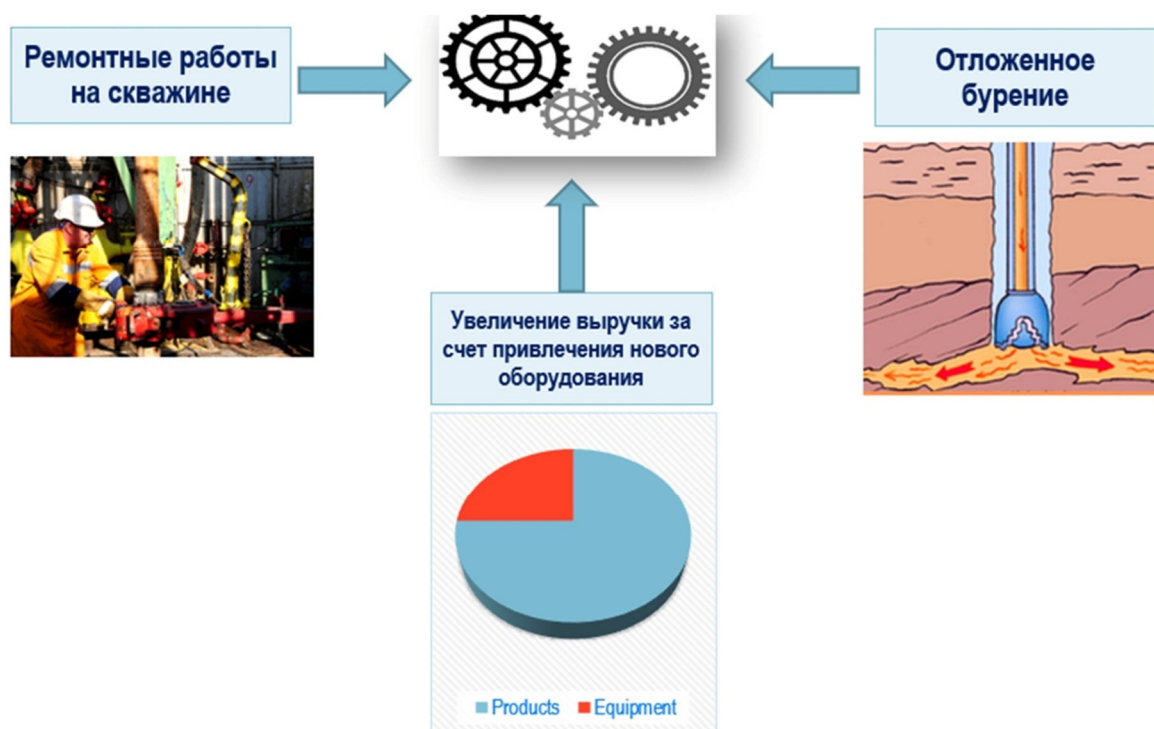


Рисунок 2 – Решение проблемы



Хочется отметить следующее. В отрасли используются два метода испытания стволов скважин: испытание на целостность пласта (FIT) и испытание на герметичность (Leak Off Test – LOT). Часто путают LOT и FIT. Но понимание разницы важно для оценки преимуществ частых динамических FIT при бурении в проблемных зонах. При FIT не ожидается никакого ущерба для пластов. Обычные FIT требуют использования буровых насосов, закрытия противовыбросового превентора и затрат непроизводительного времени (Non-Productive Time – NPT).

Если утечек не происходит, тест помогает убедиться, что буровой раствор в скважине в данный момент подходит для ожидаемого градиента давления. Испытание также помогает при оптимизации скорости спуска обсадной колонны и планировании программы цементирования, не вызывающей разрыва. FIT считаются хорошей практикой бурения из-за полученной от них информации. Однако недостатком является необходимость затрат времени на непроизводительные операции.

Испытание LOT производится на утечку и разрыв. Давление повышают до тех пор, пока последний башмак обсадной колонны или последний пласт не будут разрушены, о чем свидетельствует утечка. Решения о проведении LOT заслуживают тщательного взвешивания риска и выгоды. Однако, LOT предоставляют ценную информацию для определения максимального давления на устье, которое может поддерживаться в случае выброса и необходимости циркуляции. Однако, если тест на целостность выявляет значение утечки, FIT непреднамеренно становится LOT.

Таким образом нами были определены две проблемы на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли:

- испытание на целостность (FIT) проводится в рыхлых несцементированных пластах;
- усовершенствования конструкции существующего насоса для проведения теста.

#### **Список литературы / List of references:**

1. Denney D. Technology Integration in the Caspian // *Journal of Petroleum Technology*. – 2007. – № 59(12). – P. 69–71. doi:10.2118/1207-0069-jpt
2. Bybee K. Real-Time Formation-Integrity Tests with Downhole Data // *Journal of Petroleum Technology*. – 2000. – № 52(02). – P. 32–33. doi:10.2118/0200-0032-jpt
3. Alberty M.W., McLean M.R. The Use of Modeling to Enhance the Analysis of Formation-Pressure Integrity Tests // *SPE Drilling & Completion*. – 2014. – № 29(04). – P. 431–437. doi:10.2118/167945-pa
4. Burgess K.A., MacDougall T.D., Siegfried R.W., Fields T.G. Wireline-Conveyed Through-Casing Formation Tester Preserves Casing Integrity // *SPE Eastern Regional Meeting*. – 2001. doi:10.2118/72371-ms

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

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

**DRILLING OF OIL AND GAS WELLS**







УДК 622.245.422

## ВЛИЯНИЕ МЕТОДИКИ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ТЕРМОСТОЙКОСТИ КАМНЯ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

### INFLUENCE OF THE HEAVY CEMENT SLURRY PREPARATION TECHNIQUE ON THE RESULTS OF TESTS TO ASSESS THE HEAT RESISTANCE OF THE STONE AT HIGH TEMPERATURES

**Белей Иван Ильич**

кандидат технических наук,  
главный специалист лаборатории тампонажных растворов,  
ООО «Газпром проектирование»  
ibeley@proektirovanie.gazprom.ru

**Речапov Данир Ахатович**

начальник лаборатории тампонажных растворов,  
ООО «Газпром проектирование»  
drechapov@proektirovanie.gazprom.ru

**Родер Светлана Александровна**

ведущий инженер лаборатории тампонажных растворов,  
ООО «Газпром проектирование»  
sroder@proektirovanie.gazprom.ru

**Буланов Сергей Геннадьевич**

заместитель директора по новым технологиям  
и разработкам,  
ООО «Гранула»  
bulanov@granula-ural.ru

**Казанцев Максим Николаевич**

заместитель директора по производству,  
ООО «Гранула»  
kazancev@granula-ural.ru

**Аннотация.** Приведены результаты исследований влияния методики подготовки тяжелых тампонажных растворов на характер изменения прочности камня во времени при твердении в условиях высоких температур и давлений. Установлено, что процедура предварительного кондиционирования растворов определенных составов в консистометре (при динамической температуре и давлении) не влияет на результаты по оценке термостойкости камня и может быть исключена. Это позволяет снизить трудоемкость работ и сократить продолжительность разработки и тестирования высокотемпературных тампонажных систем.

**Ключевые слова:** методика; тяжелый тампонажный раствор; кондиционирование; камень; термостойкость; высокие температуры.

**Belej Ivan Ilich**

Candidate of Technical Sciences,  
Chief Specialist of Plugging Solutions  
Laboratory,  
Gazprom Design LLC  
ibeley@proektirovanie.gazprom.ru

**Rechapov Danir Akhatovich**

Head of squeeze cementing Solutions  
Laboratory,  
Gazprom Design LLC  
drechapov@proektirovanie.gazprom.ru

**Roder Svetlana Aleksandrovna**

Leading Engineer of the Cement Solutions  
Laboratory,  
Gazprom Design LLC  
sroder@proektirovanie.gazprom.ru

**Bulanov Sergey Gennadievich**

Deputy Director for New Technologies  
and developments,  
Granula LLC  
bulanov@granula-ural.ru

**Kazantsev Maxim Nikolaevich**

Deputy Director for Production,  
Granula LLC  
kazancev@granula-ural.ru

**Annotation.** The results of researches of influence of heavy plugging mortars preparation technique on the character of stone strength changing in time during hardening under high temperatures and pressures are given. It is established that the procedure of preconditioning of grouts of certain compositions in a consistometer (under dynamic temperature and pressure) doesn't influence the results of evaluation of thermal stability of a stone and can be excluded. This allows to reduce labor input and duration of development and testing of high-temperature plugging systems.

**Keywords:** methodology; heavy plugging solution; conditioning; stone; heat resistance; high temperatures.

При разработке тампонажных систем для условий высоких температур оценку термостойкости камня в автоклавных условиях рекомендуется осуществлять после предварительного кондиционирования тампонажного раствора при динамической температуре и давлении. Предполагается, что таким образом в какой-то мере воспроизводятся условия воздействия на раствор в процессе цементирования (температуры, давления и перемешивания), после которых он уже находится в статических забойных термобарических условиях (что воспроизводится автоклавным воздействием).

Помимо трудоемкости, следует отметить условность операции предварительного кондиционирования в консистометре, как подготовительного этапа к автоклавной обработке тампонажного рас-



твора. В этом случае раствор в консистометре подвергается нагреву до динамической температуры с набором давления, перемешивается определенное время и затем охлаждается до 85–90 °С со снижением давления до атмосферного. Затем заполненные кондиционированным раствором формы размещаются в автоклаве (предварительно прогревом до 80–85 °С), осуществляется повторный нагрев образцов до статической пластовой температуры и забойного давления.

На стадии разработки составов тяжелых тампонажных растворов (ТТР) (плотностью 2,3–2,4 г/см<sup>3</sup>) нами проведены сравнительные исследования по оценке влияния предварительного кондиционирования растворов на характер изменения прочности камня во времени. При этом, для исключения влияния факторов, характерных для автоклавных испытаний и могущих оказывать влияние на конечные результаты, опыты первоначально выполнялись на ультразвуковом анализаторе (УЗА). С использованием УЗА можно получить достаточно корректные сравнительные данные о времени начала формирования камня, характере изменения прочности камня во времени, поскольку образцы непрерывно (с заданной дискретностью) «прозваниваются» при выдержке в имитируемых, неизменяемых термобарических условиях.

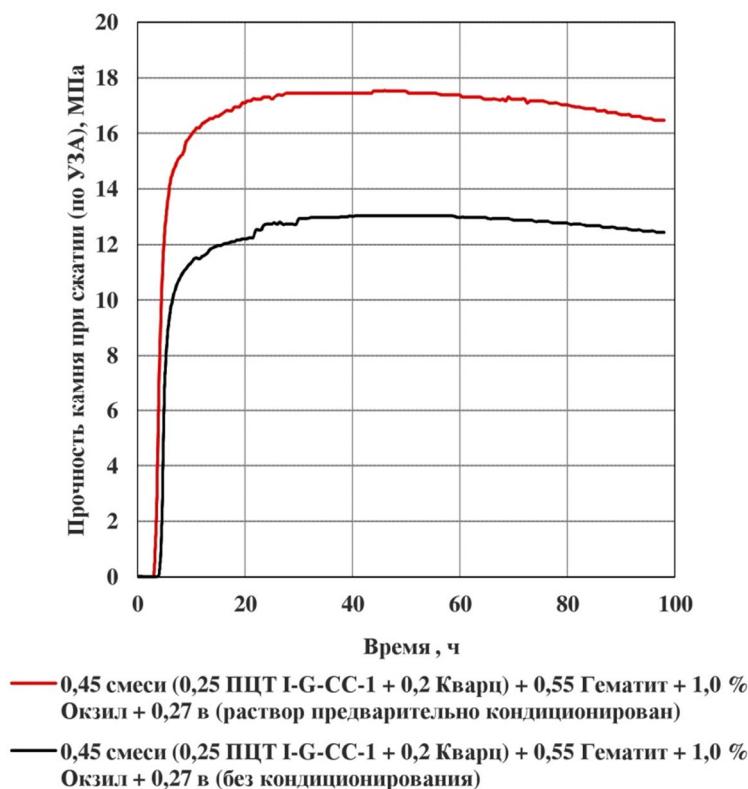
Для испытаний были выбраны два состава ТТР, которые, в случае предварительного кондиционирования, характеризовались по УЗА и по результатам автоклавной обработки как системы со снижающейся или с возрастающей во времени прочностью.

Суспензии ТТР кондиционировались по режиму испытания на время загустевания по схеме: нагрев до 170 °С (давление 100 МПа) в течение 100 мин; перемешивание на режиме 20 мин. Затем, без отключения перемешивания, растворы охлаждались до 90–95 °С и заливались в предварительно прогретый (до 85–90 °С) автоклав анализатора. Конечные значения температуры 190 °С и давление 100 МПа в УЗА создавались в течение 120 мин. Указанная температура является более низкой, по сравнению с автоклавным режимом, и была выбрана из-за температурных ограничений, указанных изготовителем для УЗА (не более 205 °С).

В случае сравнительных испытаний, тампонажные растворы после приготовления сразу же заливались в автоклав УЗА и после окончательной сборки создавалась режимная температура 190 °С и давление 100 МПа в течение 200 мин (начальная температура 24–26 °С; начальное давление 5 МПа).

В обоих случаях образцы выдерживались до получения стабильных данных по характеру и тенденции изменения прочности камня во времени (как правило до 5 сут).

Как видно на рисунке 1, для состава ТТР с молотым кварцем (удельной поверхности 3710 см<sup>2</sup>/г) (соотношение «цемент/кварц» составляло 1,25 : 1) в случае кондиционирования отмечается снижение расчетной прочности камня по УЗА через 46 ч, с сохранением тенденции снижения в дальнейшем.



**Рисунок 1** – Влияние предварительного кондиционирования на характер изменения во времени расчетной прочности камня ТТР на основе смеси «портландцемент + Кварц + Гематит» (твердение при 190 °С и давлении 100 МПа)



Для образца ТТР с молотым кварцем, который испытывался на УЗА без предварительного кондиционирования, наблюдается аналогичное изменение расчетной прочности камня, но с закономерным смещением во времени перегиба графика  $R_{сж} = f(t)$  (рис. 1).

Основное отличие заключается лишь в более низких значениях расчетной прочности камня для составов без кондиционирования, что вполне закономерно, учитывая особенности данного метода испытания и условность получаемых значений прочности – как величину, рассчитанную по определенной формуле, которая основана на фактических данных по прессу. Ранее нами отмечались отличия полученных по УЗА расчетных значений прочности камня УТР при сжатии и прочности камня по прессу этих же образцов после извлечения из автоклава УЗА, и указывалась необходимость корректировки расчетной формулы [1].

Снижение значений прочности камня от максимально достигнутых указывает на наличие процессов, влияющих на структуру камня в плане перехода в менее закристаллизованную форму или ее деструкцию, с появлением дефектов, влияющих на скорость прохождения ультразвукового сигнала. Следовательно, можно говорить о недостаточной эффективности молотого кварца как материала для формирования утяжеленного термостойкого камня даже в случае повышенного содержания в смеси.

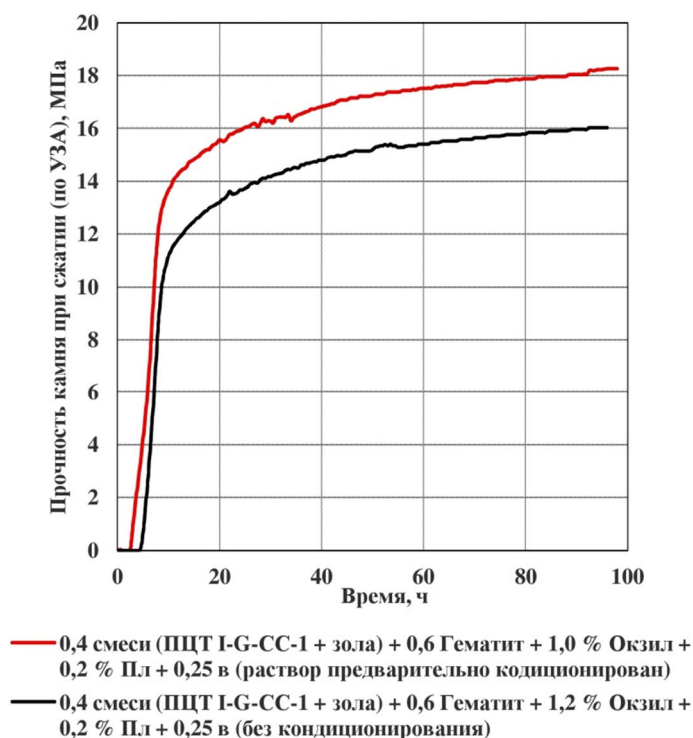
Наличие деструктивных процессов камня ТТР с молотым кварцем подтверждается результатами испытаний на прессе после выдержки образцов в автоклаве в течение 2 сут и 7 сут (температура 210 °С, давление 100 МПа) (табл. 1).

**Таблица 1** – Свойства камня ТР после автоклавной обработки при температуре 210 °С и давлении 100 МПа

Состав УТР	Предел прочности камня при сжатии, МПа	
	через 2 сут	через 7 сут
1. 0,45 смеси (0,25 ПЦТ 1-G-CC-1 + 0,20 Кварц молотый) + 0,55 гематит + 1,0 % Окзил + 0,27 в	31	17,2
2. 0,4 смеси (ПЦТ 1-G-CC-1 + зола) + 0,6 гематит + 1,0 % Окзил + 0,2 % Пл + 0,25 в	45,7	47,5

Полученные результаты несколько противоречат данным [2, 3, 4], указывающим на возможность применения смесей портландцемента с кварцевым песком при высоких температурах. Не исключено, что в нашем случае имеет место отрицательное влияние использования высокодисперсного кварца (вместо более грубодисперсного кварцевого песка) [3], либо побочное действие утяжеляющей добавки, влияние которой на термостойкость камня для смесей «портландцемент + кварцевый песок (кварц)» в указанных исследованиях не изучалось.

Для составов ТТР с золой также отмечается хорошая сопоставимость результатов тестирования на УЗА независимо от наличия предварительного кондиционирования в консистометре (рис. 2).



**Рисунок 2** – Влияние предварительного кондиционирования на характер изменения во времени расчетной прочности камня ТТР на основе смеси «портландцемент + зола + Гематит» (твердение при 190 °С и давлении 100 МПа)



В отличие от системы с молотым кварцем, в данном случае не фиксируется снижение прочности камня во времени и сохраняется тенденция к ее стабилизации или незначительному повышению. Отсутствие деструктивных процессов подтверждается «прямыми» испытаниями образцов-кубиков на прессе после 2 сут и 7 сут выдержки в автоклаве (табл. 1, состав 2).

Полученные результаты по термостойкости ТТР с зольным материалом в целом сопоставимы с данными по термостойкости цементно-зольных смесей, приводимыми в работе [5].

Выполненные исследования позволяют говорить о возможности прогнозной качественной оценки термостойкости тампонажных систем без их предварительного кондиционирования по режиму, установленному для определения времени загустевания. Очевидно, что эти данные являются предварительными, позволяющими приступить к испытаниям по автоклавной обработке уже определенных и косвенно проверенных составов ТТР.

При этом следует иметь в виду, что полученные нами результаты в полной мере применимы для составов ТТР, в которых основным замедлителем являются реагенты типа Окзил, ФХЛС, ССБ и аналогичные материалы. В случае применения в качестве замедлителей высокоэффективных реагентов-комплексонов (типа НТФК, ОЭДФК и др.), очевидно потребуются предварительное кондиционирование растворов в консистометре с созданием динамических температуры и давления. Это связано с тем, что исключение фактора перемешивания может привести к существенному замедлению процессов кристаллического структурообразования и по УЗА начало формирования камня будет смещено до 1–2 сут, даже для составов с временем загустевания 4–5 ч.

Учитывая косвенность метода испытаний на УЗА и отсутствие достаточной базы данных по аналогичным испытаниям, окончательное заключение о термостойкости тампонажной системы следует принимать после испытаний прямым (разрушающим) методом образцов, подвергнутых автоклавной обработке.

#### Список литературы:

1. Результаты исследований утяжеленных тампонажных растворов при повышенных температурах / И.И. Белей [и др.]. // Бурение и нефть. – 2007. – № 7–8. – С. 44–46.
2. Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы испытания тампонажных материалов: справочное пособие для инженеров. В 2 т. / Отв. ред. А.И. Булатов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2002. – Т. 2. – 296 с.
3. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М. : Недра, 1978. – 293 с.
4. Будников В.Ф., Булатов А.И., Макаренко П.П. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин. – М. : Недра, 1996. – 495 с.
5. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями / Н.Х. Каримов [и др.]. – М. : Недра, 1977. – 192 с.

#### List of references:

1. Results of research of weighted plugging solutions at elevated temperatures / I.I. Beley [et al.] // Drilling and Oil. – 2007. – № 7–8. – P. 44–46.
2. Bulatov A.I., Shamanov S.A. Test Methods for Plugging Materials: Reference Book for Engineers. In 2 vol. / Edited by A.I. Bulatov. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – Yug, 2002. – Vol. 2. – 296 p.
3. Danushevsky V.S. Designing of Optimal Compositions of Grout Cements. – M. : Nedra, 1978. – 293 p.
4. Budnikov V.F., Bulatov A.I., Makarenko P.P. Problems of drilling and well completion mechanics. – M. : Nedra, 1996. – 495 p.
5. Tamponazhnye mixtures for wells with anomalous formation pressures / N.Kh. Karimov [et al.]. – M. : Nedra, 1977. – 192 p.



УДК 622.276.7

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

### MODELING OF THE PROCESS OF LIMITING WATER INFLOW USING GROUTING SOLUTIONS

**Демидова Полина Игоревна**

аспирант,  
Самарский государственный технический университет  
demidovapolina7@gmail.com

**Липатов Александр Владимирович**

кандидат технических наук,  
Самарский государственный технический университет  
Lipatovalexander@mail.ru

**Аннотация.** В настоящей статье описана основная проблема месторождений, находящихся на поздней стадии разработки – обводнение продукции скважины. Мероприятия по ограничению притока сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление). Для этих целей возможно применение моделирования процесса цементирования скважины с целью создания качественной изоляции зоны.

**Ключевые слова:** водоприток моделирование, тампонажный раствор, зональная изоляция, первичное цементирование.

**Demidova Polina Igorevna**

Postgraduate student of the Department  
Drilling of oil and gas wells,  
Samara state technical university  
demidovapolina7@gmail.com

**Lipatov Alexander Vladimirovich**

Doctor of Science of the Department  
Drilling of oil and gas wells,  
Samara state technical university  
Lipatovalexander@mail.ru

**Annotation.** This article describes the main problem of deposits at a late stage of development – watering of well production. Measures to limit the inflow are reduced to improving the quality of cementing of production columns during the construction of wells (primary fastening). For these purposes, it is possible to use modeling of the well cementing process in order to create high-quality insulation of the zone.

**Keywords:** Waterflow, modeling, grouting solution, zonal insulation, primary cementing

**Р**ост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда.

Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает дополнительные расходы на переработку нефти. Это обуславливает актуальность разработки методов для ограничения водопритока.

Достижение высоких показателей технического состояния крепи в изменяющихся на различных стадиях разработки месторождений геолого-физических и гидродинамических условиях до настоящего времени представляется одной из наиболее сложных промысловых задач.

Если разрез скважины в зонах, прилегающих и формирующих продуктивный интервал, представлен трещиноватыми породами, то смежные обводненные и нефтеносные пласты могут сообщаться через трещины, проходящие через них. В нетрещиноватых породах развитие подобных разломов может быть вызвано использованием кумулятивной перфорации при вскрытии продуктивных коллекторов.

В данной статье рассмотрены мероприятия по ограничению притока вод второго вида, которые сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление).

Проведенные исследования доказали, что при длительном воздействии катионов поливалентных металлов происходит вытеснение из решетки монтмориллонита натрия. Естественно, что при этом существенно изменяются и такие свойства глинистой корки, как проницаемость, набухаемость, которыми определяются гидроизоляционные свойства корки. Поэтому оценка времени осолонения глинистой корки, происходящего за счет фильтрации пластовой воды через глинистую корку, представляет практический интерес. Через этот промежуток времени нарушается герметичность контактной зоны «порода – глинистая корка – цементный камень» и начинается обводнение скважины.

Несмотря на крупномасштабность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) их эффективность при креплении и эксплуатации скважин в ряде геолого-физических условий недостаточно высокая. Для повышения успешности проведения РИР необходимо создания материалов, не только восстанавливающих герметичность заколонного пространства, но и максимально снижающих проницаемость наиболее интенсивно обводнившегося пропластка для исключения поступления воды из него.

Полимеры на основе кислот акрилового ряда обладают комплексом свойств, отвечающих требованиям к перспективным водоизолирующим материалам. Наличие карбоксильных ионогенных групп обуславливает растворение полимеров в наиболее доступном растворителе – воде, взаимодействие с электролитами, содержащимися в пластовых водах, и образование при этом прочной тампонирующей полимерной массы. Сополимеры на основе акриловых кислот обладают преимуществом по сравнению с другими водоизолирующими реагентами, так как могут сочетать в себе как гидрофильные, так и гидрофобные



свойства. Причём, оптимальная совместимость этих свойств, соответствующая максимальной фазовой проницаемости по нефти и минимальной по воде, поддаётся регулированию.

Изучено взаимодействие гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и сополимера метакриловой кислоты с её диэтиламмониевой солью (сополимер МАК-ДЭА) с ионами многовалентных металлов. Установлено, что при взаимодействии гипана с солями трёх- и двухзарядного железа в водных растворах происходит образование полимерметаллических комплексов, стойких относительно пресных и минерализованных вод.

В практике рассмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ с использованием кремнийорганических соединений и синтетических смол.

Кремнийорганические жидкости обладают рядом преимуществ: хорошей фильтруемостью в пласт; низкой температурой замерзания; стойкостью получаемой тампонирующей массы к температуре и пластовым жидкостям.

Несмотря на большой ассортимент тампонирующих составов и многообразие технологий их применения, успешность работ по креплению скважин и ремонтно-изоляционным мероприятиям во многих случаях остается невысокой. Это обусловлено рядом факторов: сложностью приготовления и доставки тампонирующих составов в зону тампонирующей массы, перемешиванием и разбавлением водоизолирующих составов с химически активными пластовыми жидкостями; нестабильностью химических реагентов; короткими сроками хранения вследствие изменения химического состава; взаимодействием с материалами емкостей хранения, окружающей атмосферой, сезонными изменениями температуры; зависимостью сроков структурирования тампонирующих составов от перепада температуры окружающей среды на дневной поверхности и в недрах Земли и многим другим. Все это, в конечном итоге, приводит к понижению качества ремонтно-изоляционных работ, а в отдельных случаях чревато осложнениями РИР и возникновением аварийных ситуаций.

Еще одним аспектом, влияющим на качество водоизоляции является создание модели процесса цементирования скважины.

Существует связанная модель температуры и давления, основанная на кинетике гидратации во время цементирования, которая, учитывая сложные взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации цемента. Для выполнения связанных численных расчетов в ней используется дифференциальный метод, и результаты расчетов сравниваются с экспериментальными и полевыми данными для проверки точности модели. Когда рассматриваются взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации, точность расчета предлагаемой модели находится в пределах 5,6 %, что в пределах допустимой погрешности. Была проведена серия численного моделирования, чтобы выяснить характер изменения температуры, давления и степени гидратации во время отверждения цемента. Результаты исследований показывают, что температура цемента резко возрастает в результате высокой температуры гидратации цемента. С развитием прочности цементного геля поровое давление цементного раствора постепенно снижается до уровня даже ниже пластового давления, вызывая образование газовых каналов; переходная температура и давление влияют на скорость реакции гидратации цемента, поэтому цементный раствор в более глубокой части ствола скважины имеет более высокую скорость гидратации в результате высокой температуры и давления.

Течение тампонажного раствора в пласте рассматривается однофазным. Наиболее часто для моделирования используются методы молекулярной динамики (МДС) и аналитические модели, которые помогают зафиксировать, как молекулы перемещаются в порах пласта.

При построении модели, стоит учитывать, что возможно применение добавок к обычному цементу, которые могут изменять механические, физические и химические свойства цементных пробков в конкретных условиях скважины.

### Список литературы:

1. Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sand-pack: Implications for enhancing oil recovery / Wei Jianguang [et al.] // Energy Reports. – 2022. – V. 8. – P. 9270-9278. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.057>
2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou. A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 59. – P. 262–273. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>
3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – P. 107991. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>
4. A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water / WANG Xuerui [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – Is. 4. – P. 867–876. – URL : [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1)
5. Кадыров Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Акад. наук Республика Татарстан. – Казань : изд-во «ФЭН», 2007. – 424 с.



6. Кадыров Р.Р. Технологические принципы применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах // «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 7 – С. 112–114.

7. Новый полимерный тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Р.Р. Кадыров [и др.] // Материалы III Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, – 2007. – С. 111–113.

#### List of references:

1. Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sand-pack: Implications for enhancing oil recovery / Wei Jianguang [et al.] // Energy Reports. – 2022. – V. 8. – P. 9270-9278. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.057>

2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou. A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 59. – P. 262–273. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>

3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – P. 107991. – URL : <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>

4. A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water / WANG Xuerui [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – Is. 4. – P. 867–876. – URL : [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1)

5. Kadyrov R.R. Repair-isolation works in wells using polymeric materials / Acad. of Sciences of Republic of Tatarstan. – Kazan : publishing house FEN, 2007. – 424 p.

6. Kadyrov R.R. Technological Principles of Plugging Materials Application for Repair and Insulation Works // «Oil Economy». – 2007. – № 7 – P. 112–114.

7. New polymeric plugging material for repair–isolation works in the wells / R.R. Kadyrov [et al.] // Materials of the III All-Russian Scientific and Practical Conference «Oilfield chemistry». Gubkin Russian State University of Oil and Gas, – 2007. – P. 111–113.



УДК 622.244.49

## НАНОТЕХНОЛОГИЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

### NANOTECHNOLOGY IN DRILLING FLUIDS

**Джаббарова Гюллю Валех кызы**

доктор философии по технике,  
старший научный сотрудник,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»  
gullu.cabbarova@asoiu.edu.az

**Абдулмуталибов Тимур Эльманович**

аспирант,  
младший научный сотрудник,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»  
kouper27@gmail.com

**Аннотация.** Потеря бурового раствора является одной из критических проблем, которые встречаются при бурении скважин. При наличии такой проблемы происходит загрязнение продуктивного горизонта, пластов, иногда и водоносных горизонтов, что является грубейшим экологическим правонарушением. Также стоит отметить, что уход раствора отрицательно влияет на экономическую составляющую, ввиду постоянной закупки. В этой статье обсуждаются методы ликвидации данной проблемы, с использованием нанотехнологий.

**Ключевые слова:** нанотехнологии, буровые растворы, прихваты, высокопроницаемые пласты, потеря раствора.

**Jabbarova Gullu Valeh**

Doctor of Philosophy in Engineering,  
Senior Researcher,  
Azerbaijan State Oil and Industry University  
gullu.cabbarova@asoiu.edu.az

**Abdulmutalibov Timur Elmanovich**

Graduate student,  
Junior Researcher,  
SRI «Geotechnological Problems  
of Oil, Gas and Chemistry»  
kouper27@gmail.com

**Annotation.** Loss of drilling fluid is one of the critical problems encountered in well drilling. In the presence of such a problem, the productive horizon, reservoirs, and sometimes aquifers are polluted, which is a gross environmental offense. It is also worth noting that the leaving of the solution negatively affects the economic component, due to the constant purchase.

This article discusses methods to eliminate this problem using nanotechnology.

**Keywords:** nanotechnologies, drilling fluids, sticking, highly permeable formations, mud loss.

**Н**анотехнологии могут внести революционные изменения в энергетические отрасли, такие как разведка, разработка и добыча. Нанотехнологии могут революционизировать свойства добавок, настраивая характеристики частиц в соответствии с определенными экологическими, эксплуатационными и техническими требованиями. Нанотехнология производит наноматериалы, которые по своей природе являются сверхтонкими, обычно меньше обычных микрочастиц и, таким образом, имеют очень большую удельную площадь поверхности с огромной площадью взаимодействия.

Недавние исследования показали, что наноматериалы обладают уникальными свойствами для широкого спектра применений в области химии нефтяных месторождений, где важны контроль водоотдачи, стабильность ствола скважины, качество цементирования скважины, восстановление поврежденных коллекторов, эффективность извлечения углеводородов, очистка сточных вод нефтяных месторождений.

В этой статье [1] представлен обширный обзор литературы по оценке применения нанотехнологий и наноматериалов в области химии нефтяных месторождений, исследованию существующих проблем в применении наноматериалов в химии нефтяных месторождений и оценке потенциальных технических и экономических преимуществ, которые нанотехнологии и наноматериалы могут обеспечить для разработки и добыча нефти.

Нанотехнологии уже внесли значительный вклад в технологический прогресс в энергетике. Нанотехнологии могут внести революционные изменения в буровую промышленность. Нанотехнологии производят наноматериалы со многими привлекательными свойствами, которые могут играть важную роль в улучшении качества глинистой корки, снижении трения, устранении дифференциального прихвата труб, поддержании стабильности ствола скважины, защите пласта и повышении добычи нефти и газа.

Недавние исследования показали [2], что наноматериалы обладают особыми характеристиками для широкого спектра применений в области буровых растворов и защиты резервуаров, где контроль водоотдачи, устойчивость ствола скважины, очистка ствола, снижение крутящего момента и сопротивления, контроль поглощения циркуляции и защита резервуара имеют решающее значение.

В этой статье [3] представлена разработка нового состава для химической обработки на основе наночастиц для его потенциального использования в качестве материала для циркуляции с потерями. Новый материал основан на химии отсроченной активации для превращения в гель экологически чистой дисперсии на основе наноматериала. Состав для химической обработки состоит из двух основных компонентов, а именно: дисперсия на основе наночастиц и химический активатор. Основным преимуществом





активатора, используемого для гелеобразования дисперсии на основе наночастиц, является его способность наносить восстанавливающий состав в целевую зону до того, как дисперсия на основе наночастиц загустеет, что позволяет избежать преждевременного схватывания обрабатываемой жидкости. Недавно разработанная система может эффективно использоваться при температуре до 300 °F. Время гелеобразования оценивали при различных температурах вплоть до 300 °F. Также было изучено влияние pH и различной концентрации активаторов на время гелеобразования новой обрабатываемой жидкости. Эффективность недавно разработанного состава для борьбы с поглощением была также оценена путем проведения испытаний для проверки закупоривающей способности этой новой системы.

Новизна вновь разработанной обрабатываемой композиции заключается в том, что она имеет регулируемое время гелеобразования в различных скважинных условиях, что позволяет точно размещать обрабатываемую жидкость внутри ствола скважины без преждевременного схватывания жидкости. Было показано, что время гелеобразования восстанавливающего состава можно контролировать, регулируя концентрацию активатора. Система обеспечивает предсказуемое и контролируемое время откачки от нескольких минут до нескольких часов в широком диапазоне температур. Это важное преимущество, поскольку оно позволяет восстанавливающему составу оставаться способным к перекачиванию в течение достаточного времени для нанесения и формирует сетчатую структуру, которая приводит к гелеобразованию в течение ожидаемого периода времени.

В этой статье [4] исследуется использование наночастиц для снижения проницаемости сланцев и позволяет использовать буровые растворы на водной основе в нетрадиционных сланцевых пластах. Исследование сосредоточено на разработке технологии наночастиц и протоколов испытаний с использованием в качестве исследуемых сланцевых образований Марселлус и Манкос. Наночастицы диоксида кремния, которые могут быть разработаны в соответствии с необходимыми спецификациями, используются для физического закупоривания пор сланца нанометрового размера и снижения передачи давления. Размер частиц может варьироваться от 5 до 100 нанометров, и обработка поверхности имеет решающее значение для их эффективности. Авторы также представляют тест сланцевой мембраны, который все еще находится в стадии разработки и предназначен для количественного измерения закупорки и фильтрационной корки с использованием различных образцов сланца.

Результаты исследований показали значительное повышение эффективности закупоривания пор и снижения проницаемости. Исследование так же показало, что за счет совершенствования нанотехнологий, эффект воздействия на окружающую среду меньше, чем в предыдущих экспериментах. Таким образом, за счет соблюдения технологии изготовления наночастиц и грамотного их применения можно и дальше продолжать бурение сланцев с использованием буровых растворов на водной основе, благодаря достижениям в исследованиях в области нанотехнологий.

#### Список литературы / List of references:

1. Vital Role of Nanotechnology and Nanomaterials in the Field of Oilfield Chemistry / L. Li [et al.] // International Petroleum Technology Conference. – 2013. doi:10.2523/iptc-16401-ms
2. Vital Role of Nanomaterials in Drilling Fluid and Reservoir Protection Applications / L. Li [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. – 2012. doi:10.2118/160940-ms
3. Wagle V., Kalgaonkar R., & Al-Yami A.S. Nanoparticle-Based Chemical Treatment for Preventing Loss Circulation // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – 2018. doi:10.2118/192309-ms
4. Application of Nanotechnology in Drilling Fluids / Katherine Price Hoelscher [et al.]. – 2012. doi:10.2118/157031-ms



УДК 622

## ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОПЫТ БУРЕНИЯ «КОШАЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ» НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### PRODUCTION EXPERIENCE OF DRILLING «KOSHAYA SEDIMENTS» AT THE SAMOTLOR FIELD

**Дубов Илья Ильич**ведущий инженер по бурению,  
ОСРС АО «Самотлорнефтегаз»**Воронцов Евгений Сергеевич**менеджер,  
ОСРС СЭГД по бурению АО «Самотлорнефтегаз»

**Аннотация.** Приведены промысловые данные и рекомендации бурения неустойчивых «Кошайских пачек» на Самотлорском месторождении методом ЗБС. Для предупреждения дифференциальных прихватов бурильной колонны и недопущения осыпей и обвалов в интервале «Кошайских» отложений глинистых минералов необходимо применять ингибирующий буровой раствор, формировать качественный кольматационный экран и постоянно контролировать технологические параметры бурового раствора.

**Ключевые слова:** бурение боковых стволов, зенитный угол, ингибирование глин, кольматирующие добавки, технологические параметры, ингибирующие биополимерные буровые растворы.

**Dubov Ilya Ilyich**Lead Drilling Engineer,  
Samotlorneftegaz**Vorontsov Evgeny Sergeevich**Manager of Samotlorneftegaz  
Drilling Department,  
Samotlorneftegaz JSC

**Annotation.** The article presents field data and recommendations on drilling unstable «Koshaya clusters» at Samotlor field using the bottom-hole drilling method. In order to prevent differential sticking of the drill string and avoid rock slides and collapses in the interval of «Koshaya» deposits of clay minerals one should use inhibiting drilling mud and form a quality colmatation screen and constantly control the technological parameters of the drilling mud.

**Keywords:** sidetrack drilling, zenith angle, clay inhibition, colmatation additives, technological parameters, inhibiting biopolymer drilling muds.

Одной из основных проблем при бурении скважин методом ЗБС на Самотлорском месторождении в Западной Сибири является сохранение устойчивости интервала 1630–1660 м по вертикали глинистых отложений в т.н. «Кошайской пачке». При бурении боковых стволов часто наблюдаются осложнения при бурении подобных скважин которые сопровождаются дифференциальными прихватами бурильной колонны, поглощениями бурового раствора и затруднениями при прохождении интервала «Кошайских» глин».

Для успешной проводки ствола скважины в глинистых отложениях склонных к обвалообразованию «Кошайских пачках» с применением буровых растворов на водной основе (РВО) необходимо квалифицированно регулировать физико-химические и технологическими свойствами РВО в указанном интервале проводки скважины. Существует множество разных методов прохождения «Кошайских» пачек, одним из методов является увеличение плотности бурового раствора в процессе их разбухания, однако в связи поздней стадией разработки месторождения давления продуктивных пластов в скважинах при ЗБС, как правило, фактически являются пониженными. Другой особенностью бурения скважин методом ЗБС является то, что пробуренный интервал до проектного горизонта остаётся открытым без спуска промежуточных обсадных колонн. На примере бурения методом ЗБС скважины № 4570 куст № 62 «Б» Самотлорского месторождения предлагается безаварийное техническое решение бурения неустойчивых отложений «Кошайской пачки» с применением биополимерного хлоркалиевого бурового раствора с карбонатными кольматантами. В таблице 1 приведены геологические цели проводки скважины методом ЗБС. Технологические параметры хлоркалиевого биополимерного бурового раствора приведены в таблице 2.

На первый взгляд, казалось бы, что такая задача без обсадки промежуточными колоннами верхних интервалов скважины трудновыполнима так как «Кошайские» глины склонны к осыпям, обвалам и прохождению их заканчивается успехом лишь в случае увеличения плотности бурового раствора. Также разрез скважины сложен транзитными пластами группы АВ с пониженным пластовым давлением от 134 до 150 атм, группа пластов БВ с давлением от 150 до 190 и до 150 атм. Соответственно для того, чтобы успешно пробурить скважину при разных пластовых давлениях, не получить дифференциальный прихват бурильной колонны и не спровоцировать «Кошайскую» пачку на осыпание бурение использовалась хлоркалиевая биополимерная система бурового раствора с повышенным содержанием КСl с концентрацией 50 кг/м<sup>3</sup> и поддерживать общее содержание СаСО<sub>3</sub> в районе 60–70 кг/м<sup>3</sup> при соотношении фракций: мелкой фракции «Файн»: к средней-»Медиум» было равное 4 : 3 , также для повышения устойчивости и укрепления интервала «Кошайских глин» применялся сульфированный асфальтен концентрацией 18 кг/м<sup>3</sup>.



Таблица 1

Геологические цели	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут картограф, град	Глубина по вертикали от стола ротора, м	Глубина по вертикали от уровня моря, м	X	Y
Окно верх	1550,00	3,96	60,43	1544,28	1483,30	10930,13	30707,30
Кровля КШ	1640,73	12,00	84,44	1633,78	1572,80	10933,06	30721,13
Подошва КШ	1666,29	12,00	84,44	1658,78	1597,80	10933,57	30726,42
Верх ГНО	2045,00	54,45	84,44	1953,73	1892,75	10954,61	30942,69
Низ ГНО	2145,00	54,45	84,44	2011,87	1950,89	10962,49	31023,66
БВ8(2), М0	2407,65	86,88	73,97	2103,18	2042,20	11008,29	31260,92
БВ8(2), Т1	2482,69	89,14	73,97	2105,78	2044,80	11029,00	31333,00
T2	2504,04	89,21	73,97	2106,10	2045,12	11034,89	31353,51
T3	2697,74	89,21	73,97	2108,78	2047,80	11088,38	31539,66

Круг допуска в плоскости X-Y составляет  $\pm 25,0$  м. Круг допуска в плоскости Z по глубине составляет  $\pm 1,0$  м.

Таблица 2

Технологические параметры	Обозначение	Фактически
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,12–1,14
Условная вязкость по Маршу	с/кв	40–55
Пластическая вязкость	МПа·с	$\leq 25$
Динамическое напр. сдвига	Фунт / 100 фут <sup>2</sup>	15–25
СНС (10 сек/10 мин, API)	Фунт / 100 фут <sup>2</sup>	3–15 / 5–30
Содержание твердой фазы	%	$\leq 12$
Содержание песка	%	$\leq 0,5$
Содержание коллоидной фазы по МВТ	кг/м <sup>3</sup>	$\leq 14,5$
Общая жесткость	мг/л	$\leq 400$
Содержание ионов К+	мг/л	$\geq 17500$
Хлориды, Cl-	мг/л	$\geq 25000$
Водородный показатель pH	ед.	10–11
Фильтрация при 0,7 МПа по API за 30 мин	мл	$\leq 5-4$
Корка API	мм	$\leq 0,5$
Содержание смазочной добавки	%	1,0–2,0
Содержание карбоната кальция CaCO <sub>3</sub>	кг/м <sup>3</sup>	$\geq 50-60$

Бурение скважины производилось турбинно-роторным способом, глубина секции открытого ствола скважины составил 1148 м по стволу. В процессе бурения интервала 1553–2698 м по стволу, каких либо осложнений не наблюдалось. На протяжении всего процесса бурения смазывающая способность бурового раствора по показателю коэффициента трения на границе «глинистая корка-металл» на приборе КТК составляла 0,03–0,05 при концентрации смазочной добавки на уровне не менее 1,0–2,0 % в хлоркалийевом биополимерном растворе.

При прохождении неустойчивых глинистых минералов «Кошайской пачки» интервала по стволу 1640–1666 м зенитный угол составил 12° с последующей интенсивностью набора зенитного угла до 89°, средняя механическая скорость бурения составила 8 м/час, на выходе из скважины наблюдался вынос выбуренной породы в виде ингибированной глины серого цвета объём выбуренной породы соответствовал режиму бурения: Q = 12–13 л/сек, P = 125–140 атм., G = 4–5 тн, при этом плотность бурового раствора поддерживалась на уровне 1,14 г/см<sup>3</sup>. При бурении бокового ствола методом ЗБС использовалась 4-х ступенчатая система очистки (линейные вибросита трех панельные – 2 шт, ситогидроциклонная установка в которую входят: вибросито, пескоотделитель и илоотделитель, а так же центрифуга-518 производства MI-SWACO). После окончания бурения скважины произведена проработка и шаблонировка пробуренной секции для проведения работ ГИС с дальнейшей шаблонировкой под спуск «Хвостовика» Ø – 114 мм.

Нужно отметить, что при правильном подборе композиции ингибиторов глинистых отложений и фракционного состава кольматирующих добавок (CaCO<sub>3</sub>) позволили успешно и без осложнений пробурить скважину.

Таким образом, при бурении скважин на Самотлорском месторождении с разными пластовыми давлениями во избежания дифференциальных прихватов бурильной колонны, недопущения осыпей и обвалов «Кошайских» пачек необходимо постоянно контролировать процесс ингибирования и формировать качественный кольматационный экран за счет подбора фракционного состава кольматирующих добавок (не менее трех фракций).



УДК 622.248.9

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИСАХАРИДНОГО ГИДРОФОБИЗИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА

### IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING CLAY DEPOSITS AND THE QUALITY OF OPENING PRODUCTIVE LAYERS USING POLYSACCHARIDE HYDROPHOBIZING DRILLING MUD

**Зель Д.Р.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Четвертнева И.А.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
chetvertnevaia@mail.ru

**Тивас Н.С.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Калинин Д.А.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Логина М.Е.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Аннотация.** В данной статье анализируются условия применения буровых растворов на месторождениях Башкортостана, Западной Сибири для безаварийного прохождения неустойчивых терригенных горных пород и качественного вскрытия продуктивных пластов. Предложено применение полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора, основным компонентом которого, кроме полимерной составляющей в виде реагентов на основе крахмала, целлюлозы и камеди, является реагент Гликоил. Применение указанной системы бурового раствора позволяет снизить возникновения возможных осложнений при прохождении интервалов активных глин, а также способствует качественному вскрытию продуктивного пласта, что подтверждается отсутствием сальников на буровой колонне и элементах КНБК, а также результатами керновых исследований по увеличению значения коэффициента восстановления первоначальной проницаемости исследуемого кернового материала.

**Ключевые слова:** система бурового раствора, гидрофобизирующие и ингибирующие свойства, неустойчивые терригенные породы, вскрытие продуктивного пласта, кислоторастворимые реагенты.

**Zel D.R.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Chetvertneva I.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University  
chetvertnevaia@mail.ru

**Tivas N.S.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Kalinin D.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Loginova M.E.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Annotation.** This article analyzes the conditions for the use of drilling fluids in the fields of Bashkortostan, Western Siberia for the trouble-free passage of unstable terrigenous rocks and high-quality opening of productive formations. The use of a polysaccharide hydrophobizing drilling mud is proposed, the main component of which, in addition to the polymer component in the form of reagents based on starch, cellulose and gum, is the reagent Glycoil. The use of this drilling mud system reduces the occurrence of possible complications during the passage of active clay intervals, and also contributes to the qualitative opening of the productive reservoir, which is confirmed by the absence of seals on the drill string and the elements of the BHA, as well as the results of core studies to increase the value of the coefficient of restoration of the initial permeability of the studied core material.

**Keywords:** drilling mud system, hydrophobic and inhibitory properties, unstable terrigenous rocks, opening of a productive reservoir, acid-soluble reagents.



При бурении наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин наиболее распространенными и труднопреодолимыми являются осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола (осыпи, обвалы, ползучесть и пр.), при прохождении аргиллито-глинистых пород, особенно большой протяженности. При этом многие осложнения и конечный результат при бурении указанных скважин, так или иначе, связаны с качеством и свойствами применяемого бурового раствора [1–4].

Для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в неустойчивых глинистых породах, характерных для месторождений Западной Сибири, Башкортостана разработана система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора, в состав которого входят добавки, регулирующие ингибирующие, псевдопластичные, гидрофобизирующие, коагулирующие и стабилизирующие свойства. Гидрофобизирующие добавки придают буровому раствору и его фильтрату свойства, которые способствуют:

- снижению гидратации и диспергированию глинистых минералов, отталкиванию глинистых частиц от металлических поверхностей бурильного инструмента и КНБК, снижая тем самым образование «сальников»;

- минимизируют загрязнение продуктивного пласта, поскольку обеспечивают хорошую нефтесмачиваемость пород коллектора, обеспечивая низкое межфазное натяжение на границе с углеводородной жидкостью и не способствуют к образованию осадков при контакте с пластовыми водами и породами.

Как известно, большинство нефтесодержащих пород являются гидрофильными и способны адсорбировать воду, отфильтрованную в коллектор при использовании растворов на водной основе. Это приводит к образованию в прискважинной части продуктивного пласта техногенной зоны увеличенной водонасыщенности, в результате чего снижается фазовая проницаемость для нефти и блокируется её поступление в скважину, поэтому важным становится создание технологий управления смачиваемостью гидрофильных пород в призабойной зоне скважины, направленных на удаление из неё капиллярно удерживаемой воды [5–7].

Известно, что величина капиллярного давления ( $P_k$ ), удерживающего воду в порах коллектора, определяется уравнением Лапласа:

$$P_k = \frac{\sigma \cdot \cos \theta}{r_k}$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе нефти и воды;  $\theta$  – краевой угол смачивания;  $r_k$  – радиус порового канала.

Если краевой угол смачивания  $\theta \leq 90^\circ$  (т.е. породы, имеют гидрофильный характер смачиваемости), то капиллярное давление направлено из скважины в пласт и препятствует притоку нефти. Если в результате соответствующей обработки изменить характер смачиваемости коллектора на гидрофобный (т.е.  $\theta \geq 90^\circ$ ), то капиллярное давление изменит свой знак на обратный и будет направлено из пласта в скважину.

Концепция изменения смачиваемости пористой среды продуктивного пласта с гидрофильной на гидрофобную путем обработки призабойной зоны специальными гидрофобизирующими композициями получило распространение в нефтепромысловой практике, особенно на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами в Западной Сибири.

Для изменения характера смачиваемости нефтесодержащих пород была разработана рецептура бурового раствора с гидрофобизирующими добавками, основным компонентом которых являются многоатомные спирты-полиэтиленгликоли, представленные смесью ди-, три-, тетра- и пентаэтиленгликолей. Присутствие реагента Гликойл в буровом растворе сообщает ему ряд технологических свойств кроме снижения межфазного поверхностного натяжения фильтрата на границе с углеводородной жидкостью: улучшается смазочная, противоприхватная, ингибирующая и фильтрационные способности.

Экспериментальные исследования и промысловые данные при применении системы полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора на Приобском, Кошильском, Хохряковском месторождениях Западной Сибири показали, что с повышением концентрации реагента Гликойл в буровом растворе с 1 до 5 % имеет место снижение коэффициента трения (за счет улучшения смазочных свойств) с 21 до 42 %, поверхностное натяжение фильтрата на границе с керосином снижается с 46,7 мН/м (для пресной воды) до 9,4 мН/м, а его удельное электрическое сопротивление несколько повышается (с 0,78 до 0,9 Ом· м).

Важным фактором является также повышение коэффициента восстановления ( $\beta$ ) первоначальной проницаемости (табл. 1) керна с увеличением концентрации реагента Гликойл, что обусловлено, главным образом, гидрофобизирующей способностью реагента. Из промыслового опыта следует, что оптимальные концентрации реагента Гликойл в составе полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора находятся в пределах 3–5 % масс. Поскольку при бурении скважин на месторождениях Западной Сибири в разрезе присутствуют склонные к набуханию глиносодержащие породы,



Таблица 1 – Влияние состава полисахаридного бурового раствора на коэффициент  $\beta$  при фильтрации через составную модель коллектора на установке FDES-645

№ п/п	Состав бурового раствора	Параметры бурового раствора							Температура, °С	Характеристика кернов				$\beta$ , %	
		$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	СНС, Па 1 мин / 10 мин	$\eta_{пл}$ , МПа·с	$\tau_0$ , дПа	n		K	pH	K <sup>1</sup> <sub>пр</sub> , мкм	м, %		Насыщенность, % вода / нефть
1	Крахмал (ФИТО-РК) – 2 % ПКД-515 – 2 % Гликоил – 3 % Сонбур – 0,5 % Карбонат до $\rho$ – 1,03 г/см <sup>3</sup>	1,03	18	7	0	5	2	0,77	0,30	8,1	0,0025	14,59	50	50	60,82
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0041	17,69	49	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0229	17,84	38	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0038	17,43	50	
2	Крахмал (ФИТО-РК) – 2 % Биополимер КК – 0,2 % ПКД-515 – 2 % Гликоил – 3 % Сонбур – 0,5 % Карбонат до $\rho$ – 1,03 г/см <sup>3</sup>	1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0197	18,23	39	76,31
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0041	17,69	49	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0229	17,84	38	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0038	17,43	50	

Таблица 2 – Технологические параметры полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора

№ ПГ	Добавки реагентов, %										Параметры раствора							
	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Гликоил	Selpol SL <sub>1</sub>	Сонбур	KCL <sub>1</sub>	CaCL <sub>2</sub>	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	СНС, 10 мин / 1 мин	$\eta_{пл}$ , МПа·с	$\tau_0$ , дПа	pH	K <sub>кр</sub> , 50 ф/д <sup>2</sup> / 100 ф/д <sup>2</sup>		$\alpha$	$\rho$ , ом·м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Исх. р-р	0,2	–	–	–	–	–	1,15	17,5	28,0	0,57	0,98	4,0	3,0	8,75	0,115	0,130	7,5	9,0
→→	0,2	1,0	–	–	–	–	1,15	18,0	26,0	0,47	0,74	7,0	3,0	8,90	0,090	0,100	6,0	8,0
→→	0,2	3,0	–	–	–	–	1,15	18,0	25,0	0,30	0,47	8,0	2,0	9,10	0,090	0,110	6,5	9,0
→→	0,2	5,0	–	–	–	–	1,15	18,0	27,0	0,43	0,78	8,0	1,0	9,30	0,090	0,110	6,5	9,0
→→	0,2	3,0	0,75	0,5	5,0	–	1,15	34,0	5,5	0,90	1,01	35,0	15,0	8,20	0,085	0,095	6,0	0,20
→→	0,2	3,0	0,75	0,5	5,0	0,5	1,15	28,0	6,5	0,08	0,20	28,0	11,0	8,00	0,090	0,100	6,5	0,19



то требуется, чтобы полисахаридный гидрофобизирующий буровой раствор обладал повышенными ингибирующими свойствами. Это достигается вводом в него хлористого калия (KCl) в массовых долях от 5 до 10 % (в наиболее сложных случаях до 13–15 %).

Для стабилизации такой высокоингибированной системы целесообразно использовать в составе полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора полианионную целлюлозу (ПАЦ), имеющую более высокую степень замещения и полимеризации, чем КМЦ, и поэтому обладающую более высокими стабилизирующими свойствами и повышенной солестойкостью. В частности, оптимальные значения фильтрационных и структурно-реологических свойств достигались при использовании комбинаций ПАЦ (высоко- и низковязкой), обеспечивающей агрегативную и кинетическую устойчивость полигликолевых растворов при концентрации хлористого калия 13 % и выше.

В качестве примера в табл. 2 приведены некоторые данные о технологических параметрах полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора. Кроме того, система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора полностью био- и кислоторазложима, что влияет на качество вскрытия продуктивных пластов и достижения потенциальных дебитов углеводородного сырья.

Таким образом, система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора обеспечивает высокое качество вскрытия продуктивных пластов и максимальную производительность скважины. Преимущества полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора по сравнению с традиционными полимер-глинистыми растворами были подтверждены при их промышленном применении при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Башкортостана и Западной Сибири.

### Список литературы:

1. Дж. Р. Грей, Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М. : Недра, 1985. – С. 509.
2. Оптимизация концентраций буровых реагентов на основе камедей с применением методов математического моделирования / М.Е. Логинова [и др.] // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва). – 2023. – Т. 67. – № 1. – С. 3–10. – URL : <https://doi.org/10.6060/rcj.2023671.1>
3. Физико-химические проблемы бурения и заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях / Б.А. Андресон [и др.]. – Уфа : РИО НБ РБ, 2000. – 75 с.
4. Четвертнева И.А. Применение продуктов химической переработки природного сырья в качестве основы реагентов буровых растворов в решении вопросов нефтепромысловой химии. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2021. – 128 с.
5. Эффективность бурения и заканчивания скважин при применении полимерных растворов / Р.Р. Лукманов [и др.]. – Обзор. информ. – М. : ВНИОЭНГ, 1995. – 31 с.
6. Разработка перспективных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов / И.А. Четвертнева [и др.] // Труды БашНИПИнефть. – Уфа, 2005. – Вып. 117. – С. 17–20.
7. Развитие различных способов бурения нефтегазовых скважин / И.А. Четвертнева [и др.] // «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» : материалы Международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В.Х. Хамаева, 28 октября 2022 г. Уфа. – С. 443–447.

### List of references:

1. J.R.Gray, Darley G.S.G. Composition and properties of drilling agents (flushing fluids). – M. : Nedra, 1985. – P. 509.
2. Optimization of concentration of drilling agents on the basis of gum with application of mathematical modeling methods / M.E. Loginova [et al.] // Ros. chim. j. (J. of Russian Chemical Society). – 2023. – V. 67. – № 1. – P. 3–10. – URL : <https://doi.org/10.6060/rcj.2023671.1>
3. Physico-chemical problems of drilling and well completion in complex mining and geological conditions / B.A. Andreson [et al.]. – Ufa : RIO NB RB, 2000. – 75 p.
4. Chetvertneva I.A. Application of products of chemical processing of natural raw materials as the basis of reagents of drilling fluids in solving problems of oilfield chemistry. – Ufa : Publishing house USNTU, 2021. – 128 p.
5. Efficiency of drilling and completion of wells at application of polymer solutions / R.R. Lukmanov [et al.] – Review of the information. – M. : VNIENG, 1995. – 31 p.
6. Development of perspective drilling agents for pay zones penetration / I.A. Chetvertneva [etc.] // Proceedings of BashNIPIneft. – Ufa, 2005. – Vyp. 117. – P. 17–20.
7. Development of various methods of drilling oil and gas wells / I.A. Chetvertneva [etc.] // «Actual problems of technical, natural and human sciences». Materials of the International scientific-technical conference in memory of a professor V.H. Khamaeva, October, 28, 2022, Ufa. – P. 443–447.



УДК 550.822.622.24

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВКИ СКВАЖИН

### PREVENTION OF BLOW OUT FROM THE ANNULUS AFTER WELL CEMENTING

**Ибрагимов Рафик Салман оглы**

кандидат технических наук, доцент,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности  
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

**Бахшалиева Ширин Октай кызы**

доктор философии,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Ефендиева Лейла Зохраб кызы**

младший научный сотрудник,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Ибрагимов Заур Рафик оглы**

магистр,  
специалист по спуску хвостовиков в компании «Baker Hughes»,  
Азербайджан

**Аннотация.** Данная статья посвящена обзору способа ликвидации проявлений с учетом образования открытых фонтанов и возможности смятия колонн. Для предотвращения открытых фонтанов из затрубного пространства после цементирования скважин необходимо иметь возможность в любой момент герметизировать затрубное пространство. В статье приведен анализ, цементровки под давлением. Показано, что давление постоянно увеличивается. После достижения давлением максимального значения цементирование прекращают и поддерживают избыточное давление в затрубном пространстве. Предложен, что если проявление газа уже произошло, необходимо добавить в цементный раствор ускоритель схватывания.

**Ключевые слова:** открытые фонтаны, затрубное проявление, грифон, обсадные колонны, цементный раствор, ускоритель, давление.

**Ibrahimov Rafik Salman**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry  
rafiq.ibrahimov@yahoo.com

**Bahshaliyeva Shirin Oktay**

Doctor of Philosophy,  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry

**Efendiyeva Leyla Zohrab**

Junior Researcher,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»,  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry

**Ibrahimov Zaur Rafiq**

Master,  
Specialist in Tailings Lowering  
at Vakeg Hughes,  
Azerbaijan

**Annotation.** This article is devoted to an overview of the method for eliminating manifestations, taking into account the formation of open fountains and the possibility of columns collapsing. To prevent open fountains from the annulus after well cementing, it is necessary to be able to seal the annulus at any time. The article provides an analysis of cementing under pressure. It is shown that the pressure is constantly increasing. After the pressure reaches the maximum value, cementing is stopped and excess pressure is maintained in the annulus. It has been suggested that if the development of gas has already occurred, it is necessary to add an accelerator to the cement slurry.

**Keywords:** open fountains, annular manifestation, griffin, casing strings, cement slurry, accelerator, pressure.

**Введение.** Рассматриваются способы ликвидации проявлений с учетом образования открытых фонтанов и возможности смятия колонн. Несомненно, различные Азербайджанские нефтяные районы по-разному опасны осложнениями [1, 2]. Естественно, что и методы борьбы с затрубными проявлениями должны быть разными. Однако следует помнить, что там, где вероятно образование грифонов, должны быть достигнуты условия, при которых величина давления в затрубном пространстве была меньше гидростатического давления.

**Цель работы.** Предотвращения открытых фонтанов из затрубного пространства после цементирования скважин.

**Материалы и методы.** Для предотвращения открытых фонтанов из затрубного пространства после цементирования скважин необходимо иметь возможность в любой момент герметизировать затрубное пространство. Для этого перед спуском обсадных колонн плашки одного из превенторов заменяют на плашки, соответствующие диаметру обсадных колонн. В некоторых районах, если в обсадных колоннах не был установлен превентор, после цементирования, в течение 2–3 часов, между спущенной колонной и предыдущей устанавливают заглушку с отводом [3, 4].





**Результаты и обсуждение.** Дадим краткое описание способов борьбы с проявлениями в тех случаях, когда район, в котором производится бурение, опасен грифообразованием.

При цементровке под давлением последнее будет постоянно увеличиваться. После достижения давлением максимального значения цементование прекращают и поддерживают избыточное давление в затрубном пространстве. Сохранение избыточного давления после цементирования позволяет резко снизить, а иногда и полностью остановить дальнейшее проявление газа [5]. Если проявление газа уже произошло, необходимо добавить в цементный раствор ускоритель схватывания. Это может предотвратить образование грифона, если цементный раствор, нагнетаемый в затрубное пространство, достигнет проявляющих пластов или же ниже пластов, обуславливающих грифоны. Очевидно, если цементный раствор не закачивать в проявляющие пласты, ствол скважины все равно будет находиться под давлением и, когда величина его превсит  $P_{\text{гриф}}$ , образуется грифон [6, 7].

Эта ситуация носит еще более острый характер в случае морского бурения, которое ведется двухствольным способом. При этом, если ствол скважины после цементирования будет находиться под давлением, то при бурении второй скважины с той же буровой, давление в первой скважине вызовет фонтан, если этот ствол окажется в непосредственной близости от первого. Данные осложнения имели место в скважинах №№ 298, 390, 466, пробуренных на месторождении Нефтяные Камни [11, 12].

Поэтому затрубные проявления должны быть полностью устранены после цементирования на участках с риском образования грифона. Для этого необходимо довести раствор цемента до появляющихся слоев. Но это не всегда возможно. Однако на Нефтяных Камнях, Азербайджан, где грифоны обычно возникают только до ввода скважины в эксплуатацию, можно зацементировать затрубное пространство, оборудовать устье скважины и перфорировать колонну, быстро запустить скважину в эксплуатацию [3, 4, 5].

Это было сделано на многих скважинах. Однако рекомендовать это мероприятие для всех регионов нельзя.

Место притока жидкости лучше определить методом термокаротажа, затем сопоставить термограмму с диаграммой каротажа и определить расположение появляющихся пластов для перфорации.

После перфорации колонны необходимо заглушить проявление (если это газовое проявление) закачкой утяжеленного бурового раствора. Затем необходимо зацементировать затрубное пространство через перфорированный интервал в колонне. При производстве этих работ необходимо избыточное давление, позволяющее уменьшить или полностью остановить дальнейшее проявление.

Если скважина оснащена колонными головками типа КГ-400, легче решить проблему, потому что при этом, наряду с герметизацией затрубного пространства, мы имеем отводы, позволяющие следить за состоянием давления в затрубном пространстве и при необходимости зацементировать его [8, 9].

Если невозможно довести цемент до проявляющих пластов, можно не производить цементировку затрубного пространства, чтобы иметь возможность следить за давлением. Это позволяет при необходимости разряжать накопившееся за трубами давление.

Если затрубное проявление имеет место в процессе эксплуатации скважины, прежде всего, необходимо проверить герметичность эксплуатационной колонны. Для этого необходимо заглушить скважину. Если проявления прекращаются, то в скважине устанавливают цементный мост. Установив негерметичность колонны, начинают ликвидацию пропусков в ней, после чего разбуривают цементный мост, и скважина снова вводится в эксплуатацию.

Но в некоторых случаях дефекты в колонне могут быть значительными и при наличии высоких буферных давлений. Их изоляция обычным способом может не обеспечить герметичность эксплуатационной колонны.

В таких случаях рекомендуют после ликвидации проявлений скважины 4" компрессорные трубы зацементировать, подняв при этом цемент до устья, превратив 4" компрессорные трубы в эксплуатационную колонну.

Если район не характерен грифообразованием, а величины затрубных давлений не велики, то их можно легко ликвидировать путем цементировки затрубного пространства.

Иногда затрубные проявления приводят к слому колонн. Это случается при применении буровых растворов большого удельного веса. При проявлении воды или нефти сломы колонн происходят очень редко.

Приведем пример сломы 10 3/4" технической колонны (скважина № 80, Азербайджан, Нефтяные Камни). При забое скважины 2329 м была спущена 10 3/4" техническая колонна на глубину 2327 м. По истечении срока затвердевания цемента открыли превентор, произошел выброс газа через кольцевое пространство между 14 3/4" и 10 3/4" колоннами [10].

Спущенный в скважину электротермометр до 2300 м и показал подъем цементного раствора на 753 м.

Были произведены заливки цемента в затрубное пространство. Однако устранить газопроявление неудалось. Давление повышалось до 4,0–5,0 МПа и его приходилось часто стравливать. Таким образом, в затрубном пространстве остались газ и газированная жидкость. Далее, на цементировочной головке, установленной на 10 3/4" технической колонне, появилось давление, поднявшееся до 3,8 МПа.



Затем окончательно установили, что 10 3/4” техническая колонна в интервале 1617–1620 м повреждена и долото ниже 1620 м работает за колонной на грунте. Это подтвердилось поднятием грунта грунтоносом с глубины 1624–1641 м.

Таким образом, видно, что смятие произошло выше цементного кольца. Очевидно, что основной причиной этого является затрубное проявление.

Вследствие проявления давление на сеньки скважины резко снизилось, и мог получиться обвал и передвижение грунтов за колонной, что должно привести к смятию и отводу последней. На глубине 1617 м до повреждения 10 3/4” колонна испытывала давление 35,5 МПа от столба бурового раствора 2,2 г/см<sup>3</sup>. Противодействие же было незначительно, и с течением времени уменьшалось. Так, в скважину № 80 были спущены 10 3/4 « трубы марки Д. Повреждение колонны произошло на 43 м ниже верхней отметки высоты подъема цемента за колонной.

Для предотвращения подобных случаев предлагаем учитывать пределы текучести труб:

$$h_{ц.р.} = H - \frac{P_B \cdot 10}{\gamma},$$

где  $h_{ц.р.}$  – высота подъема цемента;  $H$  – глубина спуска колонны;  $P_B$  – внутренне давление, при котором достигается предел текучести;  $\gamma$  – удельный вес бурового раствора.

Определив  $h_{ц.р.}$ , получаем, что высота подъема цемента за колонной в скважине № 80 должна быть равна 100 м.

#### Выводы.

1. Ознакомившись с различными осложнениями, происшедшими после цементирования обсадных колонн, можно сделать вывод, что во всех случаях им предшествовали затрубные проявления.
2. Если проявление газа уже произошло, необходимо добавить в цементный раствор ускоритель схватывания.

#### Список литературы:

1. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов [и др.]. – М. : Недра, 1969. – С. 278.
2. Сеид-Рза М.К., Исмаилов Ш.И. К вопросу о газопроявлениях при проводке скважин // АНХ. – 1986. – № 6.
3. Сеид-Рза М.К., Сафаров Я.Н. и др. Руководств по технологии бурения, предупреждению аварии и осложнение при проводке скважин (РД39-0147213-017-91). – Баку. : АЗНИПИнефть, 1991.
4. Сидоров Н.А., Ковтунов Г.А. Осложнения при бурении скважин. – М. : Гостоптехиздат, 1959.
5. Сафаров Я.И. Вопросы регулирования гидравлического давления в процессе проводки скважин в условиях АВГД // Материалы ІХХ Всесоюзного научного семинара по гидравлике промысловых жидкостей и тампонажных растворов 29–31 мая 1980 г. – Баку, 1980. – С. 72–73.
6. Мовсумов А.А. Гидродинамические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин. – Баку : Азернешр, 1965. – С. 230.
7. Шищенко Р.И. Гидравлика глинистых растворов. – Баку : Азернефтиздат, 1951.
8. Допустимые отклонения стволов скважин от проекта / Ю.С. Васильев [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1963.
9. Линевский А.А. Вопросы прихватов труб при проводке скважин // АНХ. – 1960. – № 3.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Мовсумов А.А., Сафаров Я.И. Временная инструкция по предупреждению осложнений, связанных с изменением гидродинамических давлений при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку : АЗНИИбурнефть, 1970.
11. Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьба с поглощением промысловой жидкости при бурении скважин / А.Н. Булатов [и др.]. – М. : ВНИИКРнефть, 1974.
12. Сеид-Рза М.К., Кулиев Р.И., Сафаров Я.И. РД 39-2-247-82 // Методика по определению величин давления гидравлического разрыва пласта при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку : АЗНИПИнефть, 1982.

#### List of references:

1. Gas occurrences in boreholes and struggle against them / A.I. Bulatov [et al.]. – M. : Nedra, 1969. – P. 278.
2. Seid-Rza M.K., Ismayilov Sh.I. To a question about gas occurrences during borehole drilling // ANKh. – 1986. – № 6.
3. Seid-Rza M.K., Safarov Y.N. et al. Guidance on technology of drilling, prevention of accidents and complications during borehole drilling (RD39–0147213–017–91). – Baku : AzNIPIneft, 1991.



4. Sidorov N.A., Kovtunov G.A. Complications of drilling wells. – М. : Gostoptekhizdat, 1959.
5. Safarov Y.I. Problems of regulation of hydraulic pressure during drilling wells in conditions of abnormal pressure // Materials of the IXX All-Union Scientific Workshop on the hydraulics of flushing liquids and cement slurries May 29–31, 1980. – Baku, 1980. – P. 72–73.
6. Movsumov A.A. Hydrodynamic reasons of complications during drilling of oil and gas wells. – Baku : Azerneshr, 1965. – P. 230.
7. Shishchenko R.I. Hydraulics of clay solutions. – Baku : Azerneftizdat, 1951.
8. Permissible deviations of wellbores from the project / Yu.S. Vasiliev [and others]. – М. : Gostoptekhizdat, 1963.
9. Linevsky A.A. Issues of pipe sticking during borehole drilling // ANKh. – 1960. – № 3.
10. Mirzajanzade A.Kh., Movsumov A.A., Safarov Y.I. Temporary instruction on prevention of complications connected with change of hydrodynamic pressures during drilling of oil and gas wells. – Baku : AzNIlbureneft, 1970.
11. Temporary instruction for investigation of absorbing formations and struggle against flushing fluid absorption during well drilling / A.N. Bulatov [and others]. – М. : VNIKRneft, 1974.
12. Seid-Rza M.K., Kuliev R.I., Safarov Y.I. RD 39–2–247–82 // Methodology for Determination of Hydraulic Fracture Pressure Velocities in Drilling Oil and Gas Wells. – Baku : AzNIPIneft, 1982.



УДК 622.24

## КОМПЛЕКС БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

### A COMPLEX OF DRILLING PROCESS FLUIDS FOR THE CONSTRUCTION OF WELLS UNDER CONDITIONS OF HYDROGEN SULFIDE AGGRESSION IN THE FIELDS OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

**Каменских Сергей Владиславович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры бурения  
Ухтинский государственный технический университет  
skamenskih@ugtu.net

**Аннотация.** Горно-геологические условия Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции характеризуются повышенным содержанием сероводорода в высокопроницаемых пластах, в результате чего бурение и крепление сопровождается поглощениями, дифференциальными прихватами и проявлениями агрессивных флюидов. Поэтому разработка комплекса буровых технологических жидкостей для строительства скважин в подобных условиях является актуальной задачей. В работе представлены результаты разработки и применения комплекса буровых технологических жидкостей, повышающего качество строительства скважин в условиях сероводородной агрессии.

**Ключевые слова:** сероводородная агрессия, комплекс буровых технологических жидкостей, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

**Kamenskikh Sergey Vladislavovich**

Ph. D., Associate Professor  
of Drilling Department  
Ukhta State Technical University  
skamenskih@ugtu.net

**Annotation.** The mining and geological conditions of the Timan-Pechora oil and gas province are characterized by an increased content of hydrogen sulfide in highly permeable formations, as a result of which drilling and fastening are accompanied by absorptions, differentially sticks pipes and manifestations of aggressive fluids. Therefore, the development of a complex of drilling process fluids for the construction of wells in such conditions is an urgent task. The paper presents the results of the development and application of a complex of drilling process fluids that improves the quality of well construction in conditions of hydrogen sulfide aggression.

**Keywords:** hydrogen sulfide aggression, a complex of drilling process fluids, Timan-Pechora oil and gas province.

К настоящему времени в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто 183 месторождения нефти и газа, из которых порядка 40 % с агрессивными флюидами в высокопроницаемых отложениях, в результате чего при бурении и креплении возможны поглощения, дифференциальные прихваты и проявления флюидов, содержащих сероводород ( $H_2S$ ). Взаимодействуя с технологическими жидкостями,  $H_2S$  вызывает деструкцию высокомолекулярных соединений (ВМС), интенсивную коррозию цементного камня и бурильного инструмента. Поэтому разработка комплекса технологических жидкостей для качественного строительства скважин в высокопроницаемых пластах, вмещающих  $H_2S$ , является актуальной задачей.

Комплекс технологических жидкостей разработан с использованием приборов и оборудования кафедры бурения и центра по исследованию ядра ФГБОУ ВО «УГТУ» и включает биополимерный высокощелочной буровой раствор [1] с кольматирующей смесью [2]; многофункциональную буферную жидкость; облегченную тампонажную смесь [3].

Биополимерный высокощелочной буровой раствор для бурения в агрессивных средах (RU № 2016126737 А) обладает структурно-реологическими параметрами, ферментативной и коррозионной устойчивостью к деструкции при воздействии биогенного и природного  $H_2S$ , антикоррозионными и кольматационными свойствами, обеспечивая качественное вскрытие сероводородсодержащих проницаемых горных пород [1]. Для усиления изолирующей способности высокопроницаемых отложений высокощелочной буровой раствор трансформируется в кольматирующую смесь (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020). Проведенные на тестере проницаемости исследования позволили установить, что высокощелочной буровой раствор при обработке биоцидолом переходит в покое в гелеобразное состояние. Для повышения прочности и пластичности геля смесь обрабатывается газблоком. Совместное использование биоцидола (сшиватель) и газблокатора, обладающего свойствами компаунда, позволяет повысить кольматирующую способность смеси за счет затвердевания газблока при нагревании и связывания ВМС, сшитых биоцидолом, в более плотные и большие по размеру конгломераты, которые эффективно кольматируют высокопроницаемое пространство [2].



Биополимерный высокощелочной буровой раствор [1] и трансформируемая из него кольматирующая смесь [2] нейтрализуют  $H_2S$  повышенной щелочностью соединений  $Ca(OH)_2$  и изолируют высокопроницаемые пласты продуктами их взаимодействия (сульфидами кальция), ограничивающими поступление сероводорода в ствол скважины.

Многофункциональная буферная жидкость (моюще-эрозионная, вязкоупругая и адгезионно-кольматирующая порции) обеспечивает при турбулентном режиме течения в заколонном пространстве смывание и удаление фильтрационных корок с поверхности горных пород; вытеснение бурового раствора и кольматацию проницаемых отложений, содержащих  $H_2S$ ; увеличение прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями, повышая качество подготовки ствола скважины к цементированию в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии.

Облегченный тампонажный состав для цементирования обсадных колонн в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 C2), включающий сульфатостойкий цемент в качестве вяжущего; расширяющую добавку, исключая объемные изменения камня при контракции; газблок, обеспечивающий коррозионную стойкость к агрессивным средам за счет снижения проницаемости камня; гранулированное пеностекло, снижающее плотность смеси [3]. Облегченная тампонажная смесь формирует коррозионностойкий цементный камень с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью, что позволяет использовать ее при цементировании высокопроницаемых отложений, вмещающих  $H_2S$ .

В итоге, сформирован комплекс буровых технологических жидкостей [4], повышающий качество строительства скважин в высокопроницаемых отложениях, вмещающих  $H_2S$ , за счет применения:

- при бурении высокощелочного бурового раствора и трансформируемой из него кольматирующей смеси, нейтрализующих сероводород повышенной щелочностью соединений гидроксида кальция и изолирующих высокопроницаемые пласты карбонатным материалом и продуктами реакции  $Ca(OH)_2$  с  $H_2S$ ;
- при креплении многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси, обеспечивающую качественную подготовку ствола скважины к цементированию при турбулентном режиме течения в заколонном пространстве и надежное крепление обсадных колонн за счет формирования коррозионностойкого цементного камня с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью;
- при освоении соляной кислоты для декольматации пласта, закольматированного сульфидами кальция и карбонатным материалом.

Комплекс технологических жидкостей использовался при бурении и креплении боковых стволов на бездействующих скважинах ТПНГП. Интервалы бурения и крепления представлены карбонатными породами, осложненными поглощениями, прихватами и присутствием  $H_2S$ . Бурение и крепление прошло без осложнений согласно разработанным регламентам. Комплекс обеспечил при бурении и креплении:

- экономию материальных затрат в размере 464 млн руб. от применения высокощелочного бурового раствора;
- увеличение прочности и площади сцепления камня с сопрягаемыми поверхностями на 31 и 21 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными хвостовиками от использования многофункциональной буферной жидкости и тампонажной смеси;
- повышение дебитов после кислотной обработки на 10–20 %.

Комплекс технологических жидкостей рекомендуется использовать при бурении и креплении высокопроницаемых пластов, вмещающих  $H_2S$ .

#### Список литературы:

1. Каменских С.В., Уляшева Н.М. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 28–34.
2. Каменских С.В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 15–21.
3. Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н.М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1. – С. 40–45.
4. Быков И.Ю., Каменских С.В., Уляшева Н.М. Комплекс высокощелочных рецептур технологических жидкостей для качественного вскрытия и крепления скважин в коррозионно-активных средах // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 10. – С. 26–30.

#### List of references:

1. Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Development and study of a drilling fluid for the water-free penetration of hydrogen sulfide-bearing highly permeable rocks // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2019. – № 1. – P. 28–34.



2. Kamenskikh S.V. Development of the formulation of biopolymer colmatation mixture for the elimination of absorptions in permeable rocks // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2017. – № 7. – P. 15–21.
3. Voronik A.M., Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Development and study of a lightweight corrosion-resistant plugging mixture for fixing highly permeable rocks that contain aggressive fluids // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2020. – № 1. – P. 40–45.
4. Bykov I.Y., Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Complex of highly alkaline formulations of technological fluids for high-quality opening and fixing of wells in corrosive environments // Oilfield Business. – 2022. – № 10. – P. 26–30.



УДК 622.248.9

## КОЛЕБАНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

### OSCILLATION OF THE DRILL STRING

**Логинава М.Е.**

кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры бурения,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
ufamel@yandex.ru

**Четвертнев С.С.**

инженер 1 категории,  
ООО НПП «Буринтех»  
chetvertnevss@gmail.com

**Аннотация.** В данной статье анализируются главные виды вибраций бурового оборудования, возникающие в процессе строительства скважин: осевые поперечные и крутильные, природа их возникновения, причины возможных проявлений и осложнения, являющихся следствием их действия. Также рассматриваются нужные меры уменьшения их отрицательного влияния и способы увеличения эффективности работ. Долгое время ученые изучали только осевые колебания буровой колонны. Это объясняется тем, что в недалеком прошлом в большинстве случаев при бурении скважин использовались низкомоментные шарошечные долота, которые слабо подвержены крутильным вибрациям, а фиксация поперечных колебаний без специализированного оборудования не представляется возможным.

**Ключевые слова:** крутильные колебания, поперечные вибрации, осевые колебания, демпфер, амортизатор, компоновка низа буровой колонны, долото, шарошечный расширитель, центризатор, буровая колонна.

**Loginova M. E.**

Cand. Sci. (Ph.-m.), Assoc. Prof.  
of the Department of Oil  
and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University,  
ufamel@yandex.ru

**Chetvertnev S.S.**

Category 1 engineer,  
«Burintech»  
chetvertnevss@gmail.com

**Annotation.** This article analyzes the main types of vibrations drilling equipment, arising in the course of construction of wells: axial transverse and torsional, the nature of their occurrence, the causes of possible manifestations and complications that are the result of their action. The necessary measures to reduce their negative impact and ways to increase the efficiency of work are also considered. For a long time, scientists have studied only the axial vibrations of the drill string. This is due to the fact that in the recent past, in most cases, when drilling wells, low-torque roller bits were used, which are poorly exposed to torsional vibrations, and the fixation of transverse vibrations without specialized equipment is not possible.

**Keywords:** torsional vibrations, transverse vibrations, axial vibrations, damper, shock absorber, and the layout of the bottom hole Assembly, drill bit, roller cone dilator, the centralizer, drill string.

Большой прогресс в увеличении скорости бурения скважин принесло применение алмазных долот, относящихся к инструменту режуще-скалывающего действия. Однако при этом нужно учитывать некоторые сложности. Так увеличение требуемого крутящего момента приводит к увеличению нагрузок на элементы компоновки низа буровой колонны и появление дополнительных типов вибрации [1]. Это и стало началом развития оборудования, имеющего виброзащитный характер, и в дополнение устройств, регистрирующих колебания.

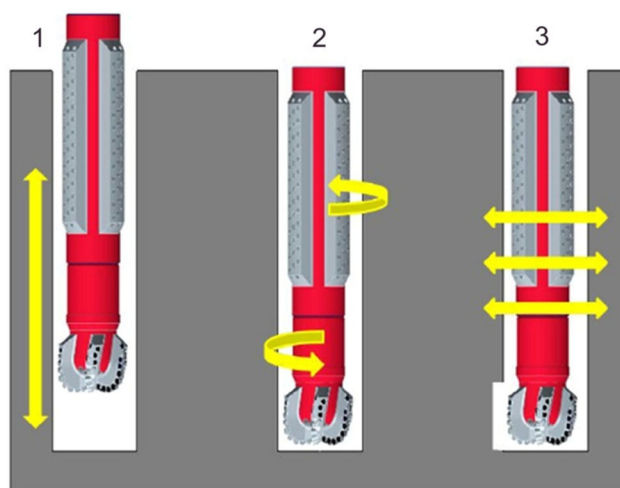


Рисунок 1 – Виды колебаний буровой колонны: 1 – осевые 2 – крутильные 3 – поперечные



Было разработано большое количество амортизирующих устройств, работающих на снижение не только осевых колебаний, но и торсионных с поперечными. Для создания конструкции, одинаково воспринимающей все типы колебаний необходимо помнить, что у каждого типа колебаний своя природа возникновения. Непростые условия современной углеводородной торговли требуют применения максимально эффективных и финансово выгодных решений для добычи газа и нефти. Буровые организации и их подрядчики пытаются максимально сократить непродуктивное время, применяя новое высококачественное оборудование. Однако остается много споров, которые не позволяют сделать очередной прогрессирующий рывок вперед. Одной из таких проблем является отрицательное воздействие на буровое оборудование вибраций, которые возникают в процессе разрушения породы. Современные исследователи различают три основных вида колебаний буровой колонны: осевые, крутильные (скручивающие) и поперечные. Ввиду того, что каждый тип имеет различную природу происхождения, описывается определенный набор характерных признаков [2]. Если нет совместного проявления нескольких видов вибраций, то нужно определить какие меры нужно предпринять, чтобы избежать аварий. В силу этого неизбежна сложность определения действий для получения положительных результатов.

### **Осевые колебания**

Природа данных колебаний буровой колонны изучается инженерами большое количество времени. Известно, что такой тип вибраций возникает при перемежающихся разбуриваемых пластах, имеющих противоположные свойства, а также при наличии твердых включений. На рисунке 1 видно, что направление колебаний совпадает с осью скважины. При увеличении амплитуды колебаний долото начинает подпрыгивать, теряя контакт с забоем. Это характерно для бурения, где используются шарошечные долота. Вследствие этого возникает дополнительная энергия, способствующая разрушению горной породы, но, в то же время, негативно действующая на само долото. Это может привести к сломам и преждевременному износу вооружения долота, повреждению уплотнений, разгерметизации и разрушению опор и, как следствие, к снижению механической скорости проходки [4]. Поэтому необходимо вовремя дать оценку какие вибрации возникают и как предупредить их негативное воздействие и. Как правило, для этого используют акселерометры, которые являются неотъемлемой частью телесистемы, и способны производить замеры сразу в нескольких направлениях. Данные передаются по линии связи на устье и читаются службой телеметрии, она, в свою очередь, сообщает буровой бригаде о необходимости корректирующих мер. При бурении на малых глубинах осевые вибрации могут доходить до устья скважины, на основании этого можно сделать вывод о нестабильности процесса бурения

Осевые колебания имеют небольшой диапазон частот 1–10 Гц и гасятся самой буровой колонной. На скорость затухания колебаний напрямую влияет жесткость компоновки и её вес. Эти показатели достигаются за счет увеличения силы УБТ. Однако бездумное увеличение веса колонны без изменения параметров бурения может привести к возрастанию ударного импульса и повреждению элементов КНБК. Поэтому при возникновении осевых колебаний большой амплитуды следует увеличить нагрузку и уменьшить скорость вращения долота. Будет верным применять долота с низким реактивным моментом. В настоящее время большую популярность имеет использование различных амортизаторов, демпферов и других устройств для гашения вибраций, призванных увеличить ресурс породоразрушающих инструментов и сопутствующих устройств.

### **Крутильные колебания**

Крутильная или торсионная вибрация проявляется скачкообразные движения буровой колонны, которые вызваны резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении. При вращении долото приостанавливается (десять доли секунды) с одинаковой периодичностью, что увеличивает крутящий момент и ведет к закручиванию колонны. При превышении момента скручивания над моментами сопротивления срезания горной породы и момента сил трения о периферийную часть скважины происходит резкое ускорение долота – проскальзывание, когда его угловая скорость резко возрастает (в несколько раз). Длительность такого процесса может достигать нескольких минут, а максимальная интенсивность колебаний проявляется в нижней части буровой колонны. Наиболее часто крутильная вибрация проявляется при бурении долотами типа PDC, причем в некоторых случаях, процесс сопровождается поперечными колебаниями забойного оборудования. Данные колебания имеют низкие частоты (до 1 Гц) и могут привести к куда более серьезным последствиям, чем осевые колебания. к основным поломкам можно отнести: слом вооружения долота, особенно в зоне, образующей диаметр стенок скважины; усталостный износ резьбовых соединений по причине их перетяжки повышенным моментом и появляется вероятность отворота и оставление оборудования в скважине. Уменьшение затрат времени на бурение интервала, за счет выбора долот с большой агрессивностью,





зачастую нарушает баланс между появляющимся от горной породы реактивным моментом и жесткостью колонны, что в свою очередь ведет к нарушению стабильности бурения и возникновению закручивающих колебаний. То же самое происходит и при неверно подобранном режиме работы, когда при слишком большой нагрузке и малой скорости вращения вооружение долота сильно заглубляется в породу за один оборот. Нужно знать, что вероятность появления крутильных вибраций увеличивается с ростом глубины и интенсивности набора зенитного угла скважины и при наличии твердых включений. К основным признакам появления торсионных вибраций можно отнести значительное понижение механической скорости проходки до 30–40 % а также если отмечается изменение крутящего момента и угловой скорости порядка 20 процентов периодическое изменение скорости вращения и крутящего момента на 20–25 %. Гашение торсионных вибраций также возможно за счет увеличения веса колонны инструмента, находящегося над долотом, и общим сопротивлением трения периферии скважины. Однако, в отличие от осевого направления, жесткость колонны в тангенциальном направлении недостаточна для полного гашения колебаний, несмотря на введение в ее нижнюю часть множества УБТ, калибраторов и центраторов. Поэтому также, как и в случае с осевой вибрацией основным способом для устранения крутильных колебаний является изменение параметров режима бурения. Для этого ограничивают нагрузку на долото и увеличивают скорость вращения. Возможно также включение в КНБК забойных двигателей с большой частотой вращения и амортизирующих устройств, работающих в тангенциальном направлении.

Целью применения демпферов становится снижение тангенциальной ударной нагрузки на вооружение долота. В большей степени это выгодно при бурении на большие глубины, когда ресурс породоразрушающего инструмента важнее механической скорости проходки. Также большое значение уделяется моментальной очистке забоя и уменьшению силы трения о стенки скважины. Достигается применением смазочных добавок и повышенным расходом бурового раствора.

### ***Поперечные колебания***

Данный тип вибрации описывается маятниковым движением в поперечном направлении. Больше половины отказов и аварий возникают вследствие этих колебаний. В результате поперечного движения бурильной колонны и породоразрушающего инструмента возникает изгиб и завихрение. Под завихрением понимается самоподдерживающееся эксцентричное вращение инструмента вокруг точки, не являющейся центром тела инструмента. При этом происходит спиралеобразное увеличение диаметра ствола скважины. Различают завихрение долота, которое имеет частоту колебаний 5–100 Гц и завихрение КНБК, имеющие частоту колебаний 5–20 Гц соответственно. Завихрение одного элемента может порождать завихрение другого и наоборот, при этом может сопровождаться скручивающей вибрацией с высокой частотой. Завихрения компоновки бывают прямого направления, хаотичного и обратного.

Причиной данного вида колебаний нередко является применение двигателей с большим углом перекоса и долот с большой реззной способностью. При наличии таких колебаний резцы долот PDC подвергаются многократным ударным нагрузкам ввиду того, что лопасти, поочередно касаясь стенок скважины, становятся мгновенным центром вращения долота. При бурении такой породоразрушающий инструмент постоянно контактирует с периферией скважины своей «неагрессивной» частью лопасти, тем самым, исключается возможность образования завихрений. Для повышения жесткости колонны, в таком случае, в компоновку включаются наддолотные калибраторы.

Низкие фрикционные свойства бурового раствора, наличие трения со стенками скважины, а также плохая способность смазывания могут являться причиной появления несоосного вращения компоновки низа бурильной колонны. Такое воздействие со временем может привести к поломке забойных устройств, в частности это относится к гидравлическим двигателям. От того как направлено завихрение зависит какие порядок и тип корректировки будут использоваться.

Следует помнить, что нужно остановить вращение и приподнять долото над забоем, прежде чем переходить из вибрационного режима в зону бурения со стабильными параметрами [3–4]. Это нужно для того, чтобы предотвратить появление комплексного колебательного движения. При крутильных колебаниях и поперечной вибрации нельзя обойтись только применением амортизирующего оборудования. Для уменьшения их отрицательного воздействия полезным будет использование дополнительных устройств, таких как шарошечный расширитель, центратор и др.

Опираясь на вышеизложенное, можно сделать вывод, что использование амортизирующего оборудования высокоэффективно при любых видах колебаний компоновки.

Кроме гашения колебаний к функциям амортизирующих устройств можно отнести: поддержание оптимального режима бурения, снижение негативного влияния трения типа бурильная колонна-стенки скважины; также могут выступать в роли предохранительных устройств в непредвиденных ситуациях: осложнениях, авариях и др.

**Список литературы:**

1. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения / И.Д. Мухаметгалиев [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 4. – С. 15–23.
2. Бадретдинов Т.В., Ямалиев В.У. Анализ колебаний бурильной колонны и применения демпфирующих устройств // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 6. – С. 5–22.
3. Развитие различных способов бурения нефтегазовых скважин / И.А. Четвертнева [и др.] // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук : материалы Международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В.Х. Хамаева, 28 октября 2022 г. – Уфа. – С. 443–447.
4. Возникновение технологии многоствольного бурения нефтегазовых скважин / И.А. Четвертнева [и др.] // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук : материалы Международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В.Х. Хамаева, 28 октября 2022 г. – Уфа. – С. 440–443.

**List of references:**

1. Development of modeling parameters of BHA for directional drilling / I.D. Mukhametgaliev [et al.] // Scientific papers of NIPI Neftegaz SOCAR. – 2020. – № 4. – P. 15–23.
2. Badretdinov T.V., Yamaliev V.U. Analysis of drilling string vibrations and application of damping devices // Neftegazovoye Delo. – 2016. – № 6. – P. 5–22.
3. Development of various methods of drilling oil and gas wells / I.A. Chetvertneva [etc.] // Actual problems of technical, natural and human sciences : Proceedings of the International scientific and technical conference dedicated to the memory of Professor V.Kh. Khamayev, October 28, 2022 – Ufa. – P. 443–447.
4. The emergence of multi-boring technology of oil and gas wells / I.A. Chetvertneva [etc.] // Actual problems of technical, natural sciences and humanities : Proceedings of the International Scientific and Technical Conference in memory of Professor V.H. Khamaeva, October 28, 2022 – Ufa. – P. 440–443.



УДК 622.248

## РАЗРАБОТКА ХИМИЧЕСКИХ ДОБАВОК ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ НА БИОДИЗЕЛЬНОЙ ОСНОВЕ

### DEVELOPMENT OF CHEMICAL ADDITIVES FOR USE IN BIODIESEL – BASED DRILLING FLUIDS

**Майкоби Алию Абубакар**

аспирант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
alimaikobi@mail.ru

**Исмаков Рустэм Адипович**

доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой БНГС,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Аль-сухили Мохаммед Хамуд-Абду**

ассистент кафедры БНГС,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Аннотация.** Буровой раствор на основе биодизеля (BBDF) демонстрирует большой потенциал в качестве базового масла для буровых растворов, заменяющих обычные буровые растворы на масляной основе. Это связано с их превосходным соответствием экологическим требованиям и большим потенциалом для обеспечения высокой производительности бурения. Представлены и обсуждены некоторые репрезентативные данные, относящиеся к разработке биодизеля. В статье также освещается важность выбора модифицированных органомфильных глин в качестве подходящих добавок для обеспечения подходящих реологических и фильтрационных свойств бурового раствора на основе биодизеля.

**Ключевые слова:** биодизель, Буровой раствор, Добавка, Эквивалентная плотность циркуляции, Бензо дизель.

**Maikobi Aliyu Abubakar**

Graduate Student,  
Ufa State Petroleum Technical University  
alimaikobi@mail.ru

**Ismakov Rustem Adipovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Head of the Department of BNGS,  
Ufa State Petroleum Technical University,

**Al-Sukhili Mohammed Hamoud-Abdu**

assistant to the department of BNGS,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Annotation.** Biodiesel-based drilling fluid (BBDF) exhibits great potential to serve as the base oil of drilling fluids substituting for conventional oil-based drilling fluids. This is due to their excellent environmental compliance and great potential to provide high drilling performance. Some representative data related to the development of biodiesel are presented and discussed. The article also elucidates the importance of selecting modified organophilic clays as suitable additives to provide proper rheological and filtration properties in biodiesel-based drilling fluid.

**Keywords:** biodiesel, Drilling fluid, Additives, Equivalent Circulation Density (ECD), Petro diesel.

Biodiesel-based drilling fluid (BBDF) has drawn considerable attention because of it is environmentally friendly, it has high-performance and it is a low-cost drilling fluid. The advantageous properties of biodiesel – such as a high flash point (for fire safety), sufficient viscosity (to carry cuttings to the surface during drilling), low eco-toxicity, excellent biodegradability, and good lubricity – make it suitable as a base oil for drilling fluid. Biodiesel also is relatively inexpensive in many situations. Many investigations and trials are being conducted on BBDF, suggesting some more promising results. Preliminary experience has shown that an additive used in traditional oil-based drilling fluids (OBDFs) may be unable to perform well in a BBDF system. Consequently, new additives are being developed for BBDF in order to obtain the optimal operational and environmental properties.

Some basic properties of biodiesel are listed in Table 1. The properties of commercial petro diesel and white oil (a kind of paraffin oil often employed as the base oil of drilling fluids) are also presented for the purpose of comparison. The selected biodiesel has a density ( $0.87 \text{ g/cm}^3$ ) which is comparable to petro diesel ( $0.86 \text{ g/cm}^3$ ). This implies that the density of formulated BBDF can be modified accordingly. Flash point of the biodiesel ( $168 \text{ }^\circ\text{C}$ ) is significantly higher than those of petro diesel ( $78 \text{ }^\circ\text{C}$ ) and white oil ( $120 \text{ }^\circ\text{C}$ ) this implies a better fire safety of the biodiesel. There are no aromatics in the biodiesel as compared to the commonly existing aromatics in petro diesel, signifying a lower toxicity of biodiesel as compared to petro diesel. The absence of aromatics in biodiesel is also a symbol of non-fluorescence, which is beneficial in well logging operations [1].



**Table 1** – Basic properties of biodiesel as compared to petrodiesel and white oil

Properties	Biodiesel	Petrodiesel	White oil
Appearance	Light yellow viscous liquid	Light yellow viscous liquid	Transparent viscous liquid
Density (g/cm <sup>3</sup> )	0.8	0.86	0.82
Kinematic viscosity (mm <sup>2</sup> /S)	4.4	3.5	4.0
Flash point (closed cup, °C)	168	78	120
Pour point (°C)	4	4	-5
Cold filter plugging point (°C)	-3	3	4
Sediment (W %)	None	None	None
Water content (W %)	None	None	None
Sulphur (W %)	None	< 0.1	< 0.1
Aromatic materials (W %)	None	< 40.0	< 0.3
Copper strip corrosion (3hr ranking)	1a	1a	1a
Acid value (mgKOH/g)	0.12	0.005	–
Free glycerin (W %)	0.01	–	–
Total glycerin (W %)	0.02	–	–
Oxidation stability (oil stability index @ 100 °C)	> 6	–	–

Sulfide may result in corrosion of equipment, so the absence of sulfur in the biodiesel ensures a high copper-strip corrosion rank, reflecting the nonexistence of extra corrosion damage when using biodiesel. Generally, high acid value of biodiesel implies high free fatty acid (FFA) content, high viscosity and poor oxidation stability [2]. On the other hand, glycerin, including glycerol, mono-, di- and triacylglycerol, has negative effects on the kinematic viscosity and low-temperature liquidity of biodiesel [3]. Consequently, acid value and glycerin content are two noteworthy indices. The chosen biodiesel has an acceptable acid value and a glycerin content according to ASTM D6751 specification (free glycerin ≤ 0.02 wt. %; total glycerin ≤ 0.24 wt. %). The oxidation stability index (> 6 h) of biodiesel suggests a competent oxidation stability ensuring a half-year shelf life. The pour point (PP) and the cold filter plugging point (CFPP) of the biodiesel are both near to those of petro diesel and white oil. Hence, the three kinds of oils have similar low-temperature operability. These data reveal that biodiesel has great potential to provide high drilling performance. The kinematic viscosity of biodiesel at 40 °C is higher than petro diesel and white oil. Normally, this causes undesirably excessive equivalent circulation density (ECD), break circulation pressure (BCP) and gel strength of BBDF. In deep-water drilling environment, the harm of highly viscous fluid is particularly remarkable due to a series of resultant problems such as the limitation of rate of penetration (ROP), high surge pressure, long downtime and large circulation loss. Besides, the high viscosity of drilling fluid needs to be controlled by using coarser shaker screens to prevent the fluid losses over the shaker. This practice leads to a build-up of the drilled solids in the mud, which requires a higher dilution rate to mitigate, increasing the drilling fluid cost. The biodiesel used here also exhibits non-toxicity and excellent biodegradability. Another important property is the degree of dispersion of base oil in water, which is directly related to the actual dissipation process after BBDF disposed to the water body. Octanol/water partition coefficient (Po/w) is an indicator depicting the ratio of an organic fluid dissolving or dispersing in octanol versus water. A low Po/w signifies the good dispersibility of oil. Biodiesel exhibits excellent dispersibility, which is much better than those of white oil and diesel, and slightly greater than those of soybean oil, rapeseed oil and palm oil [3, 4].

The use of organophilic clays as additives to provide proper rheological and filtration properties in nonaqueous drilling fluids has long been a topic of study. Currently, most of these clays are based on the modification of bentonite with quaternary ammonium salts. As new NADF systems emerge, novel clay-modification technologies are needed to obtain more-effective organophilic clays for specific drilling fluids. In particular, organorectorites designed for use in biodiesel-based drilling fluid are introduced by some researchers – these are clay mineral formed by dioctahedral mica layer and dioctahedral smectite layer – often modified by non-ionic surfactants. Rectorite Like bentonite has excellent colloid properties (i.e., swelling and gelation in water), which implies that it has the potential to be organophilized. The bonding between rectorite crystal layers is weak, and numerous exchangeable cations exist on the rectorite surface. This, coupled with a large specific surface area, facilitates surfactant intercalation into rectorite. This enable them to have better performance in biodiesel-based drilling fluid as compared to traditional organophilic bentonites. Commercial rectorite are also generally cheaper than its bentonite counterpart by about 20 %. A comparison of the basic properties of organorectorites to commercial organobentonites is presented in table 2 [5, 6, 7].

Traditionally, most organophilic clays for drilling fluids are based on the intercalating reaction between bentonite and quaternary ammonium salts, which are classified as cationic surfactants. However, these types of organobentonites still have some disadvantages, such as ecotoxicity and high resistance to degra-



dition when discarded in the environment. Inexpensive organorectorites are used to replace the commonly used bentonite as the raw clay to produce organophilic clay through a modification reaction with nonionic surfactants [2, 5].

**Table 2** – Basic properties of organorectorites as compared to commercial organobentonites

Property	Organorectorites	Organobentonites
Appearance	Grey powder	White powder
$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )	1.78	1.69
D <sub>001</sub> (nm)	1.619	1.200
Particle size (µm)	< 75 (200 mesh)	< 75 (200 mesh)
Grain size (nm)	31.5	25.8
Organic mineral content (g/gclay)	17.2	11.9

The selection of additives in BBDF is based on test results for the specific base oil. If the composition of biodiesel changes, some adjustment in the combination of additives may be needed. To determine the effects of the organorectorites on the rheological parameters and suspendability of BBDF and establish their superiority over commercial organobentonites, crucial properties, including swelling index, viscosity, yield point, gel strength, and suspendability, must be evaluated:

**Swelling index test (SI)**

This performed in order to evaluate the swelling ability of organophilic clays in the base fluid. The ASTM (American Society of Testing Materials) standard specification procedure for the SI test is defined for water-swell clay minerals while replacing water by non-water based fluids including biodiesel, petrodiesel, white oil and their invert emulsions. The emulsions, subsumed into 70:30 of oil-water ratio by volume are hot rolled at 100°C for 16hrs before the beginning the test. 1–2 g of the organophilic clay is then gradually added to 100mL of oil or emulsion by 0.1g increments after which the mixture is allowed to stand still for 16hrs. After that, the liquid is poured out carefully and the volume of the swelled organoclay is recorded (V<sub>sw</sub>, mL). The swelling index is then calculated by the following equation:

$$SI = \frac{V_{sw}}{M_c}$$

where M<sub>c</sub> = weight of the clay, (g).

Following the above procedure, the swelling indices of various organic liquids can be determined and the Organorectorites (OR) that swells better both in biodiesel and biodiesel emulsion is regarded as the most suitable for BBDF and diesel-based drilling fluids.

**Emulsion rheology test**

As observed by several researchers both the OR and OB enhance the apparent viscosity (AV) and the yield point (YP) of biodiesel emulsions with intense agitation. Therefore, the emulsion test is performed in order to evaluate the viscosity growth rates of biodiesel emulsions with different organoclays under high speed agitation. The variations of apparent viscosity (AV) and the yield point (YP) of biodiesel emulsions with string time are recorded. The times required to reach the accretion of different OR clays are determined. The additives with better timing indicates their better ability to disperse and swell in biodiesel emulsions, hence suggesting a higher efficiency in BBDF.

**Electrical stability test**

The effects of OR on the electrical stability (ES) of biodiesel emulsion with various oil-water ratios are evaluated, because the addition of organoclays is considered to influence the stability of invert emulsion and consequently the corresponding BBDF. The OR with a better SI signifies a better emulsion stability. A Turbiscan near-infrared spectroscopy stability tester is of late being employed in the determination of the Turbiscan stability indices (TSIs) of different biodiesel emulsions containing organoclays. The tester, which is based on multiple-light-scattering technique, is regarded as a better option to the traditional ES test. It provides a reliable approach in investigating the stability of emulsions [8].

Conclusively, the ability of additives such as modified rectorites to enhance the ES, improve the apparent viscosity (AV) and yield point (YP) of biodiesel drilling fluids suggests a higher efficiency of adjusting their rheology. When combined with rheological modifiers, they can provide a formulated BBDF with a higher suspendability and stable properties. This make them a better substitute for conventional organobentonites.

**Список литературы / List of references:**

1. Development and Screening of Additives for Biodiesel Based Drilling Fluids: Principles, Strategies and Experience / L. Wai [et al.] // Presented at the SPE International Conference on Oil Chemistry, Galveston, Texas, USA. 8-9 April 2019. – SPE 193445. – URL : <https://doi.org/10.2118/193597-MS>



2. Knothe G. Analyzing Biodiesel: Standards and other methods // *Journal of American Oil Chemist's Society*. Urbana, IL. USA. – 2006. – V. 83 (10). – P. 823–833. – URL : <https://dxdoi.org/10.1007/s11746-006-5033-y>
3. Moser B.R. Biodiesel production, properties and Feedstock // *In. Vitro. Cell. Dev–An.* – Vol. 45(3). – URL : <https://dxdoi.org/10.1007/s11627-009-9204-z>
4. Knothe G. and Steidley K.R. Kinematic Viscosity of Biodiesel Fuel Components and Related Compounds. Influence of Compound Structure and Comparison to Petrodiesel Fuel Components // *Fuel.* – V. 84(9). – P. 1059–1065. – URL : <https://dxdoi.org/10.1016/j.fuel.2005.01.016>
5. Model Modified Rectorite Provide Reliable Rheology and Suspendability for Biodiesel Based Drilling Fluid / L. Wai [et al.] // Presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology International Conference and Exhibition Abu Dhabi, UAE. 29–31 January, 2018. – SPE 189310. – URL : <https://doi.org/10.2118/189310-MS>
6. Ismail A.R., Ismail N.J., Jaafar M.Z. The Application of Biodiesel as an Environmentally Friendly Drilling Fluid to Drill Oil and Gas Wells // Presented at the 5th Sriwijaya International Seminar on Energy and Environmental Science and Technology. Palembang, Indonesia. 10–11 September, 2014.
7. Fink J.K. *Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemical and Fluids* // Gulf Publishing. Waltham, USA. – 2011.
8. Kaombe D.D., Lenes M., Toven K. Turbiscan as a Tool for Studying the Phase Separation Tendencies of Pyrolysis Oil // *Journal of Energy and Fuels.* – V. 27 (3). – P. 1446–1452.



УДК 622.245

## УНИФИКАЦИЯ ТРЕБОВАНИЙ К КРЕПЛЕНИЮ СКВАЖИН В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

### UNIFICATION OF THE REQUIREMENTS FOR FIXING WELLS IN THE ZONES OF DISTRIBUTION OF FROZEN ROCKS

**Мальков Сергей Николаевич**

магистр,  
Институт геологии и нефтегазодобычи,  
Тюменский индустриальный институт  
snmalkov1@mail.ru

**Бастриков Сергей Николаевич**

доктор технических наук, профессор,  
Институт геологии и нефтегазодобычи,  
Тюменский индустриальный институт  
bastrikovsn@tyuiu

**Аннотация.** Строительство эксплуатационных скважин в климатических зонах, для которых характерно наличие в разрезе мерзлых горных пород (МГП) (больше привыкли к названию – многолетнемерзлых пород (ММП), ставят дополнительные задачи на этапе проектирования данных скважин, когда требуется учитывать дополнительные факторы, связанные с их свойствами, влияющими на прочностные характеристики обсадных колонн (ОК), группы прочности используемых материалов и стоимости.

**Ключевые слова:** мерзлые горные породы, обсадные трубы, крепление скважины, прочностные характеристики.

**Malkov Sergey Nikolaevich**

Master,  
Institute of Geology and Oil  
and Gas Production,  
Tyumen Industrial Institute  
snmalkov1@mail.ru

**Bastrikov Sergey Nikolaevich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Institute of Geology and Oil  
and Gas Production  
Tyumen Industrial Institute  
bastrikovsn@tyuiu

**Annotation.** The construction of production wells in climatic zones, which are characterized by the presence of frozen rocks (IHL) in the section (more accustomed to the name – permafrost rocks (MMP), pose additional tasks at the design stage of these wells, when it is necessary to take into account additional factors related to their properties affecting the strength characteristics of casing columns (OK), groups of strength of the materials used and cost.

**Keywords:** frozen rocks, casing pipes, borehole fastening, strength.

Расчеты обсадных колонн производятся в соответствии с РД 00158758-207-99 [2], глубины спуска обсадных колонн определяются в соответствии с «Инструкцией ...» [1]. Исходя из геолого-технических условий рассчитываются и выбираются количество (рис. 1 и 2), диаметры обсадных колонн, толщины стенок и группа прочности стали, из которой изготовлена обсадная труба. Расчеты условий обратного промерзания в интервале МГП допускают и учитывают самые негативные факторы, которые могут развиваться при креплении скважины, а именно оставление/наличие свободной воды в кольцевом пространстве между колоннами, что, соответственно, учитывается в расчетах и влияет на прочностные характеристики последующей колонны (см. Пример № 1). При наличии нескольких промежуточных колонн в конструкции скважины данный критерий существенно влияет на последующую колонну в части прочностных характеристик (толщина стенки, группа прочности) (см. Пример № 2).

**Пример № 1.** Исходя из расчетов выбраны обсадные трубы диаметром 244,5 мм из стали группы прочности «Д» с толщиной стенки 7,9 мм. Давление предела текучести для выбранных труб составит:

$$R_{тек.к.} = K \cdot 2 \cdot n \cdot G / D, \text{ МПа,}$$

где  $K = 0,875$  – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки ОК;  $G$  – напряжение предела текучести стали, МПа;  $D$  – наружный диаметр ОК, мм;  $n$  – толщина стенки ОК, мм.

$$R_{тек.к.} = 0,875 \cdot 2 \cdot 7,9 \cdot 379 / 244,5 = 21,4 \text{ Мпа.}$$

Давление гидроразрыва мерзлой горной породы рассчитывается по формуле:

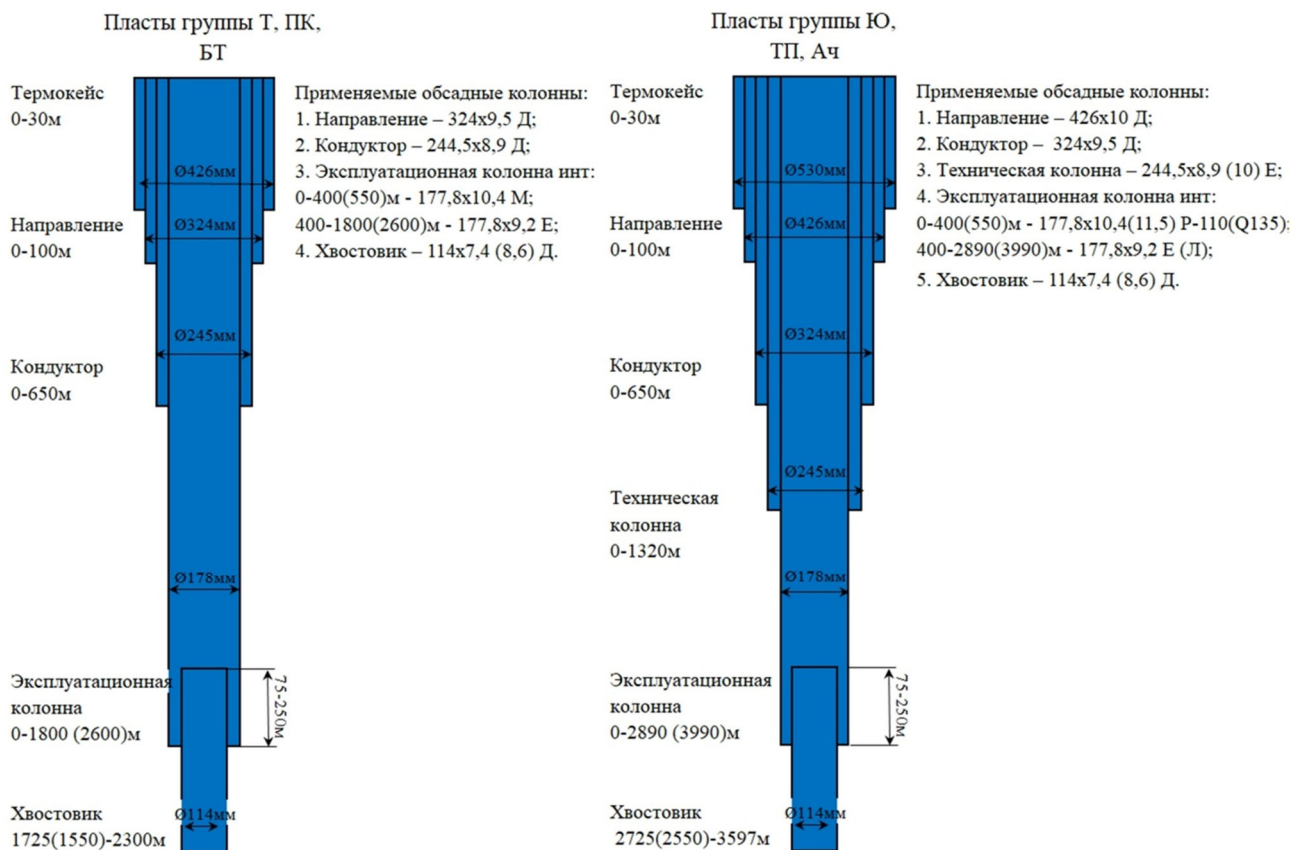
$$P_{гр.мгп} = H \cdot a_g, \text{ МПа,}$$

где  $H$  – глубина залегания МГП, м;  $a_g$  – градиент горного давления, МПа на м;

$$P_{гр.мгп} = 85 \cdot 0,0192 + 315 \cdot 0,0195 = 7,8 \text{ МПа;}$$

$$R_{тек.к.} + P_{гр.мгп} = 21,4 + 7,8 = 29,2 \text{ МПа.}$$

Этому давлению соответствуют трубы диаметром 168,3 мм из стали группы прочности «Е» с толщиной стенки 8,9 мм, для которых допустимое сминающее давление 34,4 МПа. Граничные значения для направления диаметром 323,9 мм определены в соответствии с [1]. Исходя из расчетов выбраны обсадные трубы из стали группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,5 мм.



**Рисунок 1** – Трехколонная конструкция скважины      **Рисунок 2** – Четырехколонная конструкция скважины

Давление предела текучести для выбранных труб составит:

$$R_{тек.н} = 0,875 \cdot 2 \cdot 9,5 \cdot 379/323,9 = 19,5 \text{ МПа.}$$

Полученные результаты показывают что при обратном промерзании кондуктор 244,5·7,9 из стали группы прочности «Д» выдерживает возникающие нагрузки и смятие/деформация не произойдет:

$$R_{тек.к} = 21,4 \text{ МПа} > R_{тек.н} = 19,5 \text{ МПа.}$$

**Пример № 2.** Исходя из расчетов выбраны обсадные трубы диаметром 244,5 мм из стали группы прочности «N80Q/E» с толщиной стенки 7,9 мм.

Давление предела текучести для выбранных труб составит:

$$R_{тек.к} = K \cdot 2 \cdot n \cdot G/D, \text{ МПа,}$$

где  $K = 0,875$  – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки ОК;  $G$  – напряжение предела текучести стали, МПа;  $D$  – наружный диаметр ОК, мм;  $n$  – толщина стенки ОК, мм.

$$R_{тек.т.к} = 0,875 \cdot 2 \cdot 7,9 \cdot 562/244,5 = 31,8 \text{ МПа.}$$

Давление гидроразрыва мерзлой горной породы составит:

$$P_{гр.мгп} = 0,1 \cdot H \cdot a_g, \text{ МПа,}$$

где  $H$  – глубина залегания МГП, м;  $a_g$  – градиент горного давления пород, кгс/см<sup>2</sup> на м;  $P_{гр.мгп} = 0,1 \cdot 400 \cdot 0,176 = 8,0$  МПа;  $R_{тек.к} + P_{гр.мгп} = 31,8 + 8,0 = 39,8$  МПа. Этому давлению соответствуют трубы диаметром 168,3 мм из стали группы прочности «P110/M» с толщиной стенки 8,9 мм, для которых допустимое сминающее давление 40,0 МПа больше суммы предела текучести кондуктора и гидроразрыва МГП – 39,8 МПа. Граничные значения для кондуктора 323,9 мм определены в соответствии с «Инструкцией...» [1]. Исходя из расчетов выбраны обсадные трубы из стали группы прочности «K55/Д» с толщиной стенки 8,5 мм.

Давление предела текучести для выбранных труб составит:

$$R_{тек.к} = 0,875 \cdot 2 \cdot 8,5 \cdot 387/323,9 = 17,8 \text{ МПа.}$$





Полученные результаты показывают что при обратном промерзании кондуктор 323,9·8,5 из стали группы прочности «Д» выдерживает возникающие нагрузки и смятие/деформация не произойдет:

$$R_{тек.т.к} = 31,8 \text{ МПа} > R_{тек.к} = 17,8 \text{ Мпа.}$$

Граничные значения для направления диаметром 426,0 мм определены в соответствии с «Инструкцией...» [1]. Исходя из расчетов выбраны обсадные трубы из стали группы прочности «K55/Д» с толщиной стенки 10,0 мм.

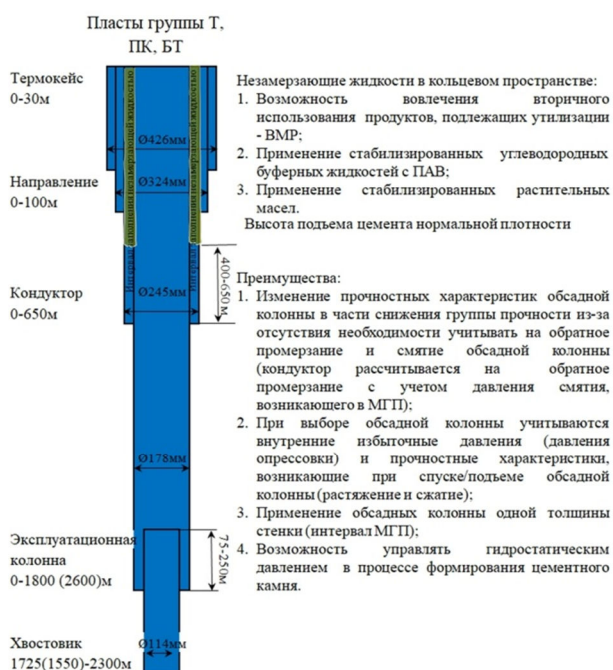
Давление предела текучести для выбранных труб составит:

$$R_{тек.н} = 0,875 \cdot 2 \cdot 11,0 \cdot 387/426,0 = 15,9 \text{ Мпа.}$$

Полученные результаты показывают что при обратном промерзании кондуктор 426,0·10 из стали группы прочности «Д» выдерживает возникающие нагрузки и смятие/деформация не произойдет]:

$$R_{тек.к} = 17,8 \text{ МПа} > R_{тек.н} = 15,9 \text{ Мпа.}$$

Для упрощения расчета прочностных характеристик последних обсадных колонн предлагается рассмотреть вариант недоподъема тампонирующей смеси при цементировании колоны до интервала МГП, а в кольцевом пространстве между колоннами – вариант оставления незамерзающей жидкости с температурой кристаллизации, превышающей температурные значения в интервале ММГП.



**Рисунок 3** – Трехколонная конструкция скважины с недоподъемом цементной смеси в интервал МГП



**Рисунок 4** – Четырехколонная конструкция скважины с недоподъемом цементной смеси в интервал МГП

Выполнение данного технологического решения позволит исключить из расчетов последней обсадной колонны условия по возникновению воздействия избыточного давления в интервале МГП, чтократно снизит требования к обсадной колонне в части наружного избыточного давления.

Реализация данного подхода к промежуточной колонне/технической колонне также позволит снизить завышенные требования к прочностным характеристикам обсадной колонны, а при создании избыточного давления в межколонном пространстве позволит компенсировать и увеличить при необходимости внутренние избыточные давления в колонне при выполнении гидравлических испытаний.

Применение данного подхода позволит унифицировать требования к конструкциям скважин и применяемым обсадным трубам при разных геологических условиях.

**Список литературы:**

1. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М., 1997 и дополнение к ней. – М., 2000. – 99 с.
2. РД 00158758-207-99. Методика выбора конструкции скважин в зоне мерзлых пород. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 1999. – 30 с.



УДК 622.24.063

## ПРОФИЛАКТИКА ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СУЛЬФИРОВАННОГО БИТУМА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

### PREVENTION OF COMPLICATIONS DURING DRILLING OF UNSTABLE ROCKS BY USING SULFONATED BITUMEN AS PART OF THE DRILLING FLUID

**Мамаева Оксана Георгиевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
oxana.mamaeva2013@mail.ru

**Халиков Артур Русланович**

магистрант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет,  
turkin98@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрен процесс кольтматации растворов при добавлении реагента сульфированного битума при различных концентрациях, проведен сравнительный анализ ингибирующей способности исследуемого образца с другими марками асфальтенов, часто применяемых при бурении. Была изучена фильтрация и пропитывающая способность раствора с реагентом, а также представлена графическая зависимость ее проницаемости сквозь песчаную породу с истечением времени.

**Ключевые слова:** кольтматация, нестабильность ствола, буровой раствор, сульфированный битум, осыпание горных пород, пептизация глин, ингибирование глин.

**Mamaeva Oksana Georgievna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of oil and gas wells  
drilling department,  
Ufa State Petroleum Technological University  
oxana.mamaeva2013@mail.ru

**Khalikov Artur Ruslanovich**

MSc student,  
Ufa State Petroleum Technological University  
turkin98@mail.ru

**Annotation.** The process of colmatation of solutions with the addition of a sulfonated bitumen reagent at various concentrations is considered, a comparative analysis of the inhibitory ability of the test sample with other brands of asphaltenes often used in drilling is carried out. The filtration and impregnating ability of the solution with the reagent were explored, and the graphical dependence of its permeability through the sand rock after a while was presented.

**Keywords:** colmatation, wellbore instability, drilling fluid, sulfonated bitumen, rock shedding, inhibiting swelling of clay, clay dispersion.

**В** процессе бурения скважин возникает большое количество непредвиденных осложнений и аварийных ситуаций. Одними из самых встречающихся проблем являются нарушение устойчивости стенок скважины в результате механического воздействия, а также взаимодействия горной породы с буровой промывочной жидкостью. К числу таких осложнений относят: обваливание крупных и осыпание мелких частей породы, образование каверн и трещин от малых до больших размеров, набухание и выпучивание глин.

Составление правильной рецептуры бурового раствора является неотъемлемой частью для инженеров при прохождении неустойчивых горных пород. Простого решения проблем нет, но правильный режим бурения в сочетании с определенными свойствами бурового раствора являются оптимальным методом. При бурении в зонах низкопроницаемых пород, фильтрат применяемой жидкости проходит в поры породы, тем самым увеличивая поровое давление и как следствие происходит обрушение стенок. Поэтому известно, что в составе буровых растворов применяют кольтматационные реагенты, которые создают тонкую и прочную фильтрационную корку, блокирующую проникновение фильтрата бурового раствора и дальнейшего распространения трещин и деформаций в горной породе [1, 2].

Многие компании широко применяют в составе растворов сульфированные битумы или асфальтены, которые выступают в роли кольтматантов. За счет ингибирующей способности водорастворимой части реагента и закупоривания пор нерастворимой частью [3], битумы не допускают рост порового давления и неплохо показывают себя с точки зрения стабилизаторов стенок скважин. Данное изобилие свойств позволяет своевременно останавливать развитие трещин и образование каверн во вскрываемых пластах.

В качестве объекта исследования был выбран кольтматирующий реагент асфальтен от производителя ООО «Клото» «BaraFLC W-490», который используется в растворах на водной основе для стабилизации глинистых сланцев, ингибирования измельченной породы, а также для понижения показателя фильтрации.



В ходе работы проводились следующие исследования:

- кольматация проницаемой породы (кварц, песок) на установке при разных концентрациях асфальтена: 4 г/л, 6 г/л, 16 г/л;
- исследование ингибирующей способности реагента на приборе Жигача-Ярова в сравнении с водой;
- фильтрация раствора при возникновении перепада давления и пропитка фильтрата при отсутствии перепада давления;
- построена графическая зависимость проницаемости горной породы с использованием кольматанта от времени.

К основным положительным качествам сульфированных битумов (асфальтов) относят:

- формирование на стенках прочной фильтрационной корки, которая блокирует деформации и микротрещины;
- эффективное снижение показателя фильтрации;
- снижение степени гидратации и набухания глин за счет ингибирования гуматами, гликолями, находящимися в фильтрате раствора;
- увеличение рабочего ресурса бурового инструмента (снижение коэффициента трения);
- термическая стабильность при высоких температурах;
- возможность использования в любом типе водной и углеводородной базовой основы.

**Цель работы:** оценить эффективность применения сульфированных битумов в составе буровых растворов.

Так как сульфированный битум в первую очередь является кольматантом, было решено изучить кольматацию песчаной горной породы. Установка, на которой изучался данный процесс, представлена на рисунке 1. Принцип работы данной установки основан на законе Дарси-фильтрации жидкости с исследуемым сульфированным битумом через проницаемую породу под действием перепада давления.

Установка состоит из стеклянного сосуда с градуированной шкалой, сетки и двух пробок (первая пробка для сдерживания породы с раствором, вторая пробка для создания перепада давления в системе), а также предусматривается использование фильтровальной бумаги перед сеткой для того, чтобы порода не подвергалась осыпанию сквозь отверстия в сетке.

**Описание процесса исследования:** в ходе выполнения экспериментальной работы, в градуированный шкалой стеклянный сосуд насыпалась горная порода до такой глубины, чтобы создать давление исследуемой промывочной жидкостью в  $P = 0,1$  атм.

После заливания в сосуд исследуемой жидкости засекалось время, в течение которого фиксировалось три параметра:

- время, затрачиваемое на процесс возникновения полной кольматации (время, когда раствор переставал уходить сквозь породу);
- глубина капиллярной пропитки до возникновения перепада давления;
- фильтрация раствора при возникновении перепада давления, фиксируя показания, основываясь на градуировочную шкалу.

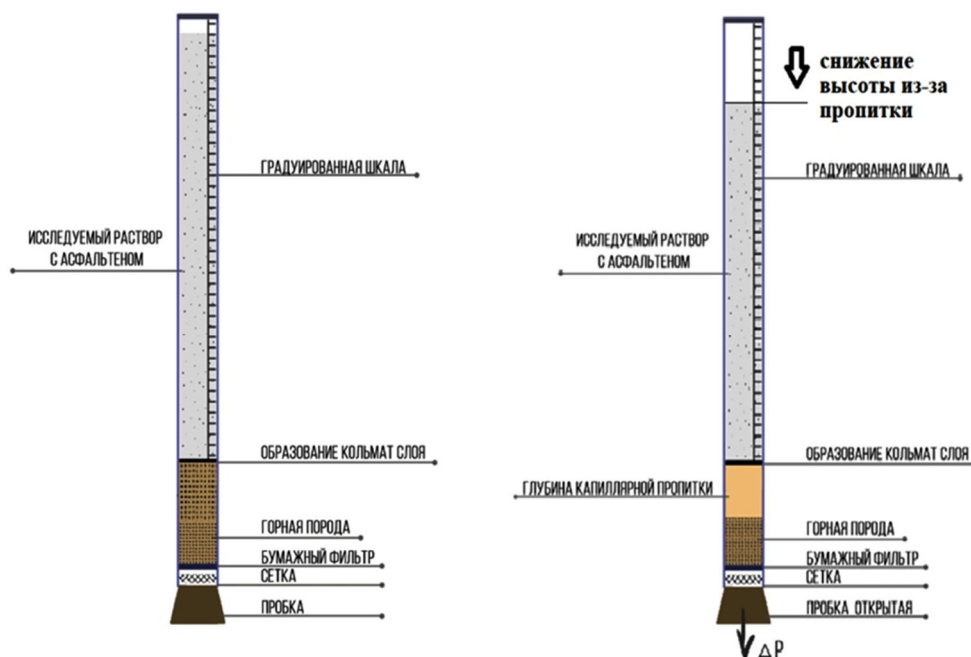


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки для изучения процесса кольматации



В таблице 1 представлены зафиксированные параметры – глубина пропитки фильтрата раствора в породе до возникновения перепада давления, фильтрация бурового раствора при возникновении перепада давления при разных концентрациях реагента, а также время возникновения полной кольматации.

В результате проделанной работы было установлено, что полная кольматация реагентом «VaraFLC W-490» происходит при всех испытываемых концентрациях, но наиболее быстро происходит при максимальной концентрации реагента (17 г/л) – уже через 4 минуты (табл. 1).

**Таблица 1** – Результаты экспериментального изучения процесса кольматации

Концентрация сульфированного битума, г/л	4	6	17
Пропитка при отсутствии перепада P, см	11,5	9,5	6,5
Фильтрация раствора при перепаде P, см	21,5	15,2	5,9
Время, за которое происходит кольматация, мин	15	10	4

Результат пропитки и увлажнения горной породы фильтратом изучаемого раствора представлен на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Результат пропитки горной породы исследуемым раствором

Таким образом, необходимо некоторое время до полного закупоривания горной породы. Этого времени достаточно для того, чтобы фильтрат раствора успел проникнуть в поры горной породы и взаимодействовать с ней. Поэтому было решено рассмотреть, как фильтрат раствора с битумом будет влиять на глинистую породу с точки зрения ингибирования. Процесс рассматривался на приборе Жигача-Ярова. Результаты оценки набухания глинистой составляющей под воздействием раствора с асфальтеном сравнивались с реагентами различных марок, а также с водой [4].

Сравниваемые реагенты различных марок представлены в таблице 2. Реагенты выбирались из числа наиболее распространенных в применении различными компаниями и сервисами. Некоторые марки производят сульфированные битумы на территории России (ООО «Химпром», АО «Химпартнеры»), а другая часть производится в Китае (ООО «Единая торговая система» и ООО «Архим»).

График оценки ингибирующей способности кольматантов представлен на рисунке 3.

**Таблица 2**– Образцы сульфированных битумов (асфальтов), подвергшихся испытанию

Номер образца	Образец	Производитель
1	Сульфированный битум АМ	ООО «Архим»
2	Сульфированный Na асфальт FT-1А	ООО «Единая торговая система»
3	Сульфированный натриевый битум	ООО «Единая торговая система»
4	Сульфированный Na асфальт FT-35	ООО «Единая торговая система»
5	Сульфированный битум	ЗАО «Химпартнеры»
6	Асфасол	ООО «Химпром»
7	Сульфированный асфальт VaraFLC W-490 (BDF-490)	ООО «Клото»

Изученные сульфированные битумы практически все на 70 % растворяются в воде, поэтому это в большей степени гидрофильный реагент, нежели гидрофобный. Поэтому было рассмотрено влияние фильтрата, в котором растворился сульфированный битум, на глинистую составляющую.

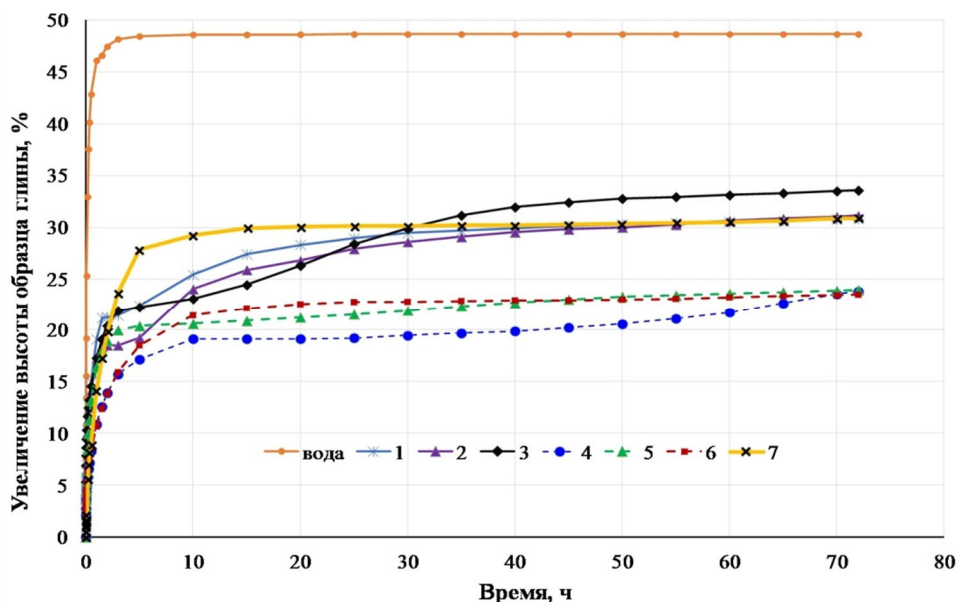


Рисунок 3 – Оценка ингибирующей способности реагентов

По данным седиментационного анализа в статье [4], образцы 1, 2 и 3 уменьшают размер частиц глины по сравнению с первоначальным размером – за счет раздвижения слоев глины, поэтому глина набухает в большей степени. В свою очередь образцы 4, 5 и 6, наоборот, увеличивают размер глинистых частиц, что может свидетельствовать о наличии коагулянтов в составе битумов – вода не способна проникнуть между слоями глины, поэтому глина набухает меньше. Опираясь на исследования в работе [4] выявлено, что существует 2 типа битумов ингибирующего и пептизирующего действия. При сравнении образца асфальтена 7 «BaraFLC W-490» с реагентами двух различных типов было выяснено, что он относится к реагентам-пептизаторам.

На основании полученных результатов было интересно рассмотреть на сколько проницаемость горной породы в одинаковых условиях зависит от концентрации изучаемого сульфированного битума от времени (рис. 4).

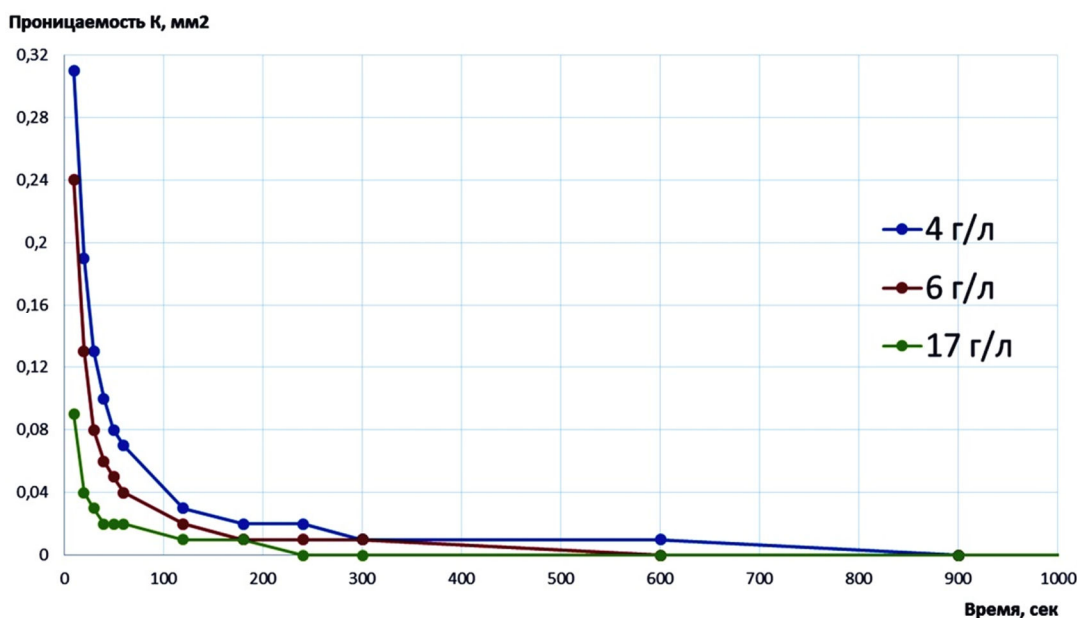


Рисунок 4 – Проницаемость асфальтена «BaraFLC W-490» при различных концентрациях

Способность проницаемой породы пропускать через себя жидкость была посчитана по формуле Дарси:

$$K_{пр} = \frac{V_{\mu}\Delta L}{F\Delta P}, \tag{1}$$



где  $F = \pi \frac{d^2}{4}$  – площадь сечения фильтруемой зоны;  $V$  – скорость фильтрации, см<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – вязкость флюида, сПз;  $\Delta L$  – длина фильтруемой породы, см;  $\Delta P$  – перепад давления, кгс/см<sup>2</sup>.

Таким образом, по полученным данным, можно сделать несколько выводов:

1. Была изучена кольматационная способность реагента на проницаемую породу, и проведенные исследования показывают, что концентрация кольматанта значительно влияет на проницаемость горной породы.
2. С увеличением концентрации битума уменьшается степень пропитки, фильтрация раствора в пласт, а также время, необходимое для кольматации пласта.
3. Был проведен сравнительный анализ ингибирующей способности реагента «BaraFLC W-490» с сульфированными битумами двух типов- пептизаторами (дефлокулянтами) и ингибиторами. И выяснено, что изучаемый образец относится к первой группе реагентов и не обладает ингибирующим действием.

#### Список литературы:

1. Кузьмин В.Н., Трефилова Т.В. Ингибирование буровых растворов с целью безаварийной проходки интервалов неустойчивых глинистых пород // Нефтяная провинция. – 2020. – Т. 1. – Вып. 21. – С. 73–82.
2. Guancheng Jiang, Yinbo He and others, inventors; China University of Petroleum, assignee. Drilling fluid additive composition and water-based drilling fluid suitable for horizontal shale gas wells. United States patent US 9,783,725. 2017 Oct. 10.
3. Рябцев П.Л. Компания «АКРОС»: инновационные системы буровых растворов и эффективные решения для бурения // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 36–38.
4. Investigation of the impact of sulfonated refinery products on the properties of water-based drilling fluids / I.N. Kulyashova [et al.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 1. – С. 156–164.

#### List of references:

1. Kuzmin V.N., Trefilova T.V. Inhibition of drilling muds for trouble-free sinking intervals of unstable clayey rocks // Neftyanaya provinciya. – 2020. – V. 1. – Issue. 21. – P. 73–82.
2. Guancheng Jiang, Yinbo He and others, inventors; China University of Petroleum, assignee. Drilling fluid additive composition and water-based drilling fluid suitable for horizontal shale gas wells. United States patent US 9,783,725. 2017 Oct. 10.
3. Ryabtsev P.L. AKROS Company: innovative drilling fluid systems and efficient solutions for drilling // Drilling and Oil. – 2015. – № 3. – P. 36–38.
4. Investigation of the impact of sulfonated refinery products on the properties of water-based drilling fluids / I.N. Kulyashova [et al.] // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University [Proceedings of TPU]. Engineering of georesources. – 2023. – V. 334. – № 1. – P. 156–164.



УДК 622.243.23

## УГОЛ ОРИЕНТАЦИИ ОТКЛОНЯЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ

### THE ANGLE OF ORIENTATION DEFLECTING TOOL IN THE WELL

**Меджидова Афаг Нурага кызы**

Докторант,  
Научно-исследовательский институт  
Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия  
elena\_drill@mail.ru

**Medzhidova Afaq Nuraqa**

PhD student,  
Research Institute Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry  
elena\_drill@mail.ru

**Аннотация.** В статье описан графический метод определения угла ориентации отклоняющего инструмента в скважине и определения его пространственной кривизны.

**Annotation.** The article describes a graphical method for determining the orientation angle of a deflecting tool in a well and determines its spatial curvature.

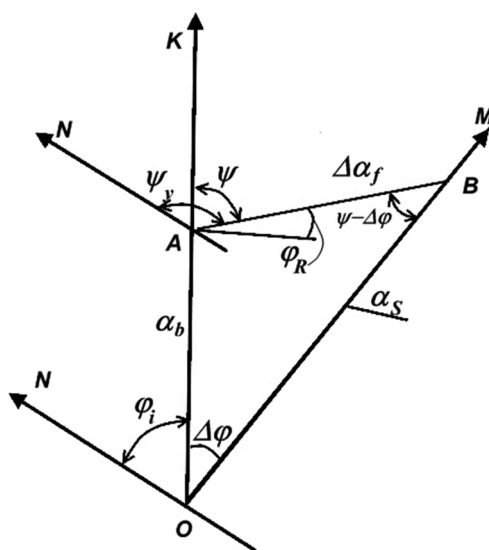
**Ключевые слова:** кривизна скважины, ориентация инструмента, пространственная кривизна, оперативный контроль, полезные ископаемые, разведка скважин.

**Keywords:** borehole curvature, tool orientation, spatial curvature, operational control, minerals, well exploration.

The drilling of inclined wells is usually carried out along a pre-designed profile on a vertical plane passing through the mouth and the design bottom. In this case, the intensity of the curvature is equal to the ratio of the difference in zenith angles at the end and at the beginning of any interval to the length of the same interval. Often, for certain reasons, the well axis has the shape of a spatial curve [1]. This occurs, as a rule, with the natural curvature of the well and the wrong orientation of the tool due to operator error [2]. As a result, the bottom hole moves away from the vertical plane. Therefore, to ensure the opening of the productive formation in the area provided for by the project, it becomes necessary to control the parameters of the curvature of the well.

Operational control or regulation of the curvature parameters is usually carried out by a layout with an orientable deflector, and, if necessary, by means of regulation of the zenith angle with a non-orientable layout [3]. The intensity of the change in angles most often depends on the angle between the plane of action of the whipstock passing through the top and bottom axis of the whipstock, or the direction and the vertical plane passing through the tangent drawn to the axis of the well. This angle is called the orientation direction angle.

To change the zenith angle of the well by  $\Delta\alpha$ , the azimuth by  $\Delta\phi$  with an oriented layout, the direction (azimuth) of the orientation of the deflecting tool is determined in two ways – graphical and analytical. The angle of orientation relative to the actual direction of the well is denoted by  $\psi$  and is called the drilling angle. To determine this angle graphically, we build a triangle OAO (Fig. 1).



**Fig. 1** – Scheme for determining the orientation angle of the deflecting tool in the well

To do this, from an arbitrary point O, we draw a line OK in the direction of the actual well azimuth  $\phi$  and mark on it with an accepted scale (for example, 10 = 5 mm) segment OA, equal in value to the zenith



angle of the well  $\alpha$  at the beginning of the run. Then, from the point O, we draw the line OM, which makes an angle equal in value to the change in azimuth at the end of the flight ( $\Delta\varphi$ ) with the line OA. On the OA line, we mark the segment OB ( $OB = \alpha_s$ ), equal to the zenith angle of the well at the end of the interval of work with an orientable assembly. Line AB shows the direction of action of the deflecting tool relative to the actual well azimuth ( $\psi = \angle KAV$ ). The length of the line AB is equal in value to the spatial curvature of the well  $\Delta\alpha$ , i.e. angle of spatial curvature multiplied by the accepted scale. The angle oriented relative to the north direction of the deflecting tool in the well is denoted  $\psi$  and is called the orientation or direction angle. If we assume that the angle of rotation of the drill pipes depends on the reactive moment of the downhole motor  $\varphi_R$ , then the angle of orientation of the whipstock will be determined based on the figure by the formula:

$$\psi_y = \varphi_i + \psi + \varphi_R. \tag{1}$$

The angles  $\psi$  and  $\Delta\alpha$  can also be determined analytically in a simpler form. To do this, we write according to the sine theorem from  $\Delta OAB$ :

$$\frac{\alpha_b}{\sin(\psi - \Delta\varphi)} = \frac{\alpha_s}{\sin(180 - \psi)}. \tag{2}$$

$$\frac{\Delta\alpha_f}{\sin \Delta\varphi} = \frac{\alpha_s}{\sin(180 - \psi)}. \tag{3}$$

Solving these expressions together, we get:

$$\frac{\sin \Delta\varphi}{\cos \Delta\varphi - \frac{\alpha_b}{\alpha_s}}. \tag{4}$$

$$\Delta\alpha_f = \alpha_s \frac{\sin \Delta\varphi}{\sin \psi}. \tag{5}$$

The values of  $\Delta\alpha_f$ , based on the cosine theorem from  $\Delta OAB$ , can be determined from the following equality:

$$\Delta\alpha_f^2 = \alpha_b^2 + \alpha_s^2 - 2\alpha_b \alpha_s \cos \Delta\varphi$$

or 
$$\Delta\alpha_f = \sqrt{(\alpha_s - \alpha_b)^2 + 4\alpha_b \alpha_s \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2}}. \tag{8}$$

Therefore, expression (8) can be written in a more simplified form:

$$\Delta\alpha_f = 2\sqrt{\left(\frac{\Delta\alpha}{2}\right)^2 + \alpha_b \alpha_s \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2}} \text{ deg/m}. \tag{9}$$

If we assume that  $\alpha = \alpha_b = \alpha_{or} = \frac{\alpha_b + \alpha_s}{2}$ , then we get:

$$\Delta\alpha_f = 2\sqrt{\left(\frac{\Delta\alpha}{2}\right)^2 + (\alpha \sin \frac{\Delta\varphi}{2})^2} \text{ deg/m}. \tag{10}$$

Consequently, the spatial curvature can be calculated taking into account the orientation angle of the tool using formula (9), in other cases, i.e. when working with non-orientable layouts – according to the formula (10).

Knowing the increase in space of the zenith angle in a certain interval  $\Delta\alpha_f$ , one can determine the length of this interval using the following formula:

$$\Delta L = \frac{\Delta\alpha_f}{i_\alpha} = \frac{\alpha_s \sin \Delta\varphi}{i_\alpha \sin \psi}, \tag{11}$$

where  $i_\alpha$  – the intensity of the curvature when working with a deflecting layout;  $\psi$  – drilling angle, selected depending on the purpose of the borehole curvature.

If it is necessary to reduce the zenith angle or keep it stable and change the azimuth, then the value of  $\psi$  is calculated by the formula:

$$\psi = 180 + \arctg \frac{\sin \Delta\varphi}{\cos \Delta\varphi - \frac{\alpha_b}{\alpha_s}}. \tag{12}$$

If it is necessary to increase the zenith angle and change the azimuth, then

$$\psi = 360 + \arctg \frac{\sin \Delta\varphi}{\cos \Delta\varphi - \frac{\alpha_b}{\alpha_s}}. \tag{13}$$



**Список литературы:**

1. Гусман А.М., Барский И.Л., Сергеев И.С. Теоретические аспекты методов борьбы с самопроизвольным искривлением горизонтальной скважины // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 48–50.
2. Кузнецов В.А., Джаббарова Г.В., Исмаилов Ф.Н. Математическая модель пространственной траектории движения долота с учетом анизотропии породы // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 329–331.
3. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86–92. – DOI 10.18454/PMI.2017.1.86.

**List of references:**

1. Gusman A.M., Barsky I.L., Sergeyev I.S. Theoretical aspects of methods to combat spontaneous curvature of a horizontal well // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4. – P. 48–50.
2. Kuznetsov V.A., Dzhabbarova G.V., Ismailov F.N. Mathematical model of the spatial trajectory of a bit taking into account rock anisotropy // Bulatov Readings. – 2021. – V. 1. – P. 329–331.
3. Dvoynikov M.V. Research of technical and technological parameters of drilling inclined wells // Notes of the Mining Institute. – 2017. – V. 223. – P. 86–92. – DOI 10.18454/PMI.2017.1.86.



УДК 622

**АСФАЛЬТЕНЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН****ASPHALTENES IN THE CONSTRUCTION OF OIL AND GAS WELLS****Мойса Юрий Николаевич**

кандидат химических наук, директор,  
ООО «Научно-производственное объединение  
«Химбурнефть»

**Иванов Дмитрий Юрьевич**

старший преподаватель кафедры нефтегазового дела,  
Кубанский государственный технологический университет

**Марусов Марк Анатольевич**

кандидат химических наук,  
зам. главного инженера – начальник службы  
буровых растворов,  
ООО «Сервис Пром Комплектация»

**Усов Сергей Васильевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры нефтегазового дела,  
Кубанский государственный технологический университет

**Яремко Артем Владимирович**

директор,  
ТОО «Азия Петро Сервис»,  
Республика Казахстан

**Аннотация.** Исследованы ингибирующие и смазочные свойства широкого ассортимента зарубежных и отечественных прошкообразных и жидких асфальтенов применяемых при строительстве нефтегазовых скважин на юге России и в Республике Казахстан.

**Ключевые слова:** асфальтены, сульфированный асфальт, ингибирование глин, буровые растворы на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО), стандартные методы оценки ингибирующих и смазочных свойств водных дисперсий асфальтенов, промысловые данные применения асфальтенов для стабилизации стенок скважин.

**Moissa Yuri Nikolaevich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Director,  
Khimburneft Research  
and Production Association

**Ivanov Dmitriy Yurievich**

Senior Teacher of Oil and Gas Department,  
Kuban State Technological University

**Marusov Mark Anatolievich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Deputy Chief Engineer,  
Head of Drilling Fluids Service,  
LLC Service Prom Completion

**Usov Sergey Vasilievich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of Oil  
and Gas Department,  
Kuban State Technological University

**Yaremko Artem Vladimirovich**

Director,  
Asia Petro Service,  
Republic of Kazakhstan

**Annotation.** Inhibiting and lubricating properties of a wide range of foreign and domestic poured and liquid asphaltenes used during construction of oil and gas wells in the south of Russia and in the Republic of Kazakhstan have been investigated.

**Keywords:** asphaltenes, sulfated asphaltene, clay inhibition, drilling muds on the water (RBO) and hydrocarbon basis (HFO), standard methods of evaluation of inhibiting and lubricating properties of water dispersions of asphaltenes, field data of asphaltenes application for well walls stabilization.

С охранение устойчивости ствола скважины является одной из основных задач успешного (безаварийного бурения) нефтяных и газовых скважин. В результате взаимодействия между буровым раствором и породами при промывки скважины происходит расширение ствола скважины, осадкообразование, образование каверн и обвалов. Уменьшить влияние этих факторов можно с помощью введения в буровой раствор минеральных и органических ингибиторов глин: электролитов, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров и различных добавок. В последнее время при строительстве нефтегазовых скважин в интервалах залегания неустойчивых горных пород в качестве ингибиторов глинистых минералов, кольматирующих и укрепляющих стенки скважин добавок широкое применение в растворах на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО) нашли асфальтены [1, 2].

Асфальтены по внешнему виду являются твёрдыми веществами чёрного или бурого цвета плотностью около  $1,1 \text{ г/см}^3$  и среднечисленной молекулярной массой 1000–5000 у.е., индекс полидисперсности 1,2–3,5. Элементный состав асфальтенов (%): С (80–86); Н (7–9); О (2–10); S (0,5–9); N (до 2); в микроколичествах присутствуют Fe, Ca, Mg, Si, V и Ni (суммарное содержание 0,01–0,2 %) и другие металлы. В состав молекулы асфальтенов входят циклические фрагменты гетероциклических, алициклических, конденсированных углеводородов. Полиароматические фрагменты представлены сравнительно не крупными, тетрациклическими ядрами. Из алифатических фрагментов в наибольшей степени присутствуют короткие алкильные группы C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub>, в первую очередь метильные, также могут присутствовать линейные разветвленные алканы, содержащие 10 углеродных атомов и более [3]. На рисунке 1 представлен один из вариантов гипотетической структурной формулы асфальтена.

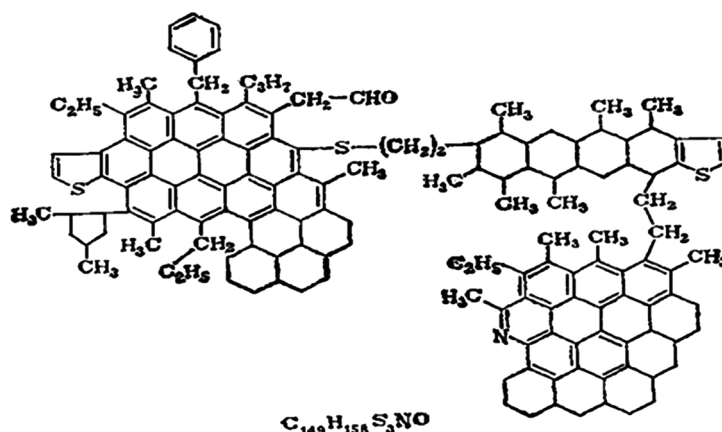


Рисунок 1 – Гипотетическая структурная формула асфальтена

Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой на основании данных рентгено-структурного анализа многослойную кристаллическую «стэкинг-структуру» ароматических пластин диаметром 0,9–1,7 нм из 4–5 слоев, отстоящих друг от друга на 0,36 нм. Размер «стэкинг-структур» по нормали к плоскости ароматических пластин составляет 1,6–2,0 нм [4].

Физико-химическое строение асфальтенов предопределяет основные области их промышленного применения. В буровой практике асфальтены как в виде природных углеводородных соединений – гильсонитов и асфальтитов, так и в виде химически модифицированных продуктов – сульфированных битумов и их композиций применяются для ингибирования глинистых минералов, кольматации и укрепления стенок скважины. С целью эффективного подавления процессов гидратации и набухания глин и глинистых сланцев сульфированный асфальт предлагается вводить в концентрации 3,0–15,0 кг/м<sup>3</sup> в качестве технологической добавки к РВО. При введении в РВО сульфированные битумы и гильсониты обеспечивают стабилизацию пластов глинистых минералов, кольматируют трещины ствола скважины, предотвращают осыпи и обвалы стенок скважин, снижают показатель фильтрации бурового раствора.

В качестве профилактических добавок ингибирующего, кольматирующего и противоприхватного действия при бурении неустойчивых интервалов ствола скважины предлагаются асфальтены в порошкообразной и жидкой товарных формах для применения в РВО и РУО. Порошкообразные асфальтены и сульфированные битумы зарубежных фирм предлагаются для обработки РВО и РУО следующих торговых марок: «SOLTEX», «SULFATROL» (США), «SULFEX» (BPN International LLC), «SULFASIL» (КИТАЙ), «ASP» (КАЗАХСТАН) и другие. Отечественные наиболее распространенные порошкообразные асфальтены выпускаются следующих марок: «АСФАЛЬТЕКС», «АСФАСОЛ», «СТАБИЛАЙТ II» и другие. В жидкой товарной форме с использованием различных органических разбавителей (растворителей) типичными импортными представителями асфальтенов являются: «BORESTAB BF 27», «REANIB», «BLACK FURY» (США), отечественные жидкие асфальтены для приготовления и обработки РВО и РУО выпускаются марок: «БЛЭКТРОЛ», «ASPHALTEX-GL», «IN-LUBE», «ЖИДКИЙ ГИЛЬСОНИТ» (РФ) и другие.

Нами проведены сравнительные исследования ингибирующих свойств по показателю По (см/час) водных 5 %-ных дисперсий асфальтенов на стандартных образцах высококоллоидальной глины по РД 39-00147001-773-2004 Приложение 8 «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов» и смазочных свойств по коэффициенту трения Ктр пары «металл-металл» ГОСТ Р 56946-2016. Ингибирующая эффективность по показателю По (см/час) и смазочные свойства по ГОСТ Р 5 %-ных водных дисперсий некоторых порошкообразных асфальтенов представлена на рис. 2. Из приведенных данных следует, что ингибирующая способность порошкообразных асфальтенов различных модификаций по показателю По может отличаться в несколько раз и соответствовать величинам от 1,25 см/час до 3,42 см/час, при этом смазочные свойства 5 %-ных дисперсий асфальтенов сравнительно низкие на уровне Ктр = 0,25–0,28. Во всех случаях в 5 %-ных дисперсиях порошкообразных асфальтенов наблюдалось осадкообразование частиц асфальтена. Сравнительные испытания асфальтенов в жидкой товарной форме показали (см. рис. 3), что ингибирующая способность таких продуктов при 5 %-ной концентрации практически сохраняется и составляет по величине По от 1,66 до 3,59 см/час, однако смазочные свойства улучшаются до величин Ктр равных от 0,28 до 0,18 для различных марок в зависимости от смазочных свойств дисперсионной жидкой среды приготовления марки жидкого асфальтена, чаще всего, растворителей полигликолевого типа. При этом во всех случаях в 5 %-ных дисперсиях жидких асфальтенов также наблюдалось осадкообразование частиц асфальтена.

Сульфированный асфальтен марки «APS» (производства Республики Казахстан) индивидуально и в сочетании с органическим ингибитором глин марки «ХБН» успешно применяется при строительстве скважин в РВО на нефтегазовых месторождения Мангистауской и Атырауской областях с сложными горно-геологическими условиями бурения для кольматации и стабилизации стенок скважины, обеспечивая качественное заканчивание и цементирование.

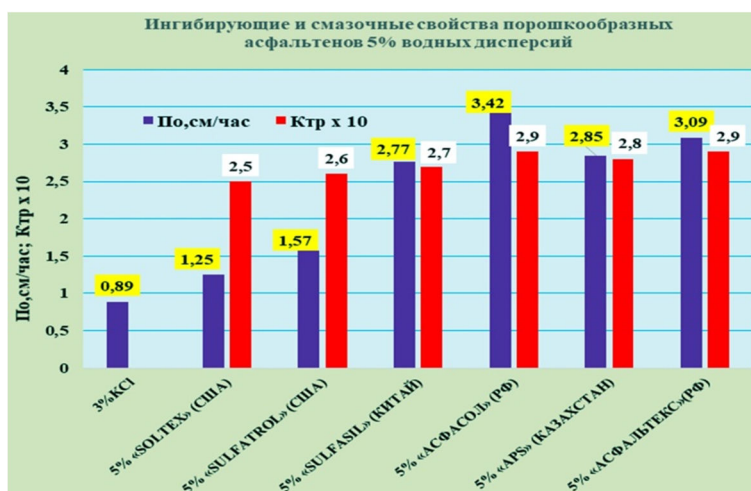


Рисунок 2 – Ингибирующие и смазочные свойства 5 % водных дисперсий порошкообразных асфальтенов

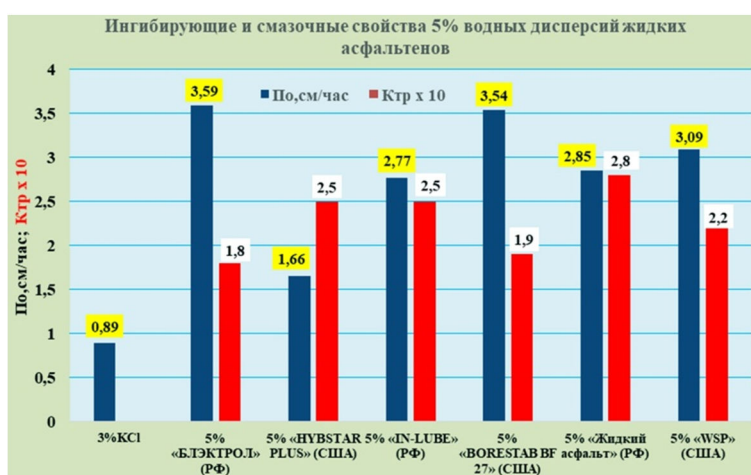


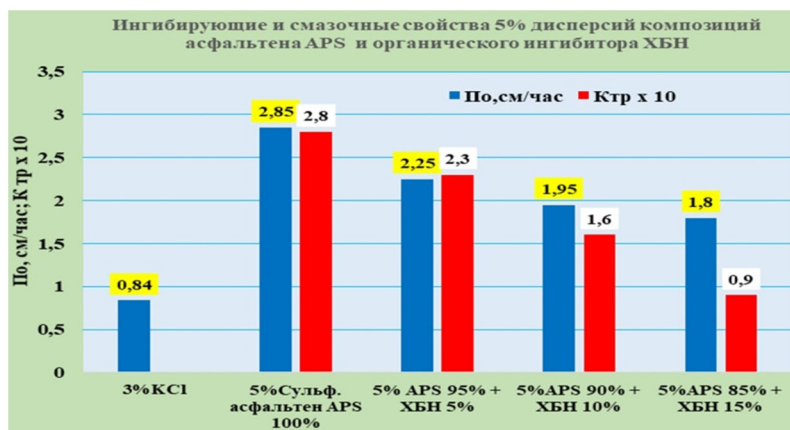
Рисунок 3 – Ингибирующие и смазочные свойства 5 % водных дисперсий жидких асфальтенов

Сравнительными испытаниями порошкообразного сульфированного асфальтена марки «APS» в сочетании с 5–15 % жидкого органического ингибитора глин марки «ХБН» показали комплексное улучшение ингибирующих и смазочных свойств на примере 5 %-ных водных суспензий и позволяют рекомендовать комплексное применение порошкообразного сульфированного асфальтена марки «APS» и органического ингибитора марки «ХБН» к применению в рецептурах ингибирующих буровых растворов. Результаты тестирования указанных композиций приведены на рисунке 4.

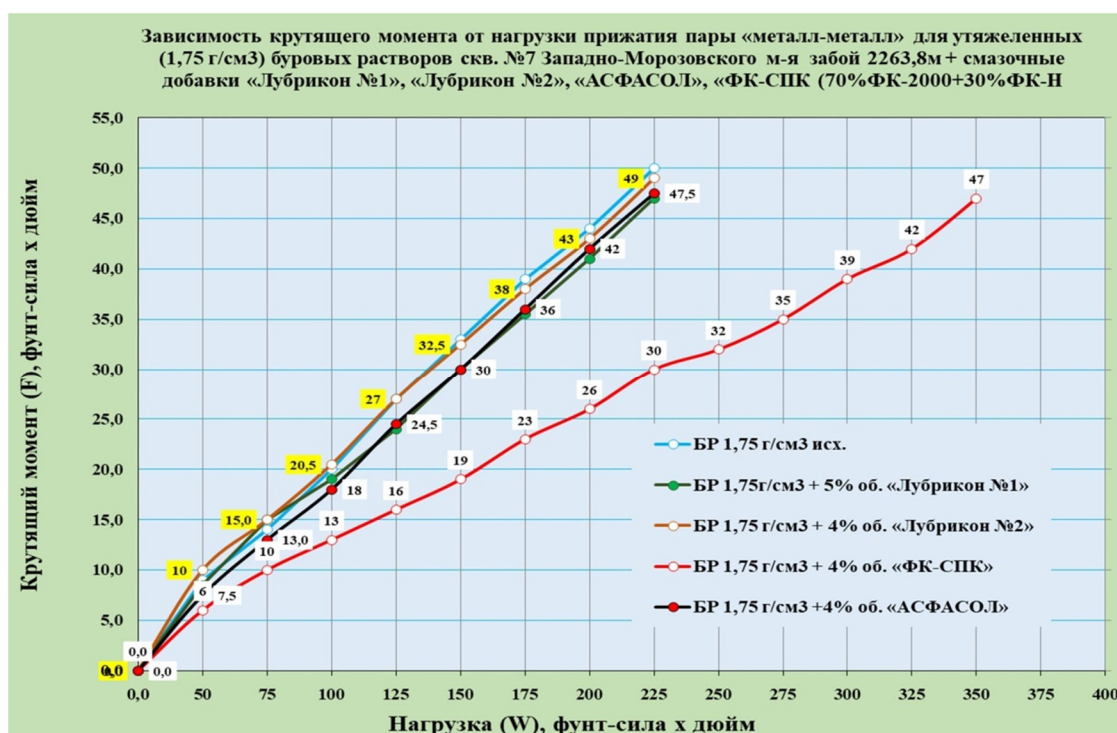
Порошкообразный сульфированный асфальтен марки «APS» успешно применен в последние годы в ингибирующих рецептурах РВО на следующих месторождениях Республики Казахстан:

- Месторождение Бектурлы Восточный, вертикальная поисково-разведочная скважина БВ-3, проектной глубиной 3163м. Результат – стабильность ствола скважины, АКЦ > 90 %.
- Месторождение Каражанбас, вертикальные и наклонно-направленные скважины глубиной 260–390 м. Результат – стабильность ствола скважины, АКЦ > 90 %.
- Месторождение Узень, вертикальные, наклонно- направленные скважины глубиной 1200–1900 м. Результат – стабильность ствола скважины, АКЦ > 90 %. Успешно применяется по сегодняшний день.
- Месторождение Кемерколь, Атырауская область. Глубина 1200 м. Результат – стабильность ствола скважины, АКЦ > 90 %.
- Месторождение Тюбеджик, Мангистауская область. Глубина 1400 м. Результат – стабильность ствола скважины, АКЦ > 90 %.

Исследование смазочных свойств реальных утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов плотностью 1,75 г/см<sup>3</sup>, содержащих 4,0 % об. порошкообразного сульфированного асфальта марки «АСФАСОЛ» показывает незначительное влияние порошкообразного асфальтена на смазочные свойства РВО в примененной концентрации добавки: исходный утяжеленный буровой раствор имеет Ктр = 0,325, а утяжеленный буровой раствор, содержащий 4,0 % об. «АСФАСОЛА» имел Ктр = 0,30. Смазочные свойства измеренные по ГОСТ Р 56946-2016 утяжеленных (1,75 г/см<sup>3</sup>) полимер-глинистых буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4,0 – об. сульфированного асфальта «АСФАСОЛ», 5,0 % об. смазочной добавки «Лубрикон № 1», 4,0 % об. «Лубрикон № 2» и 4,0 % об. композиции смазочных добавок «ФК-СПК» приведены на рисунке 5.



**Рисунок 4** – Ингибирующие и смазочные свойства 5 %-ных водных дисперсий порошкообразного сульфированного асфальтена марки «APS» в сочетании с 5–15 % добавками органического ингибитора глины марки «ХБН»



**Рисунок 5** – Смазочные свойства утяжеленных (1,75 г/см³) полимер-глинистых буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4,0 – об. сульфированного асфальта «АСФАСОЛ», 5,0 % об. смазочной добавки «Лубрикон № 1», 4,0 % об. «Лубрикон № 2» и 4,0 % об. композиции смазочных добавок «ФК-СПК»

Установлено, что в утяжеленных РВО при введении асфальтенов и смазочных добавок в указанных концентрациях добавок 4,0–5,0 % об. не наблюдается эффективное снижение крутящего момента пары «металл-металл» в сравнении с крутящем моментом исходного полимер-глинистого бурового раствора при нагрузках прижатия пары до 225 фунт-силы x дюйм (25,42 Нм) за исключением композиции смазочных добавок «ФК-СПК», которая обеспечивает снижение Ктр от величины 0,325 до 0,19 при стандартной нагрузке 150 фунт-силы x дюйм (16,95 Нм) по ГОСТ Р и повышения предельной величины нагрузки прижатия до 350 фунт-силы x дюйм (39,55 Нм).

В практике производства работ на юге России буровой компанией ООО «Сервис Пром Комплектация» по строительству нефтяных и газовых скважин, а также их реконструкции, методом забуривания боковых стволов (ЗБС) в рецептурах ингибированных утяжеленных баритом (1,82 г/см³ – 2,05 г/см³) буровых растворов успешно применяется отечественный порошкообразный сульфированный асфальт в сочетании с композицией жидких смазочных добавок «ФК-СПК». Сульфированный асфальт является неотъемлемой частью ингибирующего комплекса химреагентов: «ФК-СПК» – «метилсиликат (ГЮЖ-11, АМСР)» – «сульфированный асфальт», каждый компонент которого выполняет ингибирование по различному механизму.



Наибольшая технологическая эффективность в утяжеленных РВО на практике получена при фиксированном значении концентрации сульфированного асфальта  $12,6 \text{ кг/м}^3$  при неизменных концентрационных профилях других ингибиторов в выше описанной системе. Сульфированный асфальт в указанной концентрации вводится непосредственно в РВО при заготовке на заключительном этапе его приготовления при pH не менее 9,5. В дальнейшем эта концентрация сульфированного асфальта поддерживается при обработке РВО в условиях циркуляции на весь период производства работ.

Обычно обработка РВО осуществляется сульфированным асфальтом вводом через гидороторку расчетного количества материала на объем углубления скважины при pH не менее 9,7. Наиболее часто встречаемым отклонением от параметров РВО выступает снижение водородного показателя (pH) при бурении, поэтому, жидкостная обработка в этом случае более предпочтительна и выполняется предгидратированным сульфированным асфальтом 20–40 % концентрации в 25 %-ном водном растворе каустической соды.

Таким образом, обеспечивается и поддержка pH и эффективная обработка асфальтовым ингибитором РВО. При жидкостной обработке достигается еще один положительный эффект, связанный с дополнительным растворением асфальтового остатка в самом материале, повышая содержание коллоидного компонента в миксе и стабилизацию показателя фильтрации (водоотдачи) РВО на очень низком уровне  $2 \text{ см}^3$  по API для утяжеленных растворов плотностью  $1,82\text{--}2,05 \text{ г/см}^3$  Абино-Украинского и Чумаковского месторождений Кубани.

### Выводы

1. Приведены сравнительные данные по ингибирующим и смазочным свойствам 5 %-ных водных дисперсий порошкообразных и жидких зарубежных и отечественных асфальтенов и их композиций для приготовления РВО при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин.
2. В качестве сравнительного показателя ингибирующих свойств водных растворов ингибиторов и буровых растворов использован показатель По (см/час) по РД 39-00147001-773-2004 и показателя смазочных свойств использована величина коэффициента трения (Ктр) пары «металл-металл» по ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008).
3. Приведены результаты промышленного применения асфальтенов в различных рецептурах ингибирующих РВО на нефтегазовых месторождениях Республики Казахстан и юга России.

### Список литературы:

1. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2019. – С. 217–223.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при из строительстве и эксплуатации : Справ. пособие. В 6-ти т. – Т. 1. – М. : Недра, 2000. – С. 168–209.
3. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. – М. : Химия, 1998. – 448 с.
4. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. – Новосибирск : Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1995.
5. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов. РД 39-2-813 // В сб. Методика контроля параметров буровых растворов РД 39-00147001-773-2004. – Краснодар : О АО «НПО «Бурение», 2004.
6. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ / Е.В. Егорова [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 4. – С. 45–48.
7. ГОСТ Р 56946-2016. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания (ИСО 13500:2008).

### List of references:

1. Koshelev V.N. Flushing of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2019. – P. 217–223.
2. Basarygin Y.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Theory and practice of prevention of well complications and repair during construction and operation: Reference Manual. In 6 v. – T. 1. – M. : Nedra, 2000. – P. 168–209.
3. Safieva R.Z. Physico-chemistry of oil. – M. : Chemistry, 1998. – 448 с.
4. Unger F.G., Andreeva L.N. Fundamental aspects of oil chemistry. The nature of resins and asphaltenes / Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of RAS. – Novosibirsk : Nauka. Siberian Publishing Company RAS, 1995.
5. Method of evaluation of inhibiting properties of drilling fluids. RD 39–2–813 // In the Collection: Methods of Control of Drilling Mud Parameters RD 39-00147001-773-2004. – Krasnodar : «NPO Burenie» JSC, 2004.
6. Application of inhibiting chemical reagents for drilling clay deposits of Astrakhan GCF / E.V. Egorova [and others] // Bulletin of Drilling Contractors Association. – 2009. – № 4. – P. 45–48.
7. GOST P 56946–2016. Oil and Gas Industry. Drilling mud materials. Specifications and tests (ISO 13500:2008).



УДК 622.276

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА

### PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC SOLUTIONS IN THE FIELD OF LIQUIDATION OF COMPLICATIONS USING COILED TUBING TECHNOLOGY

**Рахматуллин Дамир Валерьевич**

кандидат технических наук, доцент,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
rdv14@yandex.ru

**Шипицын Андрей Сергеевич**

аспирант,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
andrew\_shipitsin@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрены перспективы развития технологии колтюбинга, факторы на них влияющие и задачи, которые предстоит решить. Предложен отечественный аналог устройства для ловильных работ с применением гибкой трубы.

**Ключевые слова:** колтюбинг, импортозамещение, ловильные работы, ликвидация осложнений.

**Rakhmatullin Damir Valerievich**

Associate Professor,  
Ufa State Petroleum Technological University  
rdv14@yandex.ru

**Shipitsyn Andrey Sergeevich**

Post-graduate Student,  
Ufa State Petroleum Technological University  
andrew\_shipitsin@mail.ru

**Annotation.** The paper considers the prospects for the development of coiled tubing technology, the factors influencing them and the tasks to be solved. A domestic analogue of a device for fishing operations using a flexible pipe is proposed.

**Keywords:** coiled tubing, import substitution, fishing, troubleshooting.

Колтюбинг – это технология, используемая в нефтегазовой промышленности для бурения, заканчивания и ремонтных операций. Технология включает длинную непрерывную стальную трубу, намотанную на барабан, которая затем вводится в скважину для выполнения различных операций. В России использование колтюбинга быстро растет, и в свете актуального вопроса импортозамещения растет интерес к выявлению элементов колтюбинга, которые могут быть произведены на местном уровне. Россия является одним из крупнейших в мире поставщиков нефти и газа и обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами, что делает развитие колтюбинговых технологий важным компонентом нефтегазовой отрасли страны.

Развитие технологии гибкой трубы имеет значительные перспективы, чему благоприятствует ряд факторов:

Во-первых, правительство России реализовало ряд инициатив, направленных на совершенствование нефтегазовой отрасли страны. Правительство вложило значительные средства в исследования и разработку технологии колтюбинга, включая создание нескольких исследовательских центров и лабораторий, занимающихся развитием этой технологии.

Во-вторых, российская нефтегазовая отрасль отличается высокой конкуренцией, и компании постоянно ищут пути повышения эффективности, снижения затрат и увеличения добычи. Технология ГНКТ предлагает экономичный и эффективный метод внутрискважинных работ, необходимый для поддержания и увеличения уровня добычи.

В-третьих, развитие колтюбинговой технологии в России обусловлено растущим спросом на трудноизвлекаемые ресурсы. Эти запасы требуют специальных методов бурения и заканчивания, и технология гибкой трубы предлагает эффективное решение этих проблем [1].

Колтюбинг особенно полезен при ловильных работах и ликвидации осложнений из-за его гибкости и непрерывной длины, что позволяет ему достигать глубин, недоступных другим методам. Кроме того, технология гибких труб позволяет осуществлять мониторинг и управление в режиме реального времени, что делает его более безопасным и эффективным.

Ловильная операция с использованием ГНКТ обычно включает следующие этапы:

– Выявление проблемы. Это можно сделать с помощью различных методов, включая визуализацию ствола скважины и мониторинг давления.

– Выбор инструмента: после выявления проблемы выбирается конкретный инструмент в зависимости от типа посторонних предметов или оборудования, которое необходимо извлечь. Доступны различные типы инструментов, такие как: гидравлически освобождаемые овершоты, соединители клинового типа



с шейками для захвата ловильным инструментом, скважинные двигатели, предназначенные для вращения овершота, применяемого совместно с кривым переводником или крюком [2]. Затем ловильное оборудование взаимодействует с обломками или оборудованием, и для его извлечения используется гибкая труба. После того, как ловильный инструмент успешно цепляет обломки или оборудованием, его вытягивают из ствола скважины с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы.

На рисунке 1 представлено устройство для ловильных операций по извлечению посторонних предметов с помощью колтюбинговых установок. Такое устройство входит в состав компоновки низа буровой колонны гибких труб. Следует отметить, что такие виды бурового вспомогательного оборудования на данный момент не производятся отечественными предприятиями.



**Рисунок 1** – Образец устройства для извлечения из скважины посторонних предметов

После спуска в скважину для активации устройства и открытия челюстей захвата необходимо увеличение подачи насосов до заданных значений. Противодействие потоку жидкости и открытию челюстей оказывает пружина, величина натяга которой регулируется поджимной гайкой. С целью регулирования необходимого давления для открытия «зажимов» подбираются сменные насадки с соответствующим диаметром для создания перепада давления на инструменте.

К особенностям конструкции и преимуществам данного устройства можно отнести:

- возможность регулировки силы натяжения челюстей для оптимальной силы захвата;
- захваты, активируемые перепадом давления и режимом работы насосов;
- насечка на «зажимах» для улучшения захвата и зажима;
- доступность данного элемента в различных габаритных размерах;
- различные варианты соединения в соответствии с имеющимися переводниками и характеристиками гнкт;

- простота конструкции.

К недостаткам данного устройства можно отнести малую предельную прочность на разрыв. Под прочностью понимается способность тела сопротивляться внешним нагрузкам.

Технология колтюбинга имеет ряд преимуществ перед традиционными методами лова. Использование ГНКТ позволяет осуществлять мониторинг и контроль в режиме реального времени, что делает процесс более безопасным и эффективным [3]. Кроме того, ГНКТ может достигать глубины, недостижимой для других методов, а также его можно использовать для ловильных работ в наклонно-направленных или горизонтальных скважинах.

Все еще существует ряд проблем, которые необходимо решить для полноценного развития технологии колтюбинга в России. Одной из основных проблем является недостаток финансирования в исследовании и разработки. Исторически в нефтегазовой отрасли России доминировали государственные компании, которые сосредоточились на традиционных методах бурения, мало заинтересованные в инвестициях в новые технологии. В результате чего возник недостаток инвестиций в исследование и разработку новых решений, что привело к медленному развитию технологии в России [4]. Еще одной проблемой является нехватка квалифицированных кадров. Операции с применением ГНКТ требуют определенного уровня обученности операторов, которые могут контролировать производство работ на оборудовании в режиме реального времени, что делает эту работу ответственной и





сложной. Однако в России существует нехватка квалифицированных кадров, что тормозит внедрение колтюбинговой технологии и развитие новых решений в отрасли. Еще одна проблема, стоящая перед развитием колтюбинговых технологий – ограниченность специализированного оборудования и материалов. Многие компоненты колтюбингового оборудования и материалы, используемые в производственном процессе, импортируются, что приводит к увеличению затрат и задержкам в производстве.

Наконец, отсутствие стандартизации в отрасли представляет собой проблему для развития технологии ГНКТ [5]. Поскольку разные компании используют разное оборудование и материалы, может быть сложно обеспечить согласованность и надежность производства и использования технологии гибкой трубе при производстве работ.

В заключение, хочется отметить, что имеется большой потенциал для как для разработки новых решений в сфере применения гибкой трубы, так и совершенствования имеющихся наработок. Предстоит также решить ряд задач и вопросов, что будет иметь решающее значение для дальнейшего роста и успеха технологии колтюбинга в нефтегазовой отрасли России.

#### **Список литературы:**

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2000. – 677 с.
2. Винниченко В.М., Гончаров А.Е., Максименко Н.Н. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин. – М. : Недра, 1991. – 128 с.
3. Предупреждение и ликвидация осложнений, аварий и брака при строительстве скважин : учебное пособие / И.Г. Яковлев [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 156 с.
4. Подземный ремонт и бурение с применением гибких труб / С.М. Вайншток [и др.]. – М. : Издательство Академии горных наук, 2000. – 224 с.
5. Сервисные технологии с применением колтюбинговых установок при капитальном ремонте газовых скважин / А.А. Ахметов [и др.] // Нефть и капитал. Технологическое приложение к журналу «Колтюбинг, опыт, исследования, технологии, практика». – 2001. – № 1. – С. 33–35.

#### **List of references:**

1. Basarygin Y.M., Bulatov A.I., Proselkov Y.M. Complications and accidents during drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2000. – 677 p.
2. Vinnichenko V.M., Goncharov A.E., Maksimenko N.N. The prevention and elimination of complications and accidents during drilling exploration wells. – M. : Nedra, 1991. – 128 p.
3. Prevention and elimination of complications, accidents and marriage in the construction of wells : a training manual / I.G. Yakovlev [and others]. – Tyumen : TyumSOGU, 2014. – 156 p.
4. Underground repair and drilling with the use of coiled tubing / S.M. Vainshtok [et al.]. – M. : publishing house of the Academy of Mining Sciences, 2000. – 224 p.
5. Service technologies with application of coiled tubing units during workover of gas wells / A.A. Akhmetov [et al.] // Oil and Capital. Technological Supplement to the Coiled «Tubing, Experience, Investigations, Technologies, Practice». – 2001. – № 1. – P. 33–35.



УДК 622.24

## БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

### BUFFER LIQUID FOR CEMENTATION OF UPSETTING COLUMNS

**Самохвалов Владимир Евгеньевич**

ведущий инженер,  
ООО «Научно-исследовательский институт природных газов  
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»  
v\_samohvalov@mail.ru

**Аннотация.** В статье представлена буферная жидкость для цементирования обсадных колонн, обладающая повышенной смывающей способностью.

**Ключевые слова:** скважина, фильтрационная корка, буферная жидкость.

**Samohvalov Vladimir Evgenovich**

Leading Engineer,  
LLC «Scientific research institute  
of natural gases and gas technologies –  
Gazprom VNIIGAZ»  
v\_samohvalov@mail.ru

**Annotation.** In article the spacer fluid for cementation of casing strings having the increased washing-away ability is provided.

**Keywords:** well, filtrational crust, spacer fluid.

Буферные жидкости используются в качестве разделяющих сред между буровым и тампонажным растворами с целью повышения степени вытеснения бурового раствора тампонажным в зоне крепления скважины, удаления шлама, неуплотненной части фильтрационной корки со стенок скважины и пленки бурового раствора с поверхности обсадных труб [1, 2].

Современное назначение применения буферных жидкостей, обеспечивающим повышения качества цементирования обсадных колонн, должно отвечать следующим основным требованиям [3, 4]:

- предупреждение смешивания бурового и цементного растворов;
- предупреждение образования труднопрокачиваемых смесей;
- удаление фильтрационной корки на стенках скважины;
- обеспечение надежного контакта цементировочной смеси с горной породой.

Фильтрационная корка имеет определенную прочность, уменьшение которой под воздействием различных буферных жидкостей характеризует эффективность их использования. Буферная жидкость, лучше удаляющая корку, будет также действовать и при удалении налипания на колонну, очистке застойных зон, каверн и т.п. [2, 5].

Воздействие жидкостей на фильтрационные корки изучается на различных лабораторных установках, позволяющих подобрать наиболее эффективный состав [6–11]. Также в качестве буферных жидкостей могут быть использованы технологические жидкости, используемые для очистки призабойной зоны пласта [12–15].

Смывающую способность буферной жидкости определяли в лабораторных условиях путем определения потери массы глинистой корки, сформированной на неподвижном и вращающемся дисках во времени по методике [16]. В качестве составов буферных жидкостей исследовали 5,5 % водный раствор бисульфата натрия ( $\text{NaHSO}_4$ ) и 10 % водный раствор сернокислого алюминия ( $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ).

Испытания с неподвижным диском проводили в четыре этапа. На каждом этапе диск с глинистой коркой погружали на 15 минут в химический стакан, наполненный буферной жидкостью, по истечении которых диск с коркой извлекали из стакана и взвешивали. На практике в зависимости от скорости прокачки и время взаимодействия буферной жидкости с коркой обычно не превышает 10 минут. Поэтому исследования также проводились в течение 10 минут при постоянной скорости вращения. Испытания проводились в четыре этапа по 2,5 минут. В конце каждого этапа диск с коркой останавливали, извлекали из стакана и взвешивали. Результаты опытов представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Влияние буферной жидкости на массу глинистой корки

Состав буферной жидкости	При неподвижном диске		При вращающемся диске	
	Масса диска с коркой, г	Время испытания t, мин	Масса диска с коркой, г	Время испытания t, мин
10 % $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ (сернокислый алюминий)	17,50	0	17,50	0
	17,42	15	17,59	2,5
	16,85	30	17,67	5
	16,38	45	17,48	7,5
	15,96	60	17,21	10
5,5 % $\text{NaHSO}_4$ (бисульфат натрия)	17,50	0	17,50	0
	15,83	15	16,32	2,5
	14,32	30	15,64	5
	13,41	45	14,76	7,5
	12,78	60	13,48	10



Исследования показали, что применение 5,5 % раствора  $\text{NaHSO}_4$  приводит к уменьшению массы корки на диске в 1,5–2 раза быстрее, чем в случае использования 10 % раствора  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ . В динамических условиях 10 % раствор  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$  в течение 5 минут не оказывает воздействия на корку. Таким образом, использование 5,5 % раствора  $\text{NaHSO}_4$  в качестве буферной жидкости позволит обеспечить надежный контакт цементного камня со стенкой скважины и поверхностью обсадных колонн.

#### Список литературы:

1. Разработка новой буферной жидкости для цементирования скважин / Е.А. Рогов [и др] // Бурение и нефть. – 2003. – № 9. – С. 22–25.
2. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – М. : 2011. – 125 с.
3. Рогов Е.А. Выбор буферных жидкостей при цементировании газовых скважин // Газовая промышленность. – 2008. – № 2. – С. 54–56.
4. Рогов Е.А. Буферная жидкость для цементирования скважин на подземных хранилищах газа // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 60–62.
5. Патент РФ на изобретение № 2309175. Буферная жидкость / Леонов Е.Г., Рогов Е.А., Джафаров К.И., Нифантов В.И., Литвинов Л.Н. Оpubл. 27.10.2007. Заявка № 2004137512/03 от 22.12.2004.
6. Рогов Е.А., Грачев В.В., Леонов Е.Г. Методика оперативной оценки эффективности составов жидкостей для разглинизации пористых образцов // Строительство скважин на суше и на море. – 1999. – № 1–2. – С. 29–32.
7. Патент РФ на полезную модель № 162266. Установка для формирования фильтрационных корок / Рогов Е.А., Солдаткин С.Г., Джафаров К.И. Оpubл. 10.06.2016. Заявка № 2015154019/05 от 16.12.2015.
8. Патент РФ на изобретение № 2680274. Установка для оценки смывающей способности буферных жидкостей / Рогов Е.А. Оpubл. 19.02.2019. Заявка № 2018102671 от 23.01.2018.
9. Патент РФ на полезную модель № 58709. Устройство для определения коэффициента трения фильтрационной корки / Рогов Е.А. Оpubл. 27.11.2006. Заявка № 2006124602/22 от 10.07.2006.
10. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А. Рогов, С.Г. Солдаткин, М.Ю. Барщев. Оpubл. 10.09.2013. Заявка № 2013118623/28 от 23.04.2013.
11. Патент РФ на полезную модель № 96962. Установка для проведения исследований / Рогов Е.А. Оpubл. 20.08.2010. Заявка № 2010111972/22 от 29.03.2010.
12. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство скважин на суше и на море. – 2022. – № 10 – С. 48–52.
13. Патент РФ на изобретение № 2559267. Состав для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов / Рогов Е.А. Оpubл. 10.08.2015. Заявка № 2014125461/03 от 24.06.2014.
14. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 34–36.
15. Рогов Е.А. Состав технологической жидкости для декольматации призабойной зоны пласта // Строительство скважин на суше и на море. – 2016. – № 6. – С. 38–40.
16. Рогов Е.А., Леонов Е.Г. Выбор состава ванн для ликвидации прихватов трубных колонн // Бурение и нефть. – 2006. – № 4. – С. 11–14.

#### List of references:

1. Development of new buffer fluid for well cementing / E.A. Rogov [and others] // Drilling and oil. – 2003. – № 9. – P. 22–25.
2. Rogov E.A. Development of Methods of Estimation of Compositions of Technological Liquids for Clay Formations Unstrengthening at Drilling Wells : doctoral thesis. D. in Technical Sciences: 25.00.15. – M. : 2011. – 125 p.
3. Rogov E.A. The choice of buffer liquids when cementing gas wells // Gas Industry. – 2008. – № 2. – P. 54–56.
4. Rogov E.A. Buffer liquid for cementing wells at underground gas storages // Gas Industry. – 2014. – № 3. – P. 60–62.
5. Patent of the Russian Federation for the invention № 2309175. Buffer liquid / E.G. Leonov, E.A. Rogov, K.I. Jafarov, V.I. Nifantov, L.N. Litvinov. 27.10.2007. Application № 2004137512/03 of 22.12.2004.



6. Rogov E.A., Grachev V.V., Leonov E.G. Methodology of operative assessment of efficiency of fluid compositions for deglazing of porous samples // Wells Construction onshore and offshore. – 1999. – № 1–2. – P. 29–32.
7. Patent of the Russian Federation on a useful model No. 162266. Installation for the formation of filtration crusts / Rogov E.A., Soldatkin S.G., Jafarov K.I. Opubl. 10.06.2016. Application no. 2015154019/05 of 16.12.2015.
8. Patent of the Russian Federation for the invention No. 2680274. Installation for evaluation of flushing ability of buffer liquids / Rogov E.A. Opubl. 19.02.2019. Application No. 2018102671 of 23.01.2018.
9. Patent of the Russian Federation for a useful model No. 58709. Device for determination of fracture coefficient of filtration crust / E.A. Rogov. 27.11.2006. Application № 2006124602/22 from 10.07.2006.
10. Patent of the Russian Federation on a useful model #132200. Device for Study of Filtration Processes in Formation at Killing of Wells / E.A. Rogov, S.G. Soldatkin, M.Yu. Barshchev. Published on 10.09.2013. Application № 2013118623/28 of 23.04.2013.
11. Patent of Russian Federation on useful model № 96962. Installation for research / Rogov E.A. Opubl. 20.08.2010. Application № 2010111972/22 of 29.03.2010.
12. Rogov E.A. Study of Efficiency of Influence of Complexons on Recovery of Permeability of Productive Horizons // Well Construction on Land and at Sea. – 2022. – № 10 – P. 48–52.
13. Patent of the Russian Federation for the invention № 2559267. Composition for treatment of the bottom-hole zone of terrigenous reservoirs / E.A. Rogov. 10.08.2015. Application № 2014125461/03 of 24.06.2014.
14. Rogov E.A. Process fluid for treatment of the bottomhole zone of terrigenous reservoirs in underground gas storages // Oilfield Business. – 2016. – № 5. – P. 34–36.
15. Rogov E.A. Composition of technological fluid for bottomhole formation zone decolmatization // Construction of wells on land and at sea. – 2016. – № 6. – P. 38–40.
16. Rogov E.A., Leonov E.G. Choice of bath composition for elimination of stuck pipe strings // Drilling and Oil. – 2006. – № 4. – P. 11–14.



УДК 622

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГА ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН EXPERIENCE IN THE USE OF COILED TUBING IN THE REPAIR OF OIL WELLS

### Симонянц Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры бурения нефтяных  
и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
ssturbo@mail.ru

### Мартirosян Гарик Андреевич

аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
martirosyangarik98@mail.ru

**Аннотация.** Рассматриваются возможности применения технологии колтюбинга при удалении асфальтосмолопарафинистых отложений. На примере западносибирского месторождения сравниваются затраты на бригаду КРС и бригаду колтюбинга.

**Ключевые слова:** колтюбинг, ремонт скважин, асфальтосмолопарафинистые отложения.

### Simonyants Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Science, Professor,  
Professor of drilling oil and gas wells  
department, National University of Oil  
and Gas «Gubkin University»  
ssturbo@mail.ru

### Martirosyan Garik Andreevich

Postgraduate Student of drilling oil and gas  
wells department, National University  
of Oil and Gas «Gubkin University»  
martirosyangarik98@mail.ru

**Annotation.** The possibilities of using coiled tubing technology in the removal of asphalt-resin-paraffin deposits are considered. Using the example of the West Siberian field, the costs of a cattle brigade and a coiled tubing brigade are compared.

**Keywords:** coiled tubing, well repair, asphalt-resin-paraffin deposits.

**В**остребованность технологий колтюбинга обусловлена рядом преимуществ перед традиционно применяемыми техническими решениями, из которых основными являются следующие [1]:

- сокращение времени проведения операций капитального ремонта скважин (КРС) и других внутрискважинных операций;
- снижение негативного воздействия на пласт за счёт отсутствия необходимости глушения скважины;
- проведение полного спектра внутрискважинных исследований в горизонтальном стволе;
- возможность бурения скважины при депрессии.

Работы по производству и применению гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в нефтегазовой отрасли нашей страны были начаты в 1971 г. с использованием импортного оборудования. В 1973 г. началось отечественное производство ГНКТ на Челябинском трубопрокатном заводе. С 1991 г. осуществляется промышленное внедрение технологии бурения скважин малого диаметра с применением ГНКТ.

Сфера применения колтюбинга расширяется за счёт использования внутрискважинных приборов и инструментов для заканчивания скважин, применения гидравлических забойных двигателей (ГЗД), а также в связи с ростом количества многозабойных скважин и операций многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП) [1, 2].

Области применения колтбинга:

- селективная закачка жидкостей, кислотных растворов;
- тепловая обработка;
- цементирование;
- отчистка от песка забоя скважины;
- промывки гидратно-парафиновых пробок и АСПО;
- закачка азота;
- геофизические исследования в добывающих и нагнетательных скважинах;
- получение данных с забоя в реальном времени;
- спуск каротажных приборов;
- визуальное обследование ствола скважины;
- резка и бурение боковых стволов;



- установка клапанов-отсекателей пласта;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- перфорация скважин;
- гидроразрыв пластов (ГРП, МГРП);
- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ);
- вертикальное углубление скважины;
- ловильные работы.

Эффективность внедрения колтюбинговых технологий с помощью ГНКТ обеспечивается возможностью проведения внутрискважинных работ без предварительного глушения скважины, возможностью выполнения различных работ в сильно искривленных скважинах, бурением и освоением горизонтально-разветвленных стволов при депрессии с охранением коллекторских свойств в призабойной зоне пласта, что в результате даёт кратное увеличение дебитов скважин.

На примере одного из западносибирских месторождений рассмотрим показатели применения двух технологий ремонта скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири при выполнении ремонтных работ по ликвидации парафинистых пробок. Известно, что добыча нефти на месторождениях Западной Сибири существенно осложнена выпадением асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО), как в скважинном оборудовании, так и в системе сбора нефти и газа. Главной причиной появления отложений является возрастающая перенасыщенность раствора в результате изменения термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования. Парафинизация оборудования связана также с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. При эксплуатации нефтяных скважин отложения АСПО в насосно-компрессорных трубах (НКТ) уменьшают их полезное сечение в следствие чего значительно снижается добыча нефти и увеличивается расход электроэнергии при ее откачке.

АСПО – сложная углеводородная смесь, которая состоит из парафинов, асфальто-смолистых веществ, силикагелевой смолы, воды, масел и механических примесей. Отложения этой смеси в трубах представляет собой твёрдую пробку – рисунок 1.



Рисунок 1 – АСПО в трубе

Самыми распространенными способами борьбы с АСПО являются «горячая» обработка лифта скважины нефтью либо паром и метод механической очистки скребками разнообразной конструкции. С помощью ГНКТ можно добиться очистки стенок НКТ для возобновления добычи нефти.

Промывка лифта НКТ от парафиновых отложений осуществляется путем выполнения ряда последовательных операций:

- расстановка и монтаж оборудования флота ГНКТ;
- проведение пусковой комиссии;
- разогрев тех. жидкости до рабочей температуры (85–89 °С);
- спуск ГНКТ оборудованной скребком, либо гидромониторной насадкой до указанной в плане-работ глубины (V первичного спуска ГНКТ не должна превышать 4 м/мин и через каждые 300 м спуска производится приподъем ГНКТ на высоту не менее 5 м со скоростью не более 5 м/мин);
  - подъем ГНКТ до устья скважины (скорость подъема ГНКТ не должна превышать 8 м/мин);
  - демонтаж устьевого оборудования и флота ГНКТ, с последующим переездом на следующую скважину.

В качестве примера рассмотрим две одинаковые нефтяные скважины с глубиной 2500 метров, в которых запланировано удаление АСПО. На одну из скважин выехала бригада КРС, на другую бри-



года колтюбинга. В среднем за один год по плану должно быть выполнено 311 ремонтов скважин. Данные получены с одного из нефтяных месторождений Западной Сибири.

В таблице 1 приведены финансовые показатели ремонтных работ, выполненных двумя рассматриваемыми бригадами. Видно, что разница в затратах на работы по ликвидации АСПО равняется 2 099 000 рублей за один ремонт и 657 789 000 рублей за 311 ремонтов скважин за год. И эта разница явно в пользу бригады, применяющей котюбинговую технологию.

**Таблица 1** – Показатели работ

Наименование	Ед. измер.	КРС	Колтюбинг
Средняя продолжительность 1 ремонта	час	231	52
Стоимость 1-ого бр. часа	руб	11000	8500
Стоимость 1 ремонта	руб	2 541 000	442 000
Стоимость за год	руб	790 251 000	137 462 000

Кроме этого стоит учесть, что во время работы флота колтюбинга, скважина может продолжать работать, тогда как при работе бригады КРС добычу из скважины приходится останавливать. Эти данные учтены при расчёте, результаты которого показаны в таблице 2.

**Таблица 2** – Потери добычи нефти при работе бригады КРС

Наименование	Ед. измер.	КРС	Колтюбинг
Средний дебет	т/сут	35,7	35,7
Стоимость 1 тонны нефти	руб	36 500	36 500
Потери в добыче при проведении 1-ого ремонта	т	343	0
Убытки полученные за год	руб	3 893 564 500	0

Таким образом расчёты показывают, что затраты на бригаду КРС за год, в рассмотренном примере, получаются больше, чем на 4,55 млрд руб., по сравнению с бригадой колтюбинга. Это серьезное преимущество технологии колтюбинга в конечном счёте являются решающим фактором для нефтегазовых компаний, выбирающих подрядчика для капитального ремонта скважин.

#### Список литературы:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Миннивалеев Т.Н., Миннивалеев А.Н. Применение технологий колтюбинга при выполнении буровых и внутрискважинных работ: учебное пособие. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2019. – 108 с.

#### List of references:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Minnivaliev T.N., Minnivaliev A.N. Application of Coiled Tubing Technology for Drilling and Well Intervention: a training manual. – Ufa : publishing house USNTU, 2019. – 108 p.



УДК 622.245(075)

## ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕВЫХ ПРОБОК ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ МНОГОРАЗМЕРНЫХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

### APPLICATION OF SILICONE PLUGS FOR CEMENTING OF MULTI-SIZE CASING

**Сулейманов Э.М.**

доктор технических наук, профессор,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности  
eldar.suleymanov.1950@gmail.com

**Кузнецов В.А.**

кандидат технических наук, доцент,  
Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности

**Аннотация.** Для многоразмерных обсадных колонн схемах цементирования обсадных колонн необходимы сложные конструкции разделительных пробок, причем нет надежной гарантии, что во время цементирования пробка выполнит свое назначение, т.е. разделиться и поменять диаметр при переходе с одного размера на другой. В случае использования гелевой пробки нет необходимости создавать определенную форму многоразмерной пробки достаточно поместить жидкий гелий в полость верхней обсадной колонны и дать время для его отверждения, после чего можно будет закачивать продавочную жидкость под давлением.

**Ключевые слова:** Цементирующая пробка, многоразмерные колонны, продавочная жидкость, цементирования скважин, гелевая пробка.

**Suleimanov E.M.**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry  
eldar.suleymanov.1950@gmail.com

**Kuznetsov V.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Azerbaijan State University  
of Oil and Industry

**Annotation.** For multi-size casing strings, casing cementing schemes require complex separation plug designs, and there is no reliable guarantee that during cementing, the plug will fulfill its purpose, i.e., separate and change diameter when moving from one size to another. In the case of using a helium plug, it is not necessary to create a specific shape of a multi-size plug; it is enough to place liquid helium in the cavity of the upper casing and allow time for it to solidify, after which it will be possible to pump the displacement fluid under pressure.

**Keywords:** cementing plug, multidimensional columns, displacement fluid, well cementing, helium plug.

Современные разделительные пробки (ПРП-Т) применяются для цементирования (тампования) скважин и предназначены для:

– нижняя пробка (Н) – для очистки внутренней поверхности корпуса от глинистой корки и предотвращения и разделения смешивания цементного (пробкового) раствора и буферной жидкости, поступающей с лицевой стороны;

– пробка верхняя (Б) – традиционно используется – необходима для получения скачка давления «Стоп», указывающего на окончание процесса цементирования, а также для предотвращения смешения и разделения тампонажного раствора (пробка) и вытесняющей жидкости (буровой раствор).

Пробки донные полые трехлепестковые резинотехнические изделия, с открытым верхним концом, вертикально вклеенным алюминиевым патрубком и резиновой диафрагмой толщиной 20 мм на нижнем конце. Разрыв диафрагмы происходит после опускания нижней пробки в клапане ЦКОДМ и при превышении давления 1,5–2,0 МПа.

Пробки верхние герметичные, перфорированные, цельнорезиновые, 3-х ножевые изделия с чугунной опорной шайбой диска, уплотненные снизу.

Пробки верхние буровые, резиновые, 3-х лопастные изделия с запрессованным вертикальным цементным сердечником в объеме около 80 % от общего объема цилиндрической части пробки.

Пробки с резиновым покрытием позволяют использовать буровые растворы, как на водной, так и на нефтяной основе [1, 2].

Максимальная температура для употребления пробок – 150 градусов Цельсия в течение 6 часов. При использовании пробок при температуре выше 150 градусов резина становится мягче, и ухудшаются герметизирующие свойства.

Как известно, гелевый материал используется во многих отраслях промышленности. Он особенно востребован в отраслях, где требуется максимальное достижение таких свойств, как прочность, предел прочности, относительное удлинение при разрыве, устойчивость к температурам и агрессивным средам, но самое главное, он должен быть приобретать форму внутренней полости, куда помещен.

Поэтому неудивительно, что гелевые пробки или поршни часто используются в качестве очистителя трубопроводов в нефтегазовой отрасли. (Патент RU № 2115858, 6F 17D 3/08)

Пробки для цементирования обсадных труб, используемые для отделения цементного раствора от продавочной жидкости, бывают различных форм, в основном резиновые. Такие пробки применяются как в одноразмерных схемах цементирования, так и в многоразмерных способах.





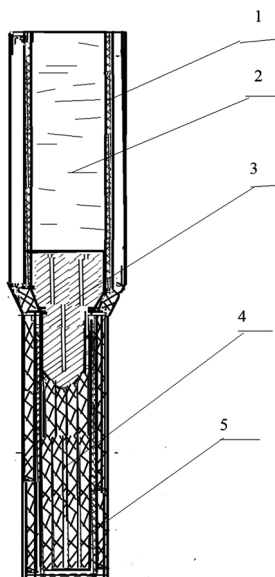
При многоразмерном цементировании пробки имеет сложные конструкции, они должны разделяться при переходе от одного диаметра обсадной колонны к диаметру другой. Это разделение в процессе цементирования скважин невозможно контролировать. Поэтому к резиновым пробкам для цементирования многоразмерных обсадных колонн предъявляются повышенные требования.

В случае с гелевыми пробками нет необходимости создавать специальную форму многоразмерной пробки, достаточно поместить жидкий гелий в полость верхней обсадной колонны и дать время затвердеть, после чего пробку можно продавить с помощью продавочной жидкости посредством нагнетательного насоса.

В результате гелевая пробка, образуемая на границе раздела цементного раствора и продавочной жидкости, будет герметично прилегать к внутреннему диаметру обсадной колонны и надежно отделять цементный раствор от продавочной жидкости.

При переходе от одного диаметра к другому форма рассматриваемой гелевые пробки легко изменяется как в переходной зоне, так и в последующем нижнем диаметре обсадной колонны.

На рисунке 1 представлена схема цементирования многоразмерной скважины.



**Рисунок 1** – Схема цементирования многоразмерной скважины: 1 – обсадная колонна; 2 – продавочная жидкость; 3 – гелевая пробка; 4 – обсадная колонна; 5 – цементный раствор

Применения гелия в качестве разделительных пробок между продавочной жидкостью и цементным раствором значительно упростит процесс цементирования скважин и позволит качественно очистить внутреннюю поверхность обсадных труб от цементного раствора.

Свойства гелевой пробки зависят от количества и вида добавок, которые вводятся на этапе изготовления.

Способность сохранять эластичность и не деформироваться при нагреве свыше 300°C и охлаждении до –90 °С, а также другие свойства, характерные для гелевых материалов. Из-за низкого поверхностного натяжения гелевые пробки могут надежно служить как разделители разных по составу и плотности жидкостей используемые в нефтегазовой области.

#### Список литературы:

1. Сулейманов Э.Т. Совершенствование конструкции нижней разделительной цементировочной пробки / НИИ ГТПНГХ АГУНП // Труды. – 2017. – Т 17. – С. 28–34.
2. Сулейманов Э.М., Кузнецов В.А., Сулейманов Э.Т. Цементировочная пробка для многоразмерных обсадных колонн // 11 международной научно-практической конференции «Хазарнефтегазтаг – 2016». – Баку, декабрь 2016. – С. 5–8.
3. Многофункциональный гелевый поршень для очистки трубопроводов и разделения сред и способ получения его. Патент RU № 2115858, 6F 17D 3/08.

#### List of references:

1. Suleymanov E.T. Improvement of the design of the bottom cementing plug / Research Institute of GTPNGH ASUNP // Proceedings. – 2017. – V. 17. – P. 28–34.
2. Suleymanov E.M., Kuznetsov V.A., Suleymanov E.T. Cementing plug for different-sized casing // 11th international scientific and practical conference «Khazarneftega-zyatag – 2016». – Baku, December, 2016. – P. 5–8.
3. Multifunctional gel piston for pipeline cleaning and media separation and the method of obtaining it. Patent RU № 2115858, 6F 17D 3/08.



УДК 622.24

## ОСНОВЫ РЕЗАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД РЕЗЦАМИ PDC

### FUNDAMENTALS OF ROCK CUTTING WITH PDC CUTTERS

**Третьяк Александр Александрович**

доктор технических наук,  
профессор кафедры «Нефтегазовая техника и технологии»,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Черкасов Сергей Сергеевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
Cherkasov.s201@gmail.ru

**Савенко Никита Сергеевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
Savenkonikita971@gmail.ru

**Аннотация.** В статье представлено обоснование процесса изнашивания и образования поломок инструмента при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин в целях сокращения сроков их строительства и повышения их экономической эффективности, посредством создания новых высокопроизводительных породоразрушающих инструментов. Установлено, что важнейшей характеристикой буровых инструментов, армированных PDC, является показатель интенсивности износа пластин по высоте во времени. На основании структурного подобия крепких крупнозернистых пород и абразивных заточных, а также лабораторных исследований были получены зависимости, позволяющие рассчитывать механическую скорость бурения и наработку буровых инструментов, армированных PDC. Показано, что основные виды поломок PDC происходят от ударных нагрузок, действующих со стороны передней и со стороны задней граней режущих элементов и формирующихся при возникновении в бурильной колонне крутильных и продольных колебаний. Приведена расчетная схема при резании-скалывании горной породы резцом PDC.

**Ключевые слова:** буровой инструмент, резцы PDC, резание горных пород.

**Tretyak Alexander Alexandrovich**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department  
«Oil and gas equipment and technologies»,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
13050465@mail.ru

**Cherkasov Sergey Sergeevich**

Student,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
Cherkasov.s201@gmail.ru

**Savenko Nikita Sergeevich**

Student,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
Savenkonikita971@gmail.ru

**Annotation.** The article presents the rationale for the process of wear and the formation of tool breakages during the drilling of exploratory, exploration and production wells in order to reduce their construction time and increase their economic efficiency through the creation of new high-performance rock cutting tools. It has been established that the most important characteristic of PDC-reinforced drilling tools is the rate of wear of the plates along the height in time. Based on the structural similarity of hard coarse-grained rocks and abrasive grinding tools, as well as laboratory studies, dependences were obtained that allow calculating the mechanical drilling speed and the operating time of drilling tools reinforced with PDC. It is shown that the main types of PDC failures are caused by impact loads acting from the front and back faces of the cutting elements and formed when torsional and longitudinal vibrations occur in the drill string. The design scheme for cutting-chipping of rock with a PDC cutter is given.

**Keywords:** drilling tool, PDC cutters, rock cutting.

Одним из решений в сокращении сроков строительства скважин и повышения их экономической эффективности является создание новых высокопроизводительных породоразрушающих инструментов. Главной составляющей повышения эффективности бурения является оптимизация конструкций долот режуще-скалывающего действия, армированных пластинами PDC (polycrystalline diamond compact).

Большое количество экспериментальных исследований отдельных авторов и опыт многих буровых компаний в области вращательного бурения скважин показывает, что эффективность обработки долот, армированных PDC, зависит не только от технологических режимов бурения, но и от характера их обработки.

При бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин буровой инструмент проходит через сланцы, известняки, песчаники, кварциты и другие породы различной крепости и абразивности. Для определения степени износа долот (коронки) приходится поднимать инструмент на поверхность. Длительность процесса спускоподъемных операций значительно удорожает строительство скважин.



Известно, что процесс резания горных пород, независимо от их категории по буримости, во много раз более рациональный, чем процесс вдавливания, так как затраты энергии на разрушение отличаются в разы.

Разрушение горной породы резанием – это сложный технологический процесс, в котором задействовано большое количество факторов, начиная от главных – технологических или режимных параметров бурения (нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН, частота вращения породоразрушающего инструмента, об/мин., качество и количество промывочной жидкости, л/мин) и заканчивая физико-техническими и горно-технологическими свойствами горных пород.

С учетом вышеизложенного оценить эффективность процесса резания горных пород довольно сложно, что требует инновационных подходов.

Известно, что при бурении новым долотом и при оптимальном усилии подачи происходит процесс резания, то есть объемное разрушение горной породы. Однако по мере затупления резцов PDC площадь контакта их с породой увеличивается, контактные напряжения в породе становятся меньше ее твердости на вдавливание, объемное разрушение переходит в усталостное, а затем в поверхностное, то есть идет процесс истирания. Избежать этого в значительной мере можно изменением параметров бурения по мере затупления резцов PDC. Для этого необходимо разработать оперативные методы, позволяющие с минимальными затратами прогнозировать износ резцов.

Износ резцов PDC зависит, прежде всего, от абразивности породы, геометрии рабочей части долота, режима бурения (нагрузка, частота вращения) и интенсивности удаления продуктов разрушения. В соответствии с этим, чтобы повысить скорость бурения, необходимо правильно подобрать тип долота, технологический режим бурения и соблюдать определенный порядок отработки долот.

Уровень отработки долот, армированных PDC, оценивается с помощью технико-экономических показателей, к которым относится: механическая скорость бурения (м/ч); величина проходки за рейс (м); количество метров, пробуренных одним долотом (м); стоимость 1 м пробуренной скважины (руб.)

Известно, что долота PDC, после отработки, изнашиваются неравномерно – наиболее всего изнашиваются резцы по периферийной части из-за наибольших удельных мощностей трения, а наименее центральные. По опыту отработок износ в центральной части лопасти чаще всего отсутствует [1, 2].

Одной из причин износа породоразрушающего инструмента является неоптимальная нагрузка на отдельные участки рабочих поверхностей, а также возникающие разрушительные вибрации. В связи с этим, необходимо проектировать геометрию долот в зависимости от и распределения данных нагрузок. Для этого необходимо оценить влияние физико-механических свойств горных пород на условия работы породоразрушающего инструмента. Для оценки влияния большое значение имеют стендовые исследования. Данные, полученные при их исследовании, позволят с минимальными затратами оценить эффективность конструкции породоразрушающего элемента, а также наметить пути по их совершенствованию [3, 7].

Современное развитие добывающих отраслей промышленности требует усовершенствования технологии бурения скважин, увеличения механической скорости проходки, проходки на долото, снижения вибрационного режима в процессе бурения в условиях высокой изменчивости физико-механических свойств горных пород. Особенно высоки требования к эксплуатационным параметрам долот при проходке глубоких и протяженных стволов скважин сложного профиля, предназначенных для добычи углеводородного сырья. В таких условиях выбор конструкции долота, схемы резцов и параметры режима бурения имеют большое значение для технико-экономических показателей процесса бурения горных пород.

Важнейшим параметром работы долота режуще-скалывающего действия является линейная скорость перемещения резца по забою. Ранее рядом авторов рассмотрено влияние на процесс резания-скалывания горной породы линейной скорости резца и других параметров.

Целью исследования является повышение стойкости долот с резцами PDC, определяющей их ресурс и производительность за счет применения усовершенствованной теории при проектировании долот с учетом динамических особенностей механизма разрушения горных пород и сопротивления среды.

Рассматривая технологию резания горных пород резцами PDC необходимо отметить, что относительно оси вращения долота резцы PDC могут располагаться параллельно, наклонно и с поворотом на некоторый угол, что определяет угол резания –  $\sigma^\circ$ , который может быть прямым ( $\sigma = 90^\circ$ ), положительным ( $\sigma > 90^\circ$ ) и отрицательным ( $\sigma < 90^\circ$ ).

Экспериментальные исследования показали, что оптимальной является технология бурения горной породы резцом PDC, когда передний угол составляет 10–35 градусов. Схема резания горной породы приведена на рисунке 1.

Передний угол – один из главных элементов режущей части породоразрушающего инструмента. Его величина является средством, с помощью которого можно изменять сопротивление резанию и расход энергии на резание. От величины переднего угла зависит количество выделяющейся теплоты при бурении горных пород, температура, износ и стойкость инструмента.

При использовании долот, армированных резцами PDC большое значение имеет выбор схемы резания, так как от этого зависит эффективность разрушения горных пород. Основной схемой резания является свободная схема резания, представленная на рисунке 2.





### Выводы

Выполненные на кафедре «Нефтегазовая техника и технологии» экспериментальные исследования позволили установить следующее:

- При конструировании долот, армированных резцами PDC угол установки резцов должен изменяться от 10 до 35 градусов.
- Линейная скорость перемещения резца PDC по забою является основным параметром работы долота.

### Список литературы:

1. Буренков Н.Н., Третьяк А.А., Чихоткин А.В. Режущая часть долота PDC: оптимизация геометрических параметров // Oil&Gas Journal Russia. – 2013. – № 5.
2. Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е., Третьяк А.А. Разработка методики расчета наработки породоразрушающего инструмента с алмазно-твердосплавным вооружением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 2–5.
3. Стабилизирующая кольцевая буровая коронка // Патент № 2577351 Рос. Федерации / Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Савенок О.С. и др. Заявл. 26.01.15, опубл. 20.11.16, Бюл. № 8.
4. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Борисов К.А. Определение скорости бурения и наработки коронок нового поколения, армированных алмазно-твердосплавными пластинами // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2017. – № 3. – С. 46–49.
5. Третьяк А.А., Кузнецова А.В., Борисов К.А. Определение поломок резцов PDC с помощью регрессионного и нейросетевого моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 169–177.
6. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Борисов К.А. Влияние крутильных и продольных колебаний на скорость бурения и образование поломок элементов буровых долот, армированных PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 11.
7. Нескоромных В.В., Попова М.С. Основы системного подхода к проектированию бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 8. – С. 26–31.

### List of references:

1. Burenkov N.N., Tretiak A.A., Chikhotkin A.V. Cutting part of the RDS bit: optimization of geo-metric parameters // Oil&Gas Journal Russia. – 2013. – № 5.
2. Litkevich Y.F., Aseeva A.E., Tretiak A.A. Development of calculation methodology of rock destruction tool run with diamond-hard-alloy armament // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2010. – № 12. – P. 2–5.
3. Stabilizing ring drill bit // Patent № 2577351 of the Russian Federation. F., Savenok O.S. et al. Claim. 26.01.15, publ. 20.11.16, Bull № 8.
4. Tretiak A.A., Litkevich Y.F., Borisov K.A. Determination of drilling speed and operating time of new generation crowns, reinforced with diamond-solid plates // Business Journal Neftegaz.ru. – 2017. – № 3. – P. 46–49.
5. Tretiak A.Y., Kuznetsova A.V., Borisov K.A. Determination of PDC cutter breaks using regression and neural network modeling // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2019. – V. 330. – № 5. – P. 169–177.
6. Tretiak A.A., Litkevich Y.F., Borisov K.A. Influence of torsional and longitudinal oscillations on drilling speed and breakage formation of PDC-reinforced drill bit elements // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2019. – № 11.
7. Nesromnykh V.V., Popova M.S. Fundamentals of the system approach to the design of drilling tools // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2018. – № 8. – P. 26–31.



УДК 622.24

**РАЗРАБОТКА ИННОВАЦИОННЫХ ДОЛОТ, АРМИРОВАННЫХ РЕЗЦАМИ PDC****DEVELOPMENT OF INNOVATIVE BITS REINFORCED WITH PDC CUTTERS****Третьяк Александр Яковлевич**

доктор технических наук,  
профессор,  
заведующий кафедрой «Нефтегазовая техника и технологии»,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
13050465@mail.ru

**Кривошеев Кирилл Владимирович**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
kirillkriwosheev@yandex.ru

**Донченко Дмитрий Сергеевич**

студент,  
Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова  
donchenko\_dar@mail.ru

**Аннотация.** Разработаны, изготовлены и внедрены антивибрационные двухъярусные долота, армированные резцами PDC. Приведены рисунки и дано описание конструкции и принципа работы.

**Ключевые слова:** антивибрационные двухъярусные долота, конструкция долот, принцип работы долот.

**Tretiak Alexander Yakovlevich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Head of the Department «Oil and gas  
equipment and technologies»,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
13050465@mail.ru

**Krivosheev Kirill Vladimirovich**

Student,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
kirillkriwosheev@yandex.ru

**Donchenko Dmitry Sergeevich**

Student,  
South Russian State Polytechnic University  
(NPI) named after M.I. Platova  
donchenko\_dar@mail.ru

**Annotation.** Designed, manufactured and implemented anti-vibration double-deck bits reinforced with PDC cutters. Figures are given and a description of the design and principle of operation is given.

**Keywords:** anti-vibration double-deck bits, bit design, bit operation principle.

**3** алог экономической устойчивости Российской Федерации – это, прежде всего, эффективное развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Однако, для обеспечения развития ТЭК, необходим интенсивный рост сырьевой базы нефтегазовой промышленности, который невозможен без внедрения новых технологий и породоразрушающего инструмента для бурения скважин [5].

В настоящее время многочисленные, как зарубежные, так и российские предприятия выпускают буровые долота различного назначения. Наибольшее распространения получили долота, армированные алмазно-твердосплавными пластинами PDC, так как при бурении скважин более 80 % объема бурения горных пород проходят ими.

Многообразие буровых долот, армированных пластинами PDC, на рынке производителей, как и разнообразие геологических разрезов, заставляет специалистов заниматься разработкой путей усовершенствования конструкций долот и технологии их применения применительно к каждому конкретному нефтегазовому месторождению [3, 4].

Однако анализ современных конструкций долот отечественного и зарубежного производства и результаты выполненных нами работ, позволяют заявить о создании новых конструкций буровых долот повышенной эффективности [1, 2].

Традиционные долота, армированные PDC, имеют одноярусное исполнение. Эта модель широко апробирована и имеет ряд преимуществ: относительная простота изготовления, высокие наработки, возможность реставрации. Однако стоит учитывать довольно узкий диапазон возможности работы данной компоновки в рамках категорий твердости горных пород и в особенности выше VII категории. Связано данное явление, прежде всего, с большой первоначальной площадью соприкосновения торцевой часть долота с забоем. Каждая лопасть, состоящая из нескольких режущих элементов в единицу времени, проходит одинаковый путь резания и поэтому имеет одинаковую со всеми лопастями интенсивность изнашивания. Частота вращения для таких долот устанавливается, исходя из критической скорости резания, которая имеет максимальное значение на периферийных режущих элементах. Скорости резания на остальных линиях, более близких к оси вращения, ниже критических значений и убывают обратно пропорционально увеличению диаметров окружностей, на которых размещены режущие элементы. С учетом вышеизложенного нами предложено оригинальное решение задачи по



увеличению скорости резания горной породы забуривающим радиусом меньшего диаметра. Сохранение диаметра происходит за счет использования калибрующего яруса.

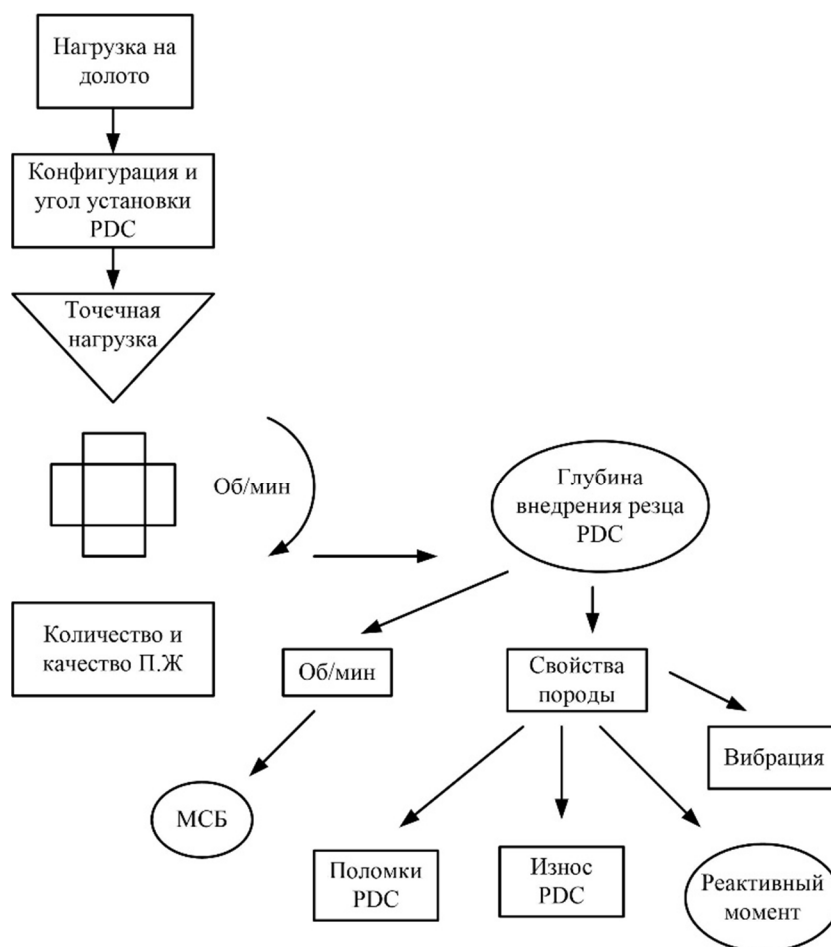
В настоящее время накоплен большой опыт эксплуатации буровых долот, армированных PDC, который позволяет определить «узкие» места, как к конструкции, так и в технологии их отработки. С учетом выше изложенного было разработано, на уровне изобретения, долото новой конструкции и подана заявка на получения патента. Разработка конструкции такого долота связана с необходимостью уменьшения степени вибрации и искривления ствола скважины, особенно когда горные породы в разрезе чередуются по твердости, трещиноватости, углу падения. Долото разработано для бурения средних, твердых и абразивных горных пород.

Благодаря улучшенной стабилизации, усовершенствованной гидравлике со сменными насадками, эффективной структуре вооружения (расположения резцов), применению съемных лопастей с высокопроизводительными резцами нового поколения гребнеобразной и конусной формы с увеличенной толщиной алмазного слоя долото обладает повышенной надежностью и обеспечивает высокую скорость и проходку.

Внедрение эффективного дизайна предлагаемого долота позволит сократить время бурения и снизить расходы на сооружение скважины.

При проектировании конструкций долот, армированных PDC используются следующие элементы дизайна: конфигурация долот (высота и толщина каждого из 3-х отдельных корпусов, количество, направление и конструкция гидромониторных насадок, материал долот, характеристика резцов PDC (количество резцов, расстояние между ними, размер резцов, угол атаки, угол бокового наклона резца; интерфейс основных резцов (конфигурация, состав, форма). Исходя из вышеизложенного и с целью оптимального проектирования нами предложен дизайн алгоритма работы долот, армированных PDC (рис. 1). Детальное изучение дизайна буровых долот позволило приступить к моделированию в натуральную величину оптимального стабилизирующего антивибрационного долота и к мелкосерийному его производству.

Известно, что если горная порода имеет категории по буримости от I до VIII, то породоразрушающий инструмент работает в режиме резания, если горная порода имеет категорию по буримости IX–X, то алмазный породоразрушающий инструмент работает в режиме алмазного резания – истирания.



**Рисунок 1** – Дизайн алгоритма работы долот, армированных PDC: МСБ – механическая скорость бурения; П.Ж – промывочная жидкость



Применение оптимальных по конструкции резцов PDC позволит обеспечить более высокую износостойкость и ударную прочность по сравнению с обычными резцами. Они создают более высокую концентрированную нагрузку на породу и способствуют эффективному разрушению породы с высокой прочностью на сжатие и категорией по буримости до X включительно. Достоинством разработанных долот является их высокая ремонтпригодность, то есть, все три части долота соединяются на резьбе и могут быть, в случае выхода из строя, заменены. Сменные гидравлические насадки позволяют оперативно производить их смену, в зависимости от прочности горных пород.

Рекомендуемая конструкция долот предназначена для бурения крепких и абразивных горных пород. Известно, что чем дальше от центра на долоте располагаются резцы PDC, тем в большей степени они изнашиваются. Поэтому предлагается именно такая конструкция долот. Алмазные резцы в виде синтетических штапиков и пластин PDC закрепляются на корпус долота с помощью пайки. Экспериментальные исследования разработанных долот показали, что именно двухъярусность долот и оптимальная схема расположения резцов PDC (угол поворота и угол установки резца) придают ему антивибрационные свойства. Таким образом, комплекс выше перечисленных свойств разработанных нами долот будет способствовать повышению механической скорости бурения, уменьшению вибрации и повышению проходки на долото. Долота отличаются от известных тем, что с целью гашения вибрации от крутильных и продольных колебаний, вызывающих поломки резцов оно выполнено двухъярусным с выпуклой конусообразной формой. Углы установки резцов PDC увеличиваются от периферии к центру долота. Ступенчатый забой, образующийся при бурении скважины экспериментальным долотом способствует меньшему искривлению ствола скважины, уменьшению вибрации, и, как результат, увеличению скорости бурения и проходки на долото.

К преимуществам двухъярусного, антивибрационного долота, армированного пластинами PDC в два ряда, относится:

- высокая механическая скорость и проходка на долото при бурении горных пород V категории по буримости (контактная прочность –  $P_k$  – 810 МПа), VI категории по буримости ( $P_k$  – 960 МПа), VII категории по буримости ( $P_k$  – 1200 МПа), VIII категории по буримости ( $P_k$  – 1780 МПа), IX категории по буримости ( $P_k$  – 2200 МПа);
- стойкость резцов к нагрузкам (до 350 Кн);
- улучшенная очистка забоя скважины и долота от шлама за счет оптимального расположения насадок, что исключает повторное истирание шлама;
- улучшенная стабилизация долота по стволу скважины за счет его двухъярусности, особенно при сооружении наклонно-направленных скважин и бурении трещиноватых и абразивных горных пород, залегающих под определенным углом к горизонту.

На кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного технического университета разработано и мелкосерийно выпускаются двухъярусные антивибрационные буровые долота, армированные пластинами PDC. На разработанные долота получены патенты Российской Федерации.

Сущность изобретения поясняется на рисунке 2, 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 забуривающий ярус, включающий хвостовик 10, внутренний канал долота 12, стабилизаторы 8 верхнего забуривающего яруса и режущие лопасти 5 верхнего забуривающего яруса 2, режущие лопасти 3 нижнего забуривающего яруса 1 и режущие лопасти 5 верхнего забуривающего яруса 2 выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами 4 нижнего забуривающего яруса 1 и режущими элементами 6 верхнего забуривающего яруса 2, стабилизаторы 7 нижнего забуривающего яруса 1 и стабилизаторы верхнего забуривающего яруса 2 представляют собой цилиндрические калибрующие поверхности, стабилизаторы 8 верхнего забуривающего 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 забуривающего яруса 2. 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. 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 3.

На фото 1 показано экспериментальное двухъярусное антивибрационное долото. На конструкцию долота получен патент (RU № 2740954).

Двухъярусное долото, отличающееся от известных тем, что с целью гашения вибрации от крутильных и продольных колебаний долота, вызывающих поломки резцов, за режущими резцами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резцов PDC с выпуклой конусообразной формой,





расположенных в линиях резания между плоскими резцами PDC. Таким образом, двухъярусное долото является антивибрационным.

С целью улучшения технологии бурения, особенно в части качества бурового раствора, было разработано стабилизирующее двухъярусное долото с вмонтированным в его корпус кольцевым постоянным магнитом (рис. 4)

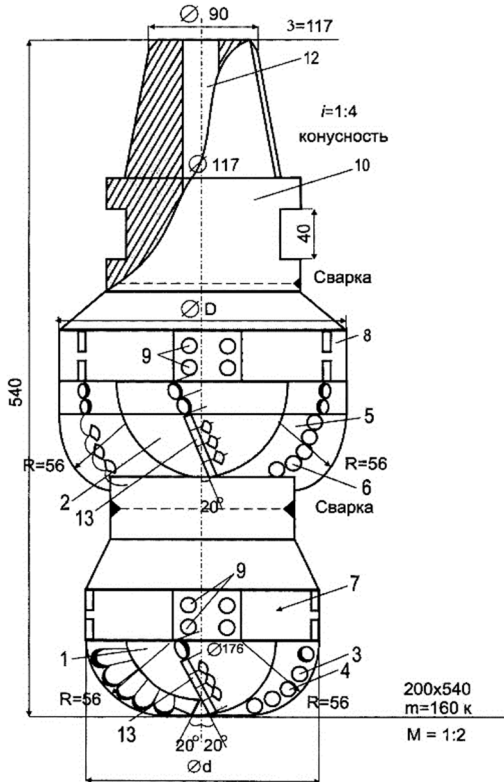


Рисунок 2 – Двухъярусное антивибрационное долото

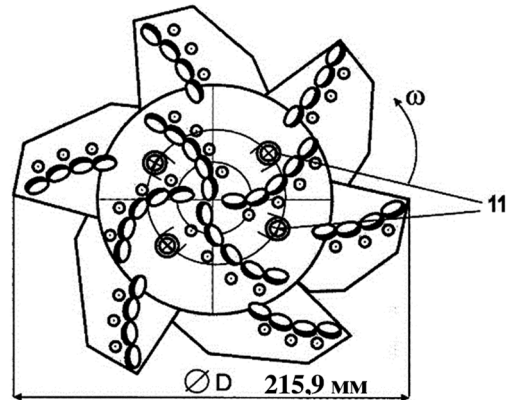


Рисунок 3 – Двухъярусное антивибрационное долото (вид снизу)

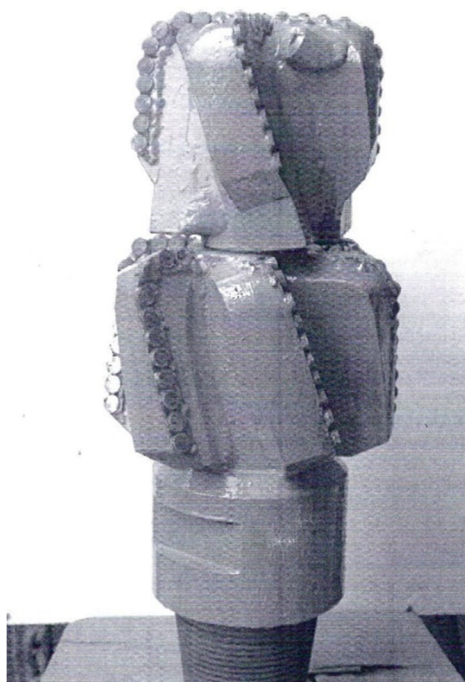


Фото 1 – Двухъярусное антивибрационное долото

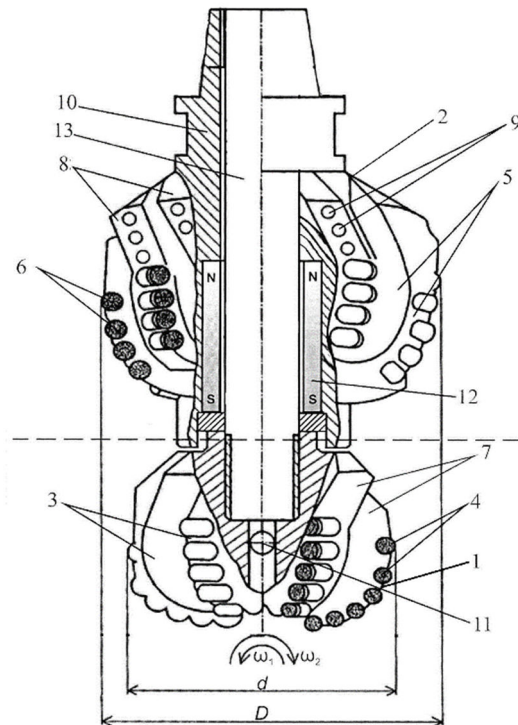


Рисунок 4 – Стабилизирующее двухъярусное долото режуще-скалывающего типа



Конструкция долота позволяет уменьшить крутящийся момент на буровом ставе, предупредить возможности возникновения крутильных колебаний при бурении, вызывающих поломки режущих элементов, улучшить параметры промывочной жидкости, добиться экономии химических реагентов. На данную конструкцию долота получен патент на изобретение (RU № 2695726). Режущие элементы на лопастях нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего ярусов выполнены в виде режущих элементов PDC гребнеобразной формы под отрицательным углом от  $10^\circ$  до  $35^\circ$ .

Работает долото следующим образом: при вращении нижнего забуривающего яруса 1 с угловой скоростью  $\omega_1$  и верхнего разбуривающего яруса 2 с угловой скоростью  $\omega_2$ , при осевом перемещении долота режущие 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 6 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 8 верхнего разбуривающего яруса 2 увеличивают площадь контакта со стенками скважины. Буровой раствор двигаясь по внутреннему каналу долота 13 в верхнем разбуривающем ярусе 2, служащем для перемещения бурового раствора, ведущему от хвостовика 10 в верхнем разбуривающем ярусе 2 к промывочным отверстиям 11 в нижнем забуривающем ярусе 1 долота, протекая по внутреннему каналу долота 13 через установленный в верхнем разбуривающем ярусе 2 кольцевой постоянный магнит 12, омагничивается им, что приводит к улучшению качества бурового раствора, то есть, его основных параметров (вязкость, плотность, водоотдача, статическое напряжение сдвига).

Внешнее магнитное поле изменяет распределение электронных облаков ионизированных молекул раствора. При этом изменяются энергии взаимодействия ионов с ближайшими молекулами воды и поляризация ионами близлежащих объемов воды, что приводит к изменению структуры раствора. Макромолекулы применяемых полимеров представлена высокомолекулярными соединениями и имеют линейную структуру. При обработке раствора магнитным полем происходит увеличение длины макромолекулы. В результате адсорбируется большее количество свободной воды за счет чего происходит повышение вязкости и снижение водоотдачи, увеличивается плотность и статическое напряжение сдвига, то есть, улучшается качество бурового раствора.

### Выводы

1. В настоящее время нефтегазовой отрасли необходимы «всепогодные» буровые долота, армированные режущими элементами PDC, способные бурить горные породы от I до IX категории по буримости и имеющие проходку на долото более 25 тысяч метров.
2. Разработанные инновационные, двухъярусные, антивибрационные долота являются маленьким вкладом в большую работу по разработке породоразрушающего инструмента нового поколения, который обладал бы уменьшенной степенью вибрации, повышенной проходкой и скоростью бурения, оптимальной гидравликой, а все узлы и режущие элементы должны быть легко заменяемыми.

### Список литературы:

1. Результаты применения новых конструкций буровых долот, армированных режущими элементами гребнеобразной формы PDC / А.Я. Третьяк [и др.] // Журнал «Устойчивое развитие горных территорий». – 2019. – Т. 11. – № 4(42). – С. 519–257.
2. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
3. Третьяк А.Я., Соловьев Н.В., Бурцев А.А. Конструирование высокоэффективного породоразрушающего инструмента // Сборник Международных конференций по промышленному инструменту и современным технологиям Far-East. – 2018. – № 11.
4. Методы расчета осевой нагрузки и механической скорости бурения двухъярусного долота режущего типа D-2BB / А.Я. Третьяк [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 3. – С. 13–15.
5. Нескормных В.В., Попова М.С. Основы системного подхода к проектированию бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 8. – С. 26–31.

### List of references:

1. Results of new drill bit designs reinforced with PDC ridge-shaped cutters / A.Y. Tretiak [et al.] // Journal of Sustainable Development of Mountain Territories. – 2019. – V. 11. – № 4(42). – P. 519–257.



2. Innovative approaches to the design of high-performance rock-destroying tools / A.Y. Tretiak [et al.] // Mining Information and Analytical Bulletin. – 2017. – № 8. – P. 225–230.
3. Tretiak A.Y., Soloviev N.V., Burtsev A.A. Designing high-performance rock destruction tools // Collection of International Conferences on Industrial Tools and Modern Technologies Far-East. – 2018. – № 11.
4. Calculation methods of axial load and mechanical drilling speed of a two-tier cutting bit type D-2VB / A.Y. Tretiak [et al.] // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2010. – № 3. – P. 13–15.
5. Nesromnykh V.V., Popova M.S. Fundamentals of the system approach to the design of drilling tools // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2018. – № 8. – P. 26–31.

**НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ**

# **БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ**

**Материалы VII Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2023 г.)**

---

**ТОМ 1:**

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

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

---

**Сборник статей**

Статьи публикуются в авторской редакции

Технический редактор – И.И. Фоменко  
Оригинал-макет – М.Н. Гусева  
Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Сдано в набор 01.04.2023  
Подписано в печать 01.06.2023.  
Формат 60 x 84<sup>1/8</sup>. Бумага офсетная. Печать riso.  
Печ. л. 24,25  
Изд. № 1311. Тираж 500 экз. Заказ № 3450

ООО «Издательский Дом – Юг»  
Россия, 350010, 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