

# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы III Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2019 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*



# READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of III International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2019)



*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***



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

**САВЕНОК Ольга Владимовна**

доктор технических наук, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

SAVENOK Olga Vadimovna  
Doctor of Technical Sciences, Professor of department of Oil and gas engineering department named after professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological 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 ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН), эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ).

### **MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of department of geology of oil and gas of a name of the academician A.A. Trophimuk FGAOU VO «The Kazan (Volga) federal university», Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS) (2015), Member of Society of Experts of Russia on subsurface use (OERN), Expert of the State Commission on Mineral Reserves (GKZ of the Russian Federation).

---

### **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.



# **БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ**

**Материалы III Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2019 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN  
Российской Федерации 27.07.2017

**ISSN 2587-8913**

---

**В 5 ТОМАХ**

**ТОМ 3:**

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

---

**Сборник статей**

Краснодар  
2019

УДК 622.1+622.323+622.691.4  
ББК 33.1+33.36+39.76+39.77  
Б90

Б90 **Булатовские чтения** : материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) : в 5 т. : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин.

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – 2019. – 164 с.

Сборник содержит материалы III Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2019 г., посвященной памяти выдающегося инженера-нефтяника, доктора технических наук, профессора, академика Анатолия Ивановича Булатова.

Участники конференции дали всестороннюю характеристику развития нефтегазовой отрасли, проанализировали применяемые на сегодняшний день методы, технику и технологии и сделали предложения по их модернизации; выработали рекомендации по дальнейшему развитию прикладных направлений научных исследований; внесли предложения по совершенствованию кадрового обеспечения и международному сотрудничеству.

В сборнике изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов, а также рассмотрены актуальные вопросы и проблемы освоения углеводородного потенциала Российской Федерации и зарубежных стран. Решение поставленных задач отражено в создании новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья. Широко представлены вопросы истории и современного состояния нефтегазового комплекса, подготовки кадров, разработки и внедрения энергетического и технологического оборудования, экономических и правовых исследований.

Научное издание предназначено для докторов и кандидатов наук различных специальностей, преподавателей вузов, докторантов, аспирантов, магистрантов, практикующих специалистов, студентов учебных заведений, а также всех, проявляющих интерес к рассматриваемой проблематике с целью использования в научной работе и учебной деятельности.

Издание выполнено в виде 5 томов, соответствующих тематическим направлениям работы конференции.

Материалы публикуются в авторской редакции. За достоверность сведений, изложенных в статьях, ответственность несут авторы.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. При использовании и заимствовании материалов ссылка на издание обязательна.

ББК 33.1+33.36+39.76+39.77  
УДК 622.1+622.323+622.691.4

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

**Materials of III International  
scientific and practical conference  
(on March 31, 2019)**

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

**ISSN 2587-8913**

---

**IN 5 VOL.**

**VOLUME 3:**

**DRILLING OF OIL AND GAS WELLS.  
DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS  
OF PIPELINE TRANSPORT**

---

**Conference bulletin**

Krasnodar  
2019

UDC 622.1+622.323+622.691.4  
BBC 33.1+33.36+39.76+39.77  
Б90

Б90 **Readings of A.I. Bulatov** : Materials of III International scientific and practical conference (On March 31, 2019) : in 5 v. : Conference bulletin / Under the general editor, Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South.

V. 3: Drilling of oil and gas wells.  
Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – 2019. – 164 p.

The Conference bulletin contains materials of the III International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2019 devoted to memory of the outstanding oil engineer, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician Anatoly Ivanovich Bulatov.

Participants of the Conference gave a comprehensive characteristic of the development of oil and gas fields, analysed the methods applied today, the equipment and technology and made offers on their modernization; developed recommendations about further development of applied scientific research; made offers on improvement of staffing and the international cooperation.

In the Conference bulletin results of research and developmental works on a wide range of questions are stated and also topical issues and problems of development of hydrocarbon capacity of the Russian Federation and foreign countries are considered. The solution based on the objectives is reflected in creation of new technologies of development of oil and gas fields, production, transportation and processing of hydrocarbon raw materials. Questions of history and the current state of an oil and gas complex, training, development and deployment of power and processing equipment, economic and legal researches are widely presented.

The scientific publication is intended for doctors and candidates of science of various specialties, teachers of higher education institutions, doctoral candidates, graduate students, undergraduates, practicing experts, students of educational institutions and also everyone, showing interest in the considered perspective for the purpose of use in scientific work and educational activity.

The edition is executed in 5 volumes corresponding to the thematic areas of the Conference.

Materials are published in author's original form as they were presented. Authors bear the reliability and responsibility of the data stated in the articles.

Editorial opinion can not coincide with opinion of authors of articles. It is obligatory that all materials cited are referenced.

BBC 33.1+33.36+39.76+39.77  
UDC 622.1+622.323+622.691.4



## ОГЛАВЛЕНИЕ

\*\*\*\*\*

## TABLE OF CONTENTS

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

\*\*\*\*\*

## DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

<b>Цырин Ю.З., Проводников Г.Б.</b> О совместных работах ВНИИБТ и СургутНИПИнефть по повышению эффективности заканчивания скважин .....	19
<b>Tsyrin Yu.Z., Provodnikov G.B.</b> On the joint work of WNIIBT and SurgutNIPIneft to improve well completion efficiency	
<b>Агзамов Ф.А.</b> О некоторых особенностях получения и применения расширяющихся цементов.....	26
<b>Agzamov F.A.</b> About some features of receiving and application the extending cements	
<b>Аглиуллин Р.У., Логинова М.Е.</b> Изучение вязкоупругих систем на основе полиакриламида .....	33
<b>Agliullin R.U., Loginova M.E.</b> Study of viscoelastic systems based on polyacrylamide	
<b>Бейлярова Г.А.</b> Моделирование сил сопротивлений в тонких боковых стволах .....	36
<b>Beulyarova G.A.</b> Modeling of the forces of resistance in slim lateral holes	
<b>Белей И.И., Цепилова И.А., Федоровская В.А.</b> Следования буферных жидкостей с вязкоупругими свойствами на основе структурообразующей добавки ТД 300.050.ВП .....	38
<b>Beley I.I., Tsepilova I.A., Fedorovskaya V.A.</b> Research investigation of buffer fluids with viscoelastic properties based on the structure-forming additive TD 300.050.VP	
<b>Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Горлов И.В., Мартынов Н.Н.</b> Первичное вскрытие бурением аномально-гидропроводных трещинных коллекторов с АВГД флюидной системы .....	44
<b>Vakhromeev A.G., Sverkunov S.A., Gorlov I.V., Martynov N.N.</b> Primary autopsy of abnormally hydroconductive reservoirs	
<b>Вороник А.М., Дорошенко А.С., Каменских С.В., Уляшева Н.М.</b> Изучение способов повышения отмывающей способности буферных жидкостей .....	48
<b>Voronik A.M., Doroshenko A.S., Kamenskih S.V., Ulasheva N.M.</b> Studying of ways of increase in the washing ability of buffer liquids	
<b>Деркач Н.Д., Добрынина А.К., Пестренин В.М., Пестренина И.В.</b> Влияние заходности ВЗД на его усталостную прочность .....	54
<b>Derkach N.D., Dobrynina A.K., Pestrenin V.M., Pestrenina I.V.</b> Influence power section lobe configuration of positive displacement motors on its fatigue strength	
<b>Джаббарова Г.В. кызы, Шамхалова Г.А. кызы</b> К вопросу об утилизации бурового раствора .....	59
<b>Jabbarova G.V., Shamkhalova G.A.</b> To the question of the mud disposal	
<b>Иванова Т.Н., Никитина О.В., Сафронов С.И.</b> Исследования работоспособности породоразрушающего инструмента на месторождении Удмуртии .....	61
<b>Ivanova T.N., Nikitina O.V., Safronov S.I.</b> Research work possibility of peg-deplicating tool on the field of Udmurtia	



<b>Иванова Т.Н., Сафронов С.И.</b> Буровые растворы, применяемые на месторождениях Удмуртии .....	64
<b>Ivanova T.N., Safronov S.I.</b> Drilling fluids used in the fields of the Udmurt republic	
<b>Комилов Т.О., Рахимов А.А.</b> Способы кольматации трещин в осложнённые зоны скважин .....	68
<b>Komilov T.O., Rakhimov A.A.</b> Methods of colmating cracks in complicated wells zones	
<b>Комилов Т.О., Рахимов А.А.</b> Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине .....	69
<b>Komilov T.O., Rakhimov A.A.</b> Method of isolation of zone of swindling flushing in the wells	
<b>Лышко Г.Н.</b> К будущим инженерам-буровикам .....	70
<b>Lyshko G.N.</b> To the future drilling engineers	
<b>Мойса Ю.Н.</b> Применение смазочных добавок в буровых растворах .....	72
<b>Moisa Yu.N.</b> Use of lubricants in drilling fluids	
<b>Максимович В.Г., Мойса Ю.Н., Барышников А.М.</b> Исследование дисперсности технического углерода производства ООО «Агентство Ртутная Безопасность» .....	84
<b>Maximovich V.G., Moisa Yu.N., Baryshnikov A.M.</b> Study of the production carbon black dispersion of the «Mercury Safety Agency» LTD	
<b>Паршукова Л.А., Симикин А.В., Симикин А.В., Шакиров Р.Р., Казанцев М.И.</b> Проблемы устойчивости ствола скважины и пути их решения .....	90
<b>Parshukova L.A., Simikin A.V., Simikin A.V., Shakirov R.R., Kazantsev M.I.</b> Problems of wellbore stability and ways of solving them	
<b>Плиева Е.Б., Капитонов В.А., Спиридонов П.Ю.</b> Предупреждение заколонных перетоков путём применения газоблокирующих составов .....	92
<b>Plieva E.B., Kapitonov V.A., Spiridonov P.Yu.</b> Prevention of annular flows by applying gas-blocking compositions	
<b>Рахматуллин Д.В., Четвериков А.А.</b> К вопросу строительства многоствольных скважин на морских месторождениях нефти и газа .....	97
<b>Rakhmatullin D.V., Chetverikov A.A.</b> The issue of construction of multilateral wells at offshore oil and gas fields	
<b>Климов В.В., Силвейра М.И., Усов С.В.</b> Повышение эффективности бурения наклонно-горизонтальных скважин путем совершенствования очистки ствола от выбуренной породы .....	99
<b>Klimov V.V., Silveira M.H., Usov S.V.</b> Improving the efficiency of drilling slanted and horizontal wells by improving the wellbore cleaning from cuttings	
<b>Симонянц С.Л., Гуринович А.В.</b> Экспертная система выбора рационального типа гидравлического забойного двигателя для бурения .....	106
<b>Simonyants S.L., Gurinovich A.V.</b> The expert system for the selection of the efficient type of hydraulic downhole motor for drilling	
<b>Уляшева Н.М., Шишов А.М., Логачев Ю.Л., Дуркин В.В.</b> К вопросу использования полимерных реагентов в буровых растворах для вскрытия продуктивных пластов .....	111
<b>Ulyasheva N.M., Shishov A.M., Logachev Yu.L., Durkin V.V.</b> On the use of polymer reagents in drilling fluids for drilling in productive formations	
<b>Федорова Н.Г., Димитриади Ю.К., Вагина Т.Ш., Воропаева Е.Д., Ряполов Н.А.</b> Гамма-процентный ресурс скважин и критерий срока службы резьбовых соединений труб обсадных колонн .....	120
<b>Fedorova N.G., Dimitriadi Yu.K., Vagina T.Sh., Voropaeva Y.D., Ryapolov N.A.</b> The gamma-percentage service life of wells and the criterion of threaded connections lifetime of casing pipes	



**Часовников Д.В.**  
Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин ..... 125  
**Chasovnikov D.V.**  
Using of swelling packers during completion horizontal wells

**Шмончева Е.Е., Исмаилов Ф.Н. оглы**  
Устройства для цементирования эксплуатационной колонны на горизонтальном участке ..... 129  
**Shmoncheva E.E., Ismayilov F.N.**  
Equipment for cementing the production casing in a horizontal section

**Щербич Н.Е., Балуев А.А., Коростелев А.С., Функ Р.А., Щербич Д.А., Мансурова М.М.**  
Исследования по эффективности материалов для приготовления буферных жидкостей типа МБП-М, МБП-С ..... 132  
**Shcherbich N.Ye., Baluyev A.A., Korostelev A.S., Funk R.A., Shcherbich D.A., Mansurova M.M.**  
Studies on the efficiency of materials for the preparation of buffer liquids such as MBP-M, MBP-C

**Щербич Н.Е., Балуев А.А., Коростелев А.С., Мансурова М.М., Щербич Д.А.**  
Экспериментальные исследования цемента ГранЦЕМ-7 ..... 138  
**Shcherbich N.Ye., Baluyev A.A., Korostelev A.S., Mansurova M.M., Shcherbich D.A.**  
Experimental testments cements GranCEM-7

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

\*\*\*\*\*

**DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS OF PIPELINE TRANSPORT**

**Гильмияров Е.А., Шакиров Е.Р.**  
Анализ расчетных зависимостей влияния противотурбулентных присадок на гидродинамические параметры перекачиваемой жидкости ..... 147  
**Gilmiyarov E.A., Shakirov E.R.**  
Calculation formulae of anti-turbulent additives influence on the hydrodynamic parameters of the pumped liquid analysis

**Гильмияров Е.А., Груздева И.В.**  
Методы механической очистки резервуаров от донных отложений ..... 151  
**Gilmiyarov E.A., Gruzdeva I.V.**  
Methods of mechanical cleaning of tanks from bottom sediments

**Гильмияров Е.А., Силина И.Г.**  
Сравнение теплоносителей, применяемых в холодильных установках при сооружении и ремонте систем трубопроводного транспорта ..... 154  
**Gilmiyarov E.A., Silina I.G.**  
Comparison of coolants used in refrigeration units for the construction and repair of pipeline transportation systems

**Недосеко И.В., Начарова Ю.А., Кунченко В.А.**  
Особенности проектирования зданий насосных пенопожаротушения на нефтегазовых объектах ..... 157  
**Nedoseko I.V., Nacharova Ju.A., Kunchenko V.A.**  
Peculiarities of design of pumping foam fire extinguishing buildings at oil and gas facilities

**Силина И.Г., Гильмияров Е.А.**  
Специфика режима нагружения шельфовых арктических трубопроводов ..... 161  
**Silina I.G., Gilmiyarov E.A.**  
Specific loading mode of the arctic offshore pipelines





**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

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

**DRILLING OF OIL AND GAS WELLS**





УДК 622

## О СОВМЕСТНЫХ РАБОТАХ ВНИИБТ И СУРГУТНИПИНЕФТЬ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

### ON THE JOINT WORK OF VNIIBT AND SURGUTNIPINEFT TO IMPROVE WELL COMPLETION EFFICIENCY

**Цырин Юрий Завельевич**

доктор технических наук,  
заслуженный изобретатель Российской Федерации,  
почетный нефтяник

**Проводников Геннадий Борисович**

кандидат технических наук,  
почетный нефтяник объединения «Сургутнефтегаз»,  
ветеран труда «ОАО» Сургутнефтегаз и ХМАО,  
обладатель благодарности Министерства энергетики РФ  
id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** Статья посвящена совместным поискам ученых и инженеров ВНИИБТ и СургутНИПИнефть по радикальному повышению качества заканчивания наклонно – направленных и горизонтальных нефтяных скважин в сложных условиях месторождений Западной Сибири. Эти поиски соответствуют сформулированной профессором А.И. Булатовым концепции качества пробуренных нефтяных и газовых скважин. Проводимые работы были направлены на подбор к разным зонам заколонного пространства оптимальных технологических приемов, органически входящих в единый процесс крепления и освоения скважины, с учетом снижения загрязнения продуктивного пласта фильтрами бурового и цементного раствора. При этом особое внимание уделено оперативному регулированию процессов формирования и работы искусственных разобщающих перемычек в заколонном пространстве скважины с применением различных элементов конструкции скважины и обеспечению высокой технологичности новых технических решений.

**Ключевые слова:** ВНИИБТ, СургутНИПИнефть, Сургутнефтегаз, концепция качества скважин, заканчивание скважин, избирательный метод изоляции пластов при креплении скважин, заколонный проходной пакер, проходная цементировочная муфта, высокотехнологичное ступенчатое, манжетное, селективно-манжетное цементирование скважин, избирательное и регулируемое разобщение продуктивной зоны горизонтальных скважин, загрязнение продуктивного пласта, акриловые полимеры, кислотная перфорационная среда, поверхностно-активный кислотный раствор, гомогенизация вещества в малой зоне заколонного пространства скважины.

**Tsyurin Yuri Zavelievich**

Doctor of Engineering,  
Honored inventor of the Russian Federation,  
Honorary oilman

**Provodnikov Gennady Borisovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Honorary oilman from Surgutneftegas,  
Surgutneftegas and Khanty-Mansiysk Autonomous District Veteran of labor,  
Holder of gratitude from the Ministry of Energy of the Russian Federation  
id.yug2016@gmail.com

**Annotation.** The article is devoted to the joint search of scientists and engineers of VNIIBT and SurgutNIPIneft for a radical improvement of the quality of completion of directional and horizontal oil wells in difficult conditions of fields in Western Siberia. These researches correspond to the concept of quality of drilled oil and gas wells formulated by professor A.I. Bulatov. The work carried out was aimed at selection of optimal technological methods to different zones of behind-the-scenes space, which are organically included in the unified process of well attachment and development, taking into account the reduction of contamination of the productive formation with filtrates of drilling and cement slurry. At the same time, special attention was paid to the operational regulation of the processes of formation and operation of artificial separating bridges in the borehole's bottom-hole space with the use of various elements of well construction and ensuring high adaptability of new technical solutions.

**Keywords:** VNIIBT, SurgutNIPIneft, Surgutneftegas, well quality concept, well completion, selective method of reservoir isolation during well anchoring, block-pass packer, cementing socket, high-tech step, cuff, selective cuff cementing, selective and regulated separation of horizontal wellbore production zones, formation contamination, acrylic polymers, acid perforation medium, surfactant acid solution, homogenization of substance in the small zone of the wellbore zone.

**А**вторам данной статьи довелось в качестве руководителей научных подразделений проводить вместе с коллегами многолетние исследования, разработки и опытно-промышленные работы, направленные на повышение эффективности заканчивания нефтяных скважин в сложных геолого-технических условиях месторождений Западной Сибири [2]. Эти работы получали неизменную поддержку профессора Анатолия Ивановича Булатова. Они соответствуют сформулированной им концепции качества пробуренных нефтяных и газовых скважин [1]. Вспомним некоторые основополагающие положения этой концепции.



*«... во всех случаях крепь скважины должна быть герметичной. Крепь – это искусственное сооружение в скважине, включающее в себя колонну обсадных труб, цементное кольцо и стенку скважины, представленную породами различного химико-минералогического состава, травмированную при обнажении долотом и трубами и характеризующуюся наличием каверн и выступов, наклоном к вертикали и формой. Ведь только герметичная крепь обеспечит стабильную работу эксплуатационных скважин и охрану недр.*

*... герметичность зацементированного заколонного пространства, связывается с возникновением каналов, природой которых являются физико-химические процессы разрушения оставшихся не вытесненными глинистого раствора и глинистой корки. Глинистый раствор заходит (задавливается) во все ниши травмированной стенки ствола скважины, и его из этих полостей касательным потоком извлечь невозможно. Там он продолжает терять воду при действии контракционного эффекта, создавая зоны пониженного давления или каналы. Сказанное относится и к большим кавернам, и к маленьким «травмам».*

*Сохранить недра можно только качественным перекрытием вскрытых горизонтов – на первых порах, хотя бы проницаемых. Механизму загрязнения продуктивного пласта, особенно нефтяного, посвящено много работ, выполненных во ВНИИКРнефти. Однако, вследствие разнообразия геологических условий, химико-минералогического состава пород, свойств нефти и буровых растворов окончательного решения проблемы нет».*

В ходе проводившихся нашими институтами работ были заявлены новые научно-технические идеи и технические решения, доказаны их применимость и положительный эффект для производительности скважин [2, 3, 4, 5, 6].

Статья предлагается, прежде всего, вниманию молодых ученых в надежде, что отраженные в ней творческие поиски вызовут у некоторых читателей интерес к дальнейшему развитию того научно-технического направления, которому авторы, достигшие ныне преклонного возраста, посвящали силы и многие годы, при этом считают, что его творческое развитие будет актуальным и впредь.

Этому творческому направлению можно дать следующее общее название: избирательный метод изоляции пластов при креплении скважин в сложных геолого-технических условиях [7]. Данным методом предусматривается подбор к разным зонам заколонного пространства оптимальных технологических приемов, органически входящих в единый процесс крепления скважины. При этом особое внимание уделено оперативному регулированию процессов формирования и работы искусственных разобщающих перемычек в заколонном пространстве скважины и обеспечению высокой технологичности новых технико-технологических решений.

В 1971 году руководство Главтюменнефтегаза заинтересовалось заколонным проходным пакером типа ППГ, недавно разработанным ВНИИБТ [8]. Этот пакер не требовал разбуривания его внутренних элементов в обсадной колонне. При прохождении через такой пакер цементирующей пробки устранялись все его элементы, выступающие в проходной канал. Пакер мог устанавливаться в любом заданном месте, где без него не обеспечивалось надежное разобщение пластов.

Тут надо заметить, что тогда на нефтяных месторождениях Западной Сибири применение заколонных пакеров стало актуальным и подчас просто спасительным мероприятием для эффективной эксплуатации скважин. Все добывающие скважины в основном являются наклонно – направленными. Качество имевшихся в распоряжении тампонажных смесей, мягко говоря, не вполне то, что необходимо. Разобщаемые пласты-коллектора расположены лишь в нескольких метрах друг от друга, к тому же, разделяющие их глинистые пласты нередко неустойчивы и образуют кавернозные участки стенки скважины.

Летом 1971 года на самом большом в стране Самотлорском нефтяном месторождении проводились первые промышленные испытания указанного пакера. Чтобы пакер этого типа сработал в нужный момент, то есть не раньше, чем завершится процесс цементирования (при посадке продавочной пробки на стоп-кольцо), в нем был установлен контрольный срезной винт рассчитанной прочности. Но гидродинамические явления при цементировании оказались сложнее, чем ожидалось согласно расчетам. Какой-то непредвиденный импульс давления вдруг вызвал преждевременное срабатывание пакера. Процесс цементирования в конце продавки цементного раствора, при объеме закачанной продавочной жидкости меньше расчетной, был остановлен – дальнейшая циркуляция жидкости в скважине прекратилась и стала невозможна из-за перекрытия заколонного пространства расширенным уплотнительным элементом пакера.

Было решено рискнуть: повышением давления в обсадной колонне и, соответственно, в подпакерной зоне заколонного пространства скважины гидравлически разорвать водоносный пласт под пакером, а затем закачать в него оставшийся в колонне цементный раствор. Это было единственной возможностью добиться успешного завершения эксперимента, и она удалась.

По существу, были достоверно доказаны не только высокая герметизирующая способность пакера, но и принципиальная возможность нового эффективного технологического приема – гидроразрыва и надежной изоляции от ствола скважины подпакерного водоносного пласта.



Скважина оказалась при эксплуатации исключительно надежной: она годами давала безводную нефть, в то время как «соседки» давно обводнились.

Скоро начались эксперименты с заколонными проходными пакерами в Сургуте, на месторождениях ПО Сургутнефтегаза, и зародилось творческое взаимодействие авторов настоящей статьи.

Прежде всего было согласовано, что максимальную, гарантированную надежность пакера можно обеспечить только в том случае, если защищать его от преждевременного срабатывания не подбравшим по расчету срезным винтом, а путем изменения технологического принципа управления устройством [8].

... И через два года ВНИИБТ предложил нефтяникам Западной Сибири принципиально новый пакер типа ППП [8]. В нем уже не было срезного винта. Он мог сработать только после полного снятия в обсадной колонне того давления, которое было создано насосами цементировочных агрегатов в момент окончания процесса цементирования (при посадке продавочной пробки на стоп-кольцо). И расширение уплотнительного элемента происходило плавное, с абсолютной надежностью, по мере последующего медленного повышения давления в обсадной колонне до заданной величины. Этот заколонный пакер стал самым массовым в отечественной практике.

На одном из месторождений Сургутского нефтеносного района, по предложению руководителя геологической службы нефтегазодобывающего управления, был проведен весьма необычный технологический эксперимент. Предложение было таким: разобшить нефтеносный пласт от водоносного заколонным пакером и не цементировать скважину вообще! Пусть пакер покажет, на что он способен сам, когда не встроен в цементное кольцо.

Тогда еще не было исследовано – ни в лаборатории, ни по данным промысловой геофизики – взаимодействие пакерной перемычки с тампонажной смесью. И еще не имелось данных, показывающих, что из-за постепенного уменьшения напряженности контакта уплотнительного элемента с породой (таковы уж свойства и глинистой породы, и самого элемента) целесообразно с определенной периодичностью дополнительно повышать рабочее давление жидкости в полости этого элемента в процессе эксплуатации скважины.

В результате осуществленного эксперимента появилась первая в стране скважина, в которой цементирование целиком заменили установкой заколонного пакера.

А через месяц приступили к освоению этой скважины – вызову притока нефти из пласта. Начали снижать давление на нефтеносный пласт, создаваемое жидкостью, находящейся в колонне. Некоторое время процесс шел нормально, но когда это давление снизилось до 7,0–8,0 МПа, столб бурового раствора, заполнявший заколонное пространство скважины над пакером, вдруг прорвался вниз и устремился внутрь колонны через ее «башмак». Так было показано, что глинистая порода, имеющая возможность свободно выдавливаться в ствол скважины, не может долго сохранять надежный контакт с уплотнительным элементом на малой длине – всего лишь около одного метра. Породу возле уплотнительного элемента должно поддерживать цементное кольцо.

Именно этот эксперимент стал стимулом обстоятельных исследований взаимодействия пакера с тампонажной смесью в подпакерной и ближней надпакерной зонах. Были установлены технологически значимые положительные эффекты этого взаимодействия [9]. Исследования выполнялись и в лаборатории, и прямо в скважинах, с использованием геофизической информации. Результаты исследований позволили применять заколонные пакеры наиболее рационально, а следовательно, наиболее эффективно.

На основании проведенных промысловых исследований СИБНИИНП и других институтов установлено, что один метр цементной перемычки от водоносного пласта выдерживает перепад давления 1,5 МПа, от газоносного – 0,9 МПа [15, 16]. Таким образом, изолирующая способность заколонного пакера почти в 5 раз больше, по сравнению с цементным кольцом, для водоносного пласта и, возможно, в 2–3 раза больше для газоносного. В результате взаимодействия цементного кольца и уплотнительного элемента пакера возможно увеличение допустимого перепада давления в десятки раз за счет явления синергизма. Однако, при этом необходимо учитывать возможность выдерживать такие перепады давления межпластовыми плотными перемычками породы. Этот вопрос сегодня находится в стадии изучения. Если данные перемычки не смогут выдерживать повышенный в десятки раз перепад давления, что явится причиной межпластовых заколонных перетоков, то в определенных условиях потребуются новые направления технологии цементирования эксплуатационных колонн. Например, при целесообразности применения гидроразрыва в процессе цементирования скважин, подобно вышеприведенному первому эксперименту на Самотлорском нефтяном месторождении.

В скважинах нефтяных месторождений России установлены тысячи заколонных проходных пакеров разного типа. Эффективность заколонного пакера была убедительно доказана анализом работы скважин на многих месторождениях Западной Сибири [10, 11, 12]. В 1990 году состоялось всесоюзное совещание по проблеме «Создание, совершенствование, производство и использование пакеров, обеспечивающих повышение производительности нефтяных и газовых скважин и охрану недр». В решении этого совещания, утвержденном Миннефтегазпромом СССР, данное научно-техническое направление признано «одним из важнейших для повышения эффективности нефтяной и газовой промышленности».



90-е годы прошлого века стали поистине кульминацией творческих поисков ВНИИБТ и СургутНИПИнефти. Поиски были довольно смелыми, а потому и рискованными, приносили и разочарования, и жесткую критику но, к счастью, и очевидные успехи.

Специалисты этих двух институтов, не умаляя значение сделанного ранее, сосредоточились на новом технологическом направлении. Его сущность – высокотехнологичная реализация потенциальной продуктивности скважин при их заканчивании на основе комплекса универсальных технических средств – заколонных пакеров и цементировочных муфт, не требующих никакого разбуривания своих внутренних элементов. Имелось в виду следующее:

- стабильное качественное разобщение продуктивного пласта от других близлежащих водоносных и газоносных пластов;
- предотвращение практически значимого ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта в прискважинной зоне.

Предложены высокотехнологичные способы ступенчатого, манжетного цементирования и радикально новый в мировой практике способ селективно-манжетного цементирования [5, 6]. Разработанные для осуществления этих способов пакеры и муфты имели высший в мире уровень эксплуатационной технологичности. Неразбуриваемых цементировочных муфт в мире не было вообще. А приведение в действие отечественных пакеров выполнялось автономно, вне зависимости от особенностей процесса цементирования скважины.

В середине 1990 годов нашими институтами решалась задача повышения продуктивности скважин на месторождениях с низкопроницаемыми пластами, а значит, с трудноизвлекаемыми запасами. При этом большое внимание было уделено Восточно-Еловому месторождению (пласт ЮС-1), где были низкие дебиты при эксплуатации скважин. В результате в короткие сроки были осуществлены промышленные испытания и внедрение нового технико-технологического комплекса для заканчивания скважин.

Данный комплекс включал первичное вскрытие с применением акриловых полимеров, обеспечивающих минимальное загрязнение пласта; ступенчатое цементирование с применением цементировочной муфты МЦП (конструкция ВНИИБТ) и малой высотой подъема тампонажного раствора на первой ступени, а при освоении скважин кислотную перфорационную среду на основе реагента СПК-350 и поверхностно-активную кислотную жидкость глушения на основе реагента СПК-150. При использовании этого комплекса средняя продуктивность скважин повышается от 1,5 до 3,0 раз [5, 13]. Учитывая эффективность разработки, в последующем строительство скважин на данном месторождении стали осуществлять только с ее использованием.

На основе опыта применения описанного технико-технологического комплекса при заканчивании скважин Восточно-Елового месторождения он успешно внедрялся более 10 лет на многих других месторождениях Сургутского нефтеносного района.

В то же время большое внимание уделялось дальнейшему совершенствованию технологии заканчивания скважин. Совместно разрабатывались новые высокотехнологичные способы цементирования – манжетное и селективно-манжетное [2] – с использованием в качестве жидкостей для заканчивания скважин составов поверхностно-активных кислотных растворов на основе реагента СПК-150.

Успешно проведены промышленные испытания высокотехнологичных манжетного и в дальнейшем пакерно-ступенчатого цементирования с применением цементировочной муфты типа МЦП и заколонного проходного пакера типа ППГУ (ППГУ-СМЦ) [6].

А следующим шагом стали опытно-промышленные работы по селективно-манжетному цементированию на Восточно-Еловом месторождении. Там наклонно-направленные скважины особо глубокие, более 3-х тысяч метров, значит, особо дорогие, продуктивный пласт низкопроницаемый, причем и сверху, и снизу – водоносные отложения. Низкопроницаемые пласты особенно чувствительны к загрязняющему воздействию тампонажного раствора. Ступенчатое и пакерно-ступенчатое цементирование в этом случае не всегда обеспечивает достаточно радикальный эффект, хотя и позволяет уменьшить давление на пласт, в зоне которого расположили тампонажный раствор, загрязняющий его. А манжетное цементирование – только выше продуктивного пласта – невозможно, поскольку этот пласт не будет разобщен от нижней воды.

И начались испытания селективно-манжетного цементирования с применением комплекта проходных цементировочных муфт типа МЦП СМЦ-Н и МЦП СМЦ-В и заколонного проходного пакера типа ППГУ-СМЦ, которые в сочетании с разработанной технологией должны обеспечивать заполнение тампонажным раствором всего заколонного пространства, кроме зоны продуктивного пласта. Это была на то время абсолютно беспрецедентная работа [6].

Цементограммы показывали, что указанная цель достигается. Продуктивный пласт не имел даже кратковременного контакта с тампонажным раствором, а давление вышерасположенного столба этого раствора принимал на себя заколонный пакер, установленный непосредственно над этим пластом. Более того, в зоне пласта для улучшения его коллекторских свойств размещался разработанный институтом СургутНИПИнефть поверхностно-активный кислотный раствор на основе реагента СПК.



И дебит скважин, достигнув 15–20 тонн в сутки, стал, по меньшей мере, в три–четыре раза больше, чем в обычных, базовых скважинах. Это обеспечило рентабельность буровых работ на месторождении.

Несомненно, в дальнейшем наиболее сложными и волнующими были промышленные испытания технико-технологического комплекса КРР для избирательного и регулируемого разобщения продуктивной зоны горизонтальных скважин, цементируемых манжетным способом над этой зоной [2, 17].

Зачем понадобился такой комплекс?

На Федоровском месторождении «Сургутнефтегаза» геологические условия залегания продуктивного пласта АС 4-8 обусловили массовое строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола длиной 500 и более метров. На этом месторождении нефтяной пласт заключен между обширной газовой шапкой и подстилающей подошвенной водой и имеет среднюю толщину лишь около шести метров. Традиционное заканчивание скважин с их манжетным цементированием над горизонтальным участком ствола (через пакер-муфту) здесь оказалось недостаточно эффективным, ввиду ряда специфических факторов:

- неоднородность нефтяной залежи по нефтенасыщенности;
- наличие в нефтяной залежи водонасыщенных интервалов;
- фактические отклонения горизонтального ствола от проектного профиля с приближением к газовой шапке и подошвенной воде и даже частичным попаданием в них.

Кроме того, анализ зарубежного опыта, а также собственных промысловых данных по эксплуатации таких скважин и геофизических материалов показал, что при сплошном отборе продукции из всей продуктивной зоны скважины основной объем притока нефти приходится на первые 30 % протяженности горизонтального ствола. Другими словами, налицо низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Неравномерно и не полностью вырабатываются запасы, особенно при подтягивании пластовой воды в начальный участок этого ствола.

С целью изучения возможности повышения эффективности заканчивания скважин на Федоровском месторождении было решено провести опытно-промышленные работы по новой технологической схеме. Была поставлена задача создания технико-технологического комплекса обеспечивающего:

- регулируемый отбор нефти из продуктивной зоны скважины для обеспечения оптимальной разработки всей нефтяной залежи;
- разобщение от полости обсадной колонны тех участков горизонтального ствола скважины, которые находятся в зонах газоносных и водоносных отложений в результате ошибок, допущенных при бурении;
- отделение от полости обсадной колонны тех водоносных интервалов, которые обнаруживаются геофизиками в нефтяной залежи.

Разработанный комплекс – это гирлянда новой управляемой оснастки обсадной колонны, спускаемая в горизонтальный участок ствола скважины, а еще соответствующее управляющее устройство, спускаемое в обсадную колонну на колонне насосно-компрессорных труб, ряд вспомогательных элементов и специальных технологических жидкостей.

Для условий Федоровского месторождения в упомянутую гирлянду включили четыре специальных заколонных пакера и пакер-муфту. В интервалах между ними размещали управляемые (открываемые и закрываемые) фильтры, способные гидравлически сообщить или разобщить заколонное пространство скважины с внутренней полостью обсадной колонны. Таким образом, в продуктивной зоне скважины образуются четыре разобщенных друг от друга и автономно управляемых участка.

Спуск обсадной колонны и цементирование десяти скважин прошли в основном нормально, за исключением одной скважины, когда возникла необходимость выдержать в колонне контрольное повышенное давление, поскольку было отмечено, что оно самопроизвольно снижается. Видимо, не закрылись плотно цементировочные окна пакер-муфты ПДМ – устройства, использованного для проведения манжетного цементирования. Успешность операции открытия и закрытия колонных фильтров в зоне продуктивных пластов горизонтальных скважин однозначно подтверждена на основе анализа конечного состояния управляющего устройства после извлечения его из скважины.

Специалистами НГДУ в процессе регулирования отбора нефти и воды в отдельных горизонтальных участках этих скважинах (по специальной программе) был получен обширный материал для анализа и проектирования режимов отбора жидкости в обычных горизонтальных скважинах на данном месторождении. При этом изменился подход и технические требования к заканчиванию горизонтальных скважин на этом месторождении. На некоторых скважинах в горизонтальных стволах стали полностью цементироваться эксплуатационные колонны и избирательно перфорироваться нефтяные интервалы. В других скважинах может цементироваться часть эксплуатационной колонны и эксплуатироваться только фильтровая зона. Могут осуществляться и другие варианты заканчивания горизонтальных, исходя из опыта эксплуатации скважин, оборудованных технико-технологическим комплексом КРР. В целом данный комплекс и принятый на его основе новый подход к заканчиванию горизон-



тальных скважин обеспечил повышение нефтеотдачи пласта АС 4-8 на Федоровском месторождении. Кроме того, данный технологический комплекс был испытан в Нижневартовском нефтеносном районе и в Татарии, на Ромашкинском месторождении.

В течение последних 30-ти лет прошлого столетия высокотехнологичные заколонные пакеры и цементировочные муфты конструкции ВНИИБТ не только не отвергались, но и в ряде регионов были весьма серьезно востребованы. Например, многие сотни проходных пакеров применены в Пурпе, Ноябрьске и Муравленко, и производственники там отмечали эффективность этих устройств.

Полагаем, что «Сургутнефтегазу» сегодня нельзя игнорировать опыт применения весьма недорогого и высокотехнологичного способа ступенчатого цементирования с малой высотой подъема цементного раствора на первой ступени (на основе применения проходной цементировочной муфты), – способа, который положительно зарекомендовал себя. Этот способ, в частности, повысит эффективность строительства многих нагнетательных скважин, которые в начале эксплуатации в основном используются, как нефтедобывающие и в которых не производится ГРП.

Таким цементированием (особенно при установке проходного заколонного пакера над нефтеносными отложениями) обеспечивается резкое уменьшение репрессии на продуктивный пласт, а значит сохранение его коллекторских свойств в прискважинной зоне. То, что это способствует существенному повышению дебита нефти, было убедительно доказано применительно к низкопроницаемым продуктивным объектам [13].

Целесообразно в будущем создать высокотехнологичное устройство, функционирующее автоматически в ходе цементирования скважины и при этом решающее струйным воздействием проблему, оперативной гомогенизации (достижения однородности) вещества, заполняющего малую зону заколонного пространства между близкорасположенными пластами, представленную неустойчивой, кавернозной глинистой перемычкой. Это стало бы наиболее эффективным способом исключения каналообразования в зонах невытесненного глинистого раствора [1].

Жизнь продолжается... Естественно, технический прогресс не обходит нефтяную промышленность. Совершенствуются буровые растворы и тампонажные смеси, не застыли на месте конструкции скважин, ушли вперед методы, техника и материалы для заканчивания скважин. Что ждет пакерно-муфтовые технологии крепления скважин в будущем? Они в течение 30 лет достойно послужили российской нефтяной отрасли, оказавшись в нужное время в нужных регионах. И надеемся, что их век не завершен [14].

### Литература:

1. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 15–19.
2. Основные направления и результаты работ ВНИИБТ в области повышения эффективности разобщения пластов при креплении скважин / А.Г. Калинин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. : изд-во Московского государственного горного университета, 1999. – № 2. – С. 195–198.
3. Цырин Ю.З. О возможности коренного повышения эффективности технологии разобщения пластов в наклонно направленных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 9–10. – С. 9–11.
4. Рациональные методические основы применения заколонных проходных гидравлических пакеров / А.К. Дудаладов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 1. – С. 16–19.
5. Высокотехнологичное ступенчатое цементирование скважин / С.С. Янкулев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 8. – С. 15–18.
6. Высокотехнологичные способы манжетного и селективно-манжетного цементирования скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 23–27.
7. Цырин Ю.З. Концепция избирательного метода изоляции пластов при креплении скважин и пути её реализации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 1. – С. 4–6.
8. Опыт применения заколонных проходных гидравлических пакеров / В.И. Ванифатьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 10. – С. 53–58.
9. Заколонные пакеры как средство регулирования и сохранения герметизирующих свойств цементного кольца в заданных зонах скважины / С.С. Янкулев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998 – № 1–2 – С. 27–32.
10. Влияние заколонных гидравлических пакеров на обводненность скважин / А.К. Дудаладов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 1. – С. 54–57.
11. Заколонный пакер, регулируемый при освоении и эксплуатации скважин / В.И. Ванифатьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С. 67–71.
12. О существенном резерве повышения производительности скважин и улучшения охраны недр / В.А. Глебов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1993. – № 3. – С. 16–19.
13. Влияние ступенчатого цементирования скважин на их продуктивность / Н.Л. Щавелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 20–21.
14. Возможности оперативного улучшения изоляции пластов при креплении скважин / Ю.З.Цырин [и др.] // Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. – 1989. – № 5. – С. 12–14.





15. РД 39-3-677-82. Временная инструкция по технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов с использованием инвертных эмульсионных растворов на месторождениях Западной Сибири / В.И. Саунин [и др.]. – Тюмень: СибНИИНП, 1982. – 14 с.

16. СТП 5753490-227-90. Технология заканчивания скважин на нефтегазовых месторождениях / Г.Б. Проводников [и др.]. – Сургут, Тюмень : СургутНИПИнефть, СибНИИНП, 1990. – 16 с.

17. Временный технологический регламент на комплексное использование колонной оснастки типа КРР-146 в процессе заканчивания и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А.К. Дудаладов [и др.]. – Сургут : ОАО НПО «Буровая техника», СургутНИПИнефть, 2000. – 30 с.

### References:

1. Bulatov A.I. Quality concept of the drilled oil and gas wells (in Russian) // Drilling and oil. – 2015. – № 12. – P. 15–19.

2. The main directions and results of the work of VNIIBT in the field of increasing the efficiency of the separation of formations when fixing wells / A.G. Kalinin [et al.] // Mining information-analytical bulletin. – M. : Publishing house of Moscow State Mining University, 1999. – № 2. – P. 195–198.

3. Tsyryn Yu.Z. About the possibility of the radical increase of the separation technology efficiency in the directional wells (in Russian) // Oil industry. – 1998. – № 9–10. – P. 9–11.

4. Rational methodical bases of the application of the through-hole hydraulic packers / A.K. Dudaladov [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1994. – № 1. – P. 16–19.

5. High-tech step cementing of the wells / S.S. Yankulev [et al.] // Oil industry. – 1999. – № 8. – P. 15–18.

6. High-technology methods of the cuffing and selective cuff cementation of wells / G.B. Provodnikov [et al.] // Oil industry. – 1999. – № 12. – P. 23–27.

7. Tsyryn Yu.Z. Concept of the selective method of the formation isolation at the well fixing and the way of its realization (in Russian) // Construction of the oil and gas wells on the land and at sea. – 1994. – № 1. – P. 4–6.

8. Experience of application of the through-feed hydraulic packers (in Russian) / V.I. Vanifatyev [et al.] // Oil industry. – 1985. – № 10. – P. 53–58.

9. Cased packers as a means of regulation and preservation of the cement ring sealing properties in the given well zones / S.S. Yankulev [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1998 – № 1–2 – P. 27–32.

10. Influence of the behind-the-casing hydraulic packers on the well watering / A.K. Dudaladov [et al.] // Oil industry. – 1989. – № 1. – P. 54–57.

11. A staked packer, regulated during the development and operation of the wells (in Russian) // V.I. Vanifatyev [et al.] // Oil industry. – 1990. – № 7. – P. 67–71.

12. Significant reserve for the increase of the well productivity and improvement of the subsoil protection / V.A. Glebov [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1993. – № 3. – P. 16–19.

13. Influence of the stepped cementing of the wells on their productivity / N.L. Schavelev [et al.] // Oil industry. – 1998. – № 5. – P. 20–21.

14. Possibilities of the operative improvement of the formation isolation at the well fixing / Yu.Z. Tsyryn [et al.] // Research and production achievements of the oil industry in the new conditions of management. – 1989. – № 5. – P. 12–14.

15. РД 39-3-6777-82. Temporary instruction on the technology of secondary penetration of productive formations with the use of the invert emulsion solutions at the fields of Western Siberia / V.I. Saunin [etc.]. – Tyumen : SibNIINP, 1982. – 14 p.

16. СТП 5753490-227-90. Well completion technology at the oil and gas fields / G.B. Provodnikov [et al.]. – Сургут, Тюмень : СургутНИПИнефть, СибНИПИнефть, 1990. – 16 p.

17. Temporary technological regulation on complex use of the КРР-146 type tooling column in the process of completion and operation of the horizontal wells at the fields of «Surgutneftegas» OJSC / A.K. Dudaladov [etc.]. – Сургут : ОАО НПО Буровая техника, СургутНИПИнефть, 2000. – 30 p.



УДК 622.245

## О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПОЛУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТОВ

### ABOUT SOME FEATURES OF RECEIVING AND APPLICATION THE EXTENDING CEMENTS

**Агзамов Фарит Акрамович**

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Уфимский государственный нефтяной технический  
университет  
faritag@yandex.ru

**Agzamov Farit Akramovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Professor of «Drilling oil and gas wells»  
department,  
Ufa State Petroleum Technological University  
faritag@yandex.ru

**Аннотация.** Рассматривается применение расширяющихся тампонажных цементов для повышения качества крепления скважин. Показаны принципы получения расширяющихся цементов и факторы, влияющие на эффективность их применения. Обосновываются требования к кинетике расширения цемента и рациональная величина расширения.

**Annotation.** Use of the extending grouting cements for upgrading of fastening of wells is considered. The principles of receiving the extending cements and the factors affecting effectiveness of their application are shown. Requirements to a kinetics of expansion of cement and the rational size of expansion are proved.

**Ключевые слова:** цементирование скважин, качество крепления, цементы, контракция, расширение.

**Keywords:** cementation of wells, quality of fastening, cements, a contraction, expansion.

Основной целью цементирования обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин является получение качественной и долговечной изоляции между породой, цементным камнем и колонной [1]. Естественно, что вопросы повышения качества крепления скважин и разобщения пластов всегда зависят от применяемой технологии цементирования и качества применяемых тампонажных материалов. При ухудшении качества крепи или возникновения ее негерметичности большинство экспертов всегда делают упор на тампонажные материалы. К сожалению, в этом есть определенная справедливость, поскольку применяемые в настоящее время тампонажные цементы не могут обеспечить надежной герметизации затрубного пространства за обсадными колоннами из-за присущих им недостатков.

Одним из перспективных направлений повышения герметичности крепи скважин явилось применение расширяющихся тампонажных цементов, и нефтяные компании стали широко практиковать использование данных материалов [2–7]. Данная идея не нова, и она начала активно разрабатываться и пропагандироваться с 70-х годов прошлого века [5, 6].

Пионерами в широком применении расширяющихся цементов на производстве были строители, которые на двадцать лет раньше нефтяников разработали много рецептур расширяющихся и напрягающихся цементов [8–11].

Однако в указанные выше годы расширяющиеся тампонажные материалы не получили широкого распространения, главным образом, из-за того, что ввод расширяющих добавок необходимо было проводить в условиях буровой, или, в лучшем случае, на базе бурового предприятия.

Заводское приготовление расширяющихся тампонажных цементов началось в нынешнем столетии с появлением небольших независимых производителей специальных цементов, имеющих гибкие технологические линии с необходимыми дозаторами и узлами смешения готовой продукции.

В то же время, известно критическое отношение А.И. Булатова к данному виду тампонажных материалов, высказанное им в одной из последних своих публикаций [12]. Частично принимая замечания Анатолия Ивановича, мы полагаем, что при использовании расширяющихся цементов есть несомненная польза, но при этом очень важно их правильное применение.

Если посмотреть причины, от которых зависит качество крепления скважин, то опытные специалисты легко могут назвать 10–15 факторов, причем невыполнение какого-то одного из них может негативно сказаться на качестве цементирования обсадной колонны в целом.

Многофакторность процесса крепления предполагает, что каждый из многих влияющих факторов будет учтен, как в процессе операции цементирования, так и на этапе подготовки скважины к спуску обсадной колонны, а также в период ОЦЗ. К сожалению, многие отечественные буровые компании в погоне за скоростями бурения, часто игнорируют даже стандартные правила. Можно отметить оставление толстых фильтрационных корок на стенках скважины, игнорирование проработки и шаблонировки скважины перед спуском колонн, отсутствие нижней разделительной пробки, не выдерживание требуемого времени ОЗЦ и др.



Во многом, из-за подобных «мелких» нарушений страдает качество крепления и создается негативное мнение относительно применяемых тампонажных материалов, и в том числе, расширяющихся цементов.

В общем случае, принцип получения любого расширяющегося цемента достаточно прост и основан на вводе в цемент добавок, образующих при взаимодействии с водой или продуктами гидратации базового вяжущего новые вещества, объем которых больше объема веществ, вступивших в реакцию гидратации [8, 9, 13]. В результате увеличения объема расширяющей добавки происходит раздвижка кристаллов твердеющего цементного раствора (камня), выражающаяся в увеличении его внешнего объема.

При получении расширения цементов широко используется кристаллизационное давление гидросульфата алюмината кальция  $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$  (трехсульфатная форма) или  $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{CaSO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$  (моносульфатная форма). Для кристаллизации этих соединений необходимо присутствие ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  в водном растворе при достаточно pH среды. В качестве расширяющих добавок могут использоваться гипс и гипсосодержащие вещества, смесь гипса с высокоглиноземистым вяжущим, высокоглиноземистые шлаки, безводный сульфат алюмината кальция, глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы, алунит и др. Цементы такого типа являются быстро-твердеющими, имеют позднее расширение, эффективны при температурах 20–80 °С и нашли применение в строительной индустрии [2, 8, 11].

Хорошую перспективу при изготовлении расширяющихся цементов могут иметь хромат-алюминатные добавки, расширение которых обеспечивается высокохроматной формой гидроалюмината кальция ( $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaCrO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$ ), образование которого сопровождается большим увеличением объема твердой фазы по сравнению с  $\text{C}_3\text{AH}_6$  [5].

Другим способом получения расширяющихся цементов, наиболее часто применяемым при креплении скважин, является использование добавок, имеющих оксидное расширение. Оно обеспечивается малорастворимым гидроксидом кальция, образующимся при гидратации пережженной извести. Также в качестве расширяющей добавки может использоваться оксид магния. Расширяющиеся цементы на оксидной основе получают смешением портландцемента с добавками оксидов кальция или магния, предварительно обожженных при необходимой температуре [2, 4, 14]. Скорость гидратации указанных оксидов может регулироваться температурой обжига и дисперсностью добавок.

Получение расширения за счет применения газовыделяющих добавок в практике строительства скважин не приемлемо, поскольку при высоких давлениях образующийся газ сжимается и может растворяться в поровой жидкости цементного камня [14].

Расширение в процессе твердения можно получить и у традиционных портландцементов при затворении их растворами с небольшими концентрациями некоторых солей, например, хлорида натрия (1–3 %). Причиной расширения является отрицательная контракция, сопровождающаяся выпадением в осадок кристаллических солей из жидкости затворения в процессе твердения цемента [14].

Обобщая составы большинства расширяющихся тампонажных материалов, можно отметить, что природа расширения всех типов цементов состоит в кристаллизационном давлении новой твердой фазы, образующейся после гидратации базового вяжущего, и не способной при этом разместиться в поровом пространстве твердеющей системы.

В то же время, расчеты показывают имеющееся несоответствие, состоящее в том, что объем продуктов, обеспечивающих расширение, существенно меньше, чем объем пор, имеющихся в цементном камне даже при полной гидратации цемента.

Противоречие исключается, если принять, что изменение объема твердеющего цементного раствора, а в дальнейшем, и камня, будет определяться как перераспределением объемов твердой фазы, жидкости затворения и порового пространства, так и расположением в поровом пространстве расширяющих компонентов.

Возможность прорастания кристаллов в порах определяется величиной пересыщения жидкой фазы и соотношением размера кристаллов пор. Условие роста кристаллов выражается уравнением

$$\ln\left(\frac{C}{C_0}\right) = \frac{2\sigma_{1,2} \cdot V_m}{RT \cdot r}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{1,2}$  – поверхностное натяжение,  $V_m$  – молярный объем,  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $T$  – температура,  $r$  – радиус пор.

Из уравнения следует, что кристаллогидраты расширяющей добавки будут прорастать в порах размером

$$r > \frac{2\sigma_{1,2} \cdot V_m}{RT \cdot \ln(C/C_0)}. \quad (2)$$

При постоянном пересыщении  $C/C_0$ , чем меньше  $V_m$ , тем больше вероятность прорастания пор новыми кристаллогидратами. Кроме того, до гидратации расширяющей добавки необходимо



формирование пространственного каркаса твердеющего цемента. Если образовавшийся каркас будет состоять из пор, радиус которых удовлетворяет уравнению (2), основная часть энергии расширяющихся кристаллогидратов будет затрачена на заполнение порового пространства, т.е. не будет достигнуто желаемое расширение.

Анализ уравнений показывает, что при получении расширяющихся цементов молярному объему каждого типа расширяющей добавки должен соответствовать определенный размер пор твердеющего цементного раствора и до начала кристаллизации расширяющей фазы в камне должны сформироваться поры соответствующего размера.

Размер пор можно регулировать изменением водоцементного отношения, скоростью твердения цемента, вводом добавок, заполняющих поровое пространство. Именно из-за увеличения водоцементного отношения и роста размера пор в цементном камне получение расширяющихся облегченных цементов представляет серьезную проблему.

Перспективным может быть применение комбинированных добавок, образующих кристаллогидраты с различным молярным объемом. Такого же эффекта можно достичь затворением расширяющихся цементов на растворах солей, кристаллизующихся в порах раньше, чем расширяющие добавки, и уменьшающих их размер.

Применение дисперсного армирования (добавления в цемент фибры) также будет повышать эффект расширения за счет передачи кристаллизационного давления к цементной матрице через каркас, образованный фиброй [15].

Реагенты, замедляющие гидратацию расширяющей добавки, так же как и малоактивные добавки – расширители, могут быть эффективны при разработке рецептур расширяющихся композиций. Однако при применении последних возникает проблема их своевременной активации, поскольку некоторые из них (например, высоко обожженные  $\text{CaO}$  и  $\text{MgO}$ ) начинают гидратировать уже после затвердевания цемента и могут привести к разрушению камня за счет внутренних напряжений. В этом смысле процесс аналогичен процессам, происходящим при твердении цементов, содержащих в своем составе свободные окислы  $\text{CaO}$  и  $\text{MgO}$  [2].

Таким образом, для получения расширяющихся цементов с заданной величиной расширения, обеспечивающего давление на ограничивающие поверхности, необходимо регулировать геометрию пор вяжущих систем в начальный период структурообразования, скорость и количество образовавшихся кристаллогидратов.

Важным условием эффективного применения расширяющихся цементов является согласование кинетики гидратации базового цемента и кинетики гидратации (увеличения объема) расширяющей добавки. Необходимо, чтобы основная часть расширения происходила после доставки тампонажного раствора в заколонное пространство, после того, как в растворе (суспензии) начнется формирование структуры цементного камня. Если гидратация расширяющей добавки будет происходить в процессе цементирования (во время закачки цемента и его продавки), когда раствор (суспензия) находится в жидком состоянии, то вполне очевидно, что расширение не окажет положительного влияния на качество разобщения пластов. С другой стороны, поздняя гидратация расширяющей добавки может привести к разрушению цементного камня, поскольку в цементном камне возникает прочная кристаллизационная структура, которая может не выдержать внутренних напряжений при увеличении объема расширяющего компонента.

Поскольку при креплении скважин процесс приготовления, закачки и продавки тампонажного раствора составляет несколько часов, то при определении расширения цементного камня, необходимо моделировать вышеуказанные процессы, проводя измерения расширения только через несколько часов перемешивания тампонажного раствора.

Поэтому для тампонажных цементов считается оптимальным получать расширение в период 1–3 суток, когда структура базового вяжущего еще мало прочная [16].

Несколько слов об одном заблуждении относительно кинетики расширения цементов. В литературе часто встречается мнение о том, что расширение цементного камня должно происходить в ранние сроки твердения, обосновывая это «эластичностью» структуры камня. Вообще, это выражение надо признать некорректным, поскольку структура твердеющего камня образуется при срастании кристаллогидратов (продуктов твердения), т.е. происходит образование жестких химических связей. При этом в результате расклинивающего давления расширяющей добавки в цементном камне неизбежно возникают микротрещины, пример которых приведен на рисунке 1. Внешне они могут быть не видны, но при увеличении их можно обнаружить.

В ранние сроки твердения, когда процессы гидратации протекают наиболее активно, образующиеся микротрещины «залечиваются» новыми продуктами гидратации, т.е. корректней говорить о расширении цементов не в период «эластичности структуры», а в период, когда их структура способна к максимальному «самозаживлению».

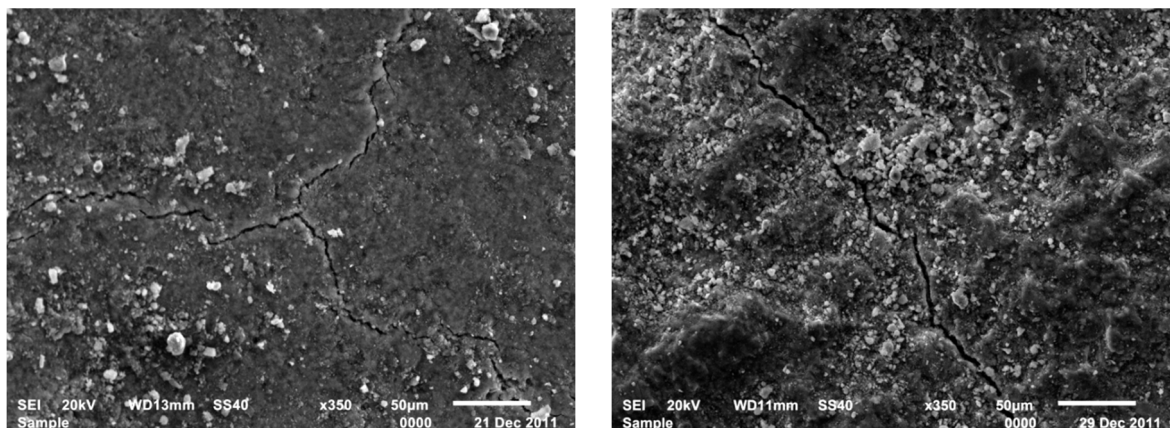


Рисунок 1 – Образование микротрещин при твердении расширяющихся цемента

К сожалению, значительная часть расширяющих добавок гидратирует в процессе закачки цементного раствора в скважину, и эффект от их использования практически нулевой. На рисунке 2 показана кинетика расширения цементного раствора (камня), содержащего различные расширяющие добавки при нормальной температуре. Из рисунка видно, что практически половина исследуемых добавок прогидратировала в течение 1,0–2,0 часов, и дальнейшего расширения цемента уже не происходит.

Естественно, что при повышении температуры и ускорении твердения цемента, скорость гидратации добавок будет возрастать, и активный период расширения должен сокращаться.

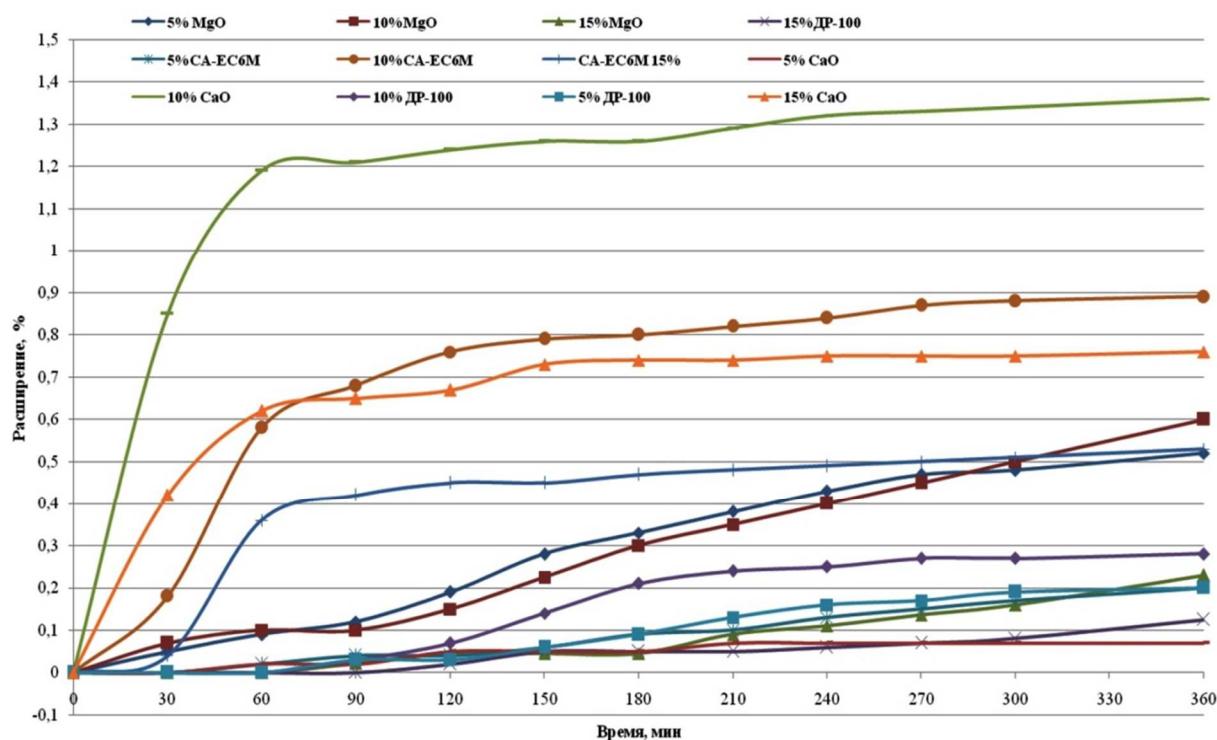


Рисунок 2 – Влияние расширяющих добавок на кинетику расширения цементного камня при твердении

Необходимо учитывать, что расширяющиеся цементы это особый вид вяжущих материалов, которые изначально не укладываются в требования ГОСТ. Например, ни один хороший расширяющийся цемент не должен выдерживать контроля на равномерность изменения объема, определяемый кипячением образцов – лепешек.

В литературе имеются сведения о получении тампонажных материалов с самыми различными величинами расширения. Например, Данюшевский В.С. приводит пример цемента с расширением более 15 % [17]. Немало публикаций с описанием цемента, имеющих расширение 7–8 % [2, 4, 18]. Однако в этих публикациях отсутствуют данные о кинетике расширения и методике проведения исследований. Есть основания предполагать, что расширение происходило в первые часы после затворения цемента, а измерения проводились без предварительного кондиционирования цементных растворов.



Применительно к креплению скважин, применение расширяющихся цементов рассматривается как способ повышения качества крепи за счет лучшей герметизации контактных зон цементного камня (обсадная колонна и стенка скважины). При этом очевидно, что их применение не даст положительных результатов в интервалах с толстой глинистой коркой или интервалах каверн, т.е. там, где пространство для расширения больше чем величина самого расширения.

В межколонном пространстве или в интервалах плотных пород расширяющиеся цементы, несомненно, повысят напряженность контакта с сопредельными поверхностями, поскольку свободно пространства для расширения не будет.

В этом случае внутри цементного камня будут возникать дополнительные внутренние напряжения, которые не смогут релаксироваться, залечиваться дополнительно гидратирующим цементом, и эти напряжения будут сохраняться внутри камня, повышая его хрупкость. Причем, чем выше величины расширения, тем больших значений достигают опасные внутренние напряжения.

Поэтому в скважинах, зацементированных цементами с большой величиной расширения, через некоторое время (несколько месяцев) или после проведения работ внутри обсадной колонны возможно ухудшение герметичности крепи по сравнению со скважинами, зацементированными нерасширяющимися цементами.

В этой связи следует более осмотрительно подходить к величине расширения цементного камня. Необходимо, чтобы расширение, обеспечивая герметичный контакт, создавало небольшие внутренние напряжения, а образовавшиеся микротрещины могли быть залечены при продолжающейся гидратации цемента.

В этой связи полагаем, что расширение 1,5–2,5 % должно быть достаточным для расширяющихся тампонажных цементов. Для высокотемпературных скважин, в которых образуется более прочный цементный камень, расширение не должно превышать 1,0–1,5 % [16].

Исследования, проведенные нами на специально разработанной установке [19], показали, что давление расширения составляло 2,5–4,0 МПа.

Помимо свойств расширяющей добавки, на величину и кинетику расширения цементного камня существенно влияние оказывают и другие факторы.

По данным Каримова Н.Х [4], для цементов с добавкой СаО увеличение внешнего давления до 50 МПа уменьшило величину расширения на 30 %, а повышение давления до 100 МПа уменьшило расширение уже на 70 %. Для цементов хромат-алюминатного расширения при росте давления с 10 до 100 МПа расширение снизилось на 30 %, а при затворении этого цемента раствором NaCl – на 25 %.

По мнению [20, 21] это связано с тем, что при ограничении расширения цементного камня кристаллизационное давление совершает работу, расходуемую на необратимое изменение положения отдельных структурных элементов камня и на упругую деформацию скелета, создающую внутреннее напряжение, выражающееся в давлении расширения. Причем напряжение, развиваемое расширяющимся цементом, прямо пропорционально величине его относительного расширения и коэффициенту упругости крепи. При снятии ограничения расширения эти напряжения должны привести к упругой внешней деформации скелета, имеющей важное практическое значение для компенсации деформации обсадной колонны при снижении в ней внутреннего давления, поскольку при использовании обычных цементов подобная операция приводит к образованию зазора [21].

Выше отмечалось, что из-за контракционных эффектов, вероятность образования усадочных (контракционных) пор существенно возрастает при твердении цементного камня в межколонном пространстве. Однако в ряде публикаций указывалось, что применение расширяющихся цементов уменьшит контракцию цементного камня при твердении [22].

Следует отметить, что это абсолютно неверно, поскольку контракция это уменьшение суммарного объема продуктов твердения (цемент + вода), а расширяющие добавки раздвигают структурный каркас (продукты твердения цемента). Проведенные нами исследования показали, что расширяющиеся цементы обладают такой же, а иногда, и большей контракцией по сравнению с бездобавочными цементами.

Применительно к процессам гидратации портландцемента контракция означает то, что объем продуктов гидратации меньше суммы объемов продуктов, вступивших в химическую реакцию (цемент и вода) [13, 14]. Это связано с двумя причинами. Первое – вода, вступая в реакцию с клинкерными минералами, переходит в связанное состояние в образовавшихся кристаллогидратах (продуктах твердения) и уменьшает свой объем. Второе – образовавшийся при гидратации минералов цементный гель содержит около 30 % пор размером менее  $10^{-7}$  см, называемых гелевыми, всегда заполненными водой, плотность которой может достигать до  $1200 \text{ кг/м}^3$ , и естественно, эта вода имеет меньший объем [23]. При гидратации расширяющей добавки происходит увеличение объема твердой фазы, и именно это обеспечивает расширение цемента. Однако контракция при этом не уменьшается, поскольку, говоря о гидратации расширяющихся цементов, часто забывают о втором компоненте химической реакции – воде, объем которой уменьшается вследствие указанных выше процессов.

Доказательством сказанного могут служить результаты определения контракции при твердении различных цементных растворов, проведенные на приборе «Контрактометр ВМ-7.7» (табл. 1). Испытания проводились с использованием портландцемента ПЦТ-I-50 с В/Ц = 0,5.

**Таблица 1** – Влияние различных добавок на контракцию при твердении цементных растворов

Исследуемые составы	Контракция, % во времени, ч						
	1	4	8	12	16	20	24
ПЦТ	0,28	0,61	1,07	1,61	2,36	2,87	3,15
ПЦТ + 0,03 % НТФ	0,09	0,28	0,45	0,94	1,77	2,31	2,53
ПЦТ + 7 % РД	0,31	0,54	0,94	1,56	2,41	2,84	3,05
ПЦТ + 2,5 % NaCl	0,31	0,63	0,96	1,64	2,34	2,57	2,73

Примечание: РД – расширяющая добавка на основе СаО.

Из таблицы видно, что при гидратации бездобавочного цемента и цемента с расширяющей добавкой контракция практически одинакова. Добавка НТФ является замедлителем твердения, поэтому на один и тот же момент времени степень гидратации этого цемента меньше чем бездобавочного, и в результате этого, ниже и контракция при его твердении.

Следствием контракции может явиться усадка цементного камня и трещинообразование. Вполне возможно, что и усадка цементного камня способствовало образованию трещин, показанных на рисунке 1. Во время проведения исследований нам не удалось выделить роль каждого из этих факторов.

При этом может сложиться парадоксальная ситуация, заключающаяся в том, что цементный камень будет иметь плотный контакт с ограничивающими поверхностями, но его пористость при этом будет увеличиваться. Причем, по данным [23], размер усадочных (контракционных) пор будет близок к размерам капиллярных пор, способных пропускать через себя газ и жидкости.

Эти процессы могут проходить в межколлонном пространстве, или против плотных непроницаемых пород, поскольку на гидратацию цемента и расширяющей добавки будет расходоваться вода, использованная для затворения цементного раствора. При твердении цементного раствора против водоносных горизонтов вакуум, образующийся при гидратации вяжущего и расширяющей добавки, будет компенсироваться пластовой жидкостью.

Однако если против твердеющего цементного раствора будут находиться пласты, содержащие агрессивные пластовые флюиды, например, сероводород, то последний будет попадать внутрь твердеющей системы на самых ранних стадиях, когда камень наиболее уязвим к действию коррозионно-активной среды [24].

Рассмотренные выше аспекты проектирования и применения расширяющихся цементов указывают на целесообразность их применения, важность правильного проектирования состава цемента и подбора рецептуры тампонажного материала с тем, чтобы получить наилучшее качество крепления скважин.

### Литература:

1. Nelson Erick B., Guillot Dominique. Well cementing. Second Edition. Schlumberger, 2006. – 799 p.
2. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд. – М.: Недра, 1987.
3. Ghofrani Reza and HeikoPlack. CaO- and/or MgO-Swelling Cements: A Key for Providing a Better Annular Sealing? – SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993.
4. Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Рахимбаев Ш.М. Разработка рецептур и применение расширяющихся тампонажных цементов: Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 50 с.
5. Опыт цементирования скважин расширяющимися тампонажными смесями с добавкой хроматного шлама // Бурение. – 1977. – № 7. – С. 36–41. : Т.К. Рахматуллин [и др.]. – 1963. – № 16.
6. Паркер П.Н., Уол В.В. Применение расширяющихся цементов для цементирования скважин // Экспресс информация нефтегазодобывающей промышленности. – 1966. – № 34. – С. 8–12.
7. Кривошей А.В. Разработка расширяющихся тампонажных смесей для низких и умеренных температур // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 36–37.
8. Химия и технология специальных цементов / Т.В. Кузнецова [и др.]. – М.: Стройиздат, 1979. – 207 с.
9. Кузнецова Т.В. Напрягающие цементы // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. – М., 1982. – XXVII. – № 5. – С. 500–503.
10. Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы. – М.: Госстройиздат, 1962.
11. Кузнецова Т.В., Кривобородов Ю.Р. Состав и применение специальных цементов // Технологии бетонов. – 2014. – № 2. – С. 8–11.
12. Булатов А.И. Миф о «расширяющихся цементах» // Бурение и нефть. – 2016. – № 2.
13. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и буровых растворов. – С-Пб.: Недра, 2011. – 268 с.
14. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 1981. – 152 с.



15. Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А., Лягов А.В. Исследование армированных облегченных тампонажных материалов // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 4. – С. 131–148. – DOI: dx.doi.org/10.15828/20758545-2017-9-4-131-148.

16. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширении тампонажных материалов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14–15.

17. Данюшевский В.С., Бакшутлов В.С., Чжао-Пинь-Хуан. Тампонажный цемент с большой величиной расширения на основе оксида кальция // Цемент. – 1972. – № 1. – С. 14–16.

18. Данюшевский В.С. Пути получения расширяющихся тампонажных цементов // Газовая промышленность. – 1973. – № 11. – С. 13–15.

19. Агзамов Ф.А., Бекбаев А.А., Нурғалиев М.Ф. и др. Установка для определения давления расширения тампонажных материалов. Патент РФ на полезную модель № 165375. Оpubл. 20.10.2016, бюлл. 29.

20. Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Хахаев Б.Н. Вяжущие материалы, изготавливаемые из промышленных отходов и их применение при креплении скважин // Бурение: Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. – 1982. – Вып. 7 (25). – 72 с.

21. Каримов Н.Х., Бакиров Н.К. Условия повышения контактных напряжений в заколонном пространстве скважин // Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Межвуз. научно-тематич. сб. – УНИ, 1990. – С. 258.

22. Чернышов С.Е., Куницких А.А., Вотинов М.В. Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 42–44.

23. Невилл А.М. Свойства бетона: Пер. с англ. – М.: Изд-во лит-ры по стр-ву, 1972. – 344 с.

24. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / В.М. Кравцов [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 190 с.

### References:

1. Nelson Erick B., Guillot Dominique. Well cementing. Second Edition. Schlumberger, 2006. – 799 p.
2. Danyushevskiy V.S., Aliev R.M., Tolstoykh I.F. Reference guide on plugging materials. – 2nd edition. – М.: Недра, 1987.
3. Ghofrani Reza and Heiko Plack. CaO- and/or MgO-Swelling Cements: A Key for Providing a Better Annular Sealing? – SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993.
4. Karimov N.H., Danyushevskiy V.S., Rakhimbayev S.M. Formulation development and application of expanding plugging cements: Overview information. – М.: ВНИОЭНГ, 1980. – 50 p.
5. Experience of well cementing with expanding cement slurry mixtures with chrome slurry addition // Drilling. – 1977. – № 7. – P. 36–41. : T.K. Rakhmatullin [et al.]. – 1963. – № 16.
6. Parker P.N., Wal V.V. Application of the expanding cements for the well cementing // Express information of the oil and gas industry. – 1966. – № 34. – P. 8–12.
7. Krivoshey A.V. Development of the expanding plugging mixtures for low and moderate temperatures // Oil industry. – 2005. – № 4. – P. 36–37.
8. Chemistry and technology of the special cements / T.V. Kuznetsova [et al.]. – М.: Stroyizdat, 1979. – 207 p.
9. Kuznetsova T.V. Tensioning cements // Journal of the Mendeleev All-Union Chemical Society. – М., 1982. – XXVII. – № 5. – P. 500–503.
10. Kravchenko I.V. Expanding Cements. – М.: Gosstroyizdat, 1962.
11. Kuznetsova T.V., Krivoborodov Yu.R. Composition and application of the special cements // Concrete technologies. – 2014. – № 2. – P. 8–11.
12. Bulatov A.I. Myth about «expanding cements» // Drilling and oil. – 2016. – № 2.
13. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of plugging and drilling fluids. – St-Pb.: Nedra, 2011. – 268 p.
14. Akhmadeev R.G., Danyushevskiy V.S. Chemistry of the flushing and plugging liquids. – М.: Nedra, 1981. – 152 p.
15. Bekbaev A.A., Agzamov F.A., Lyagov A.V. Research of the reinforced lightweight plugging materials // Nanotechnologies in construction. – 2017. – V. 9. – № 4. – P. 131–148. – DOI: dx.doi.org/10.15828/20758545-2017-9-4-131-148.
16. Agzamov F.A., Babkov V.V., Karimov I.N. About the necessary expansion of plugging materials // Territory of Neftgaz. – 2011. – № 8. – P. 14–15.
17. Danyushevskiy V.S., Bakshutov V.S., Zhao-Pin-Huang. Tamponazhny cement with a large expansion value on the basis of calcium oxide // Cement. – 1972. – № 1. – P. 14–16.
18. Danyushevskiy V.S. Ways of obtaining the expanding plugging cements // Gas industry. – 1973. – № 11. – P. 13–15.
19. Agzamov F.A., Bekbaev A.A., Nurgaliev M.F., etc. Installation for determining the expansion pressure of plugging materials. Russian Federation patent for useful model № 165375. Table 20.10.2016, Bulletin. 29.
20. Karimov N.Kh., Danyushevskiy V.S., Khaev B.N. Binders made of the industrial wastes and their application at well fastening // Drilling: Overview. // ВНИОЭНГ. – 1982. – Issue 7 (25). – 72 p.
21. Karimov N.Kh., Bakirov N.K. Conditions of contact stress increase in the borehole's under-bore space // Oil and gas well drilling technology: Interuniversity scientific and thematic collection. – УНИ, 1990. – P. 258.
22. Chernyshov S.E., Kunitskikh A.A., Votinov M.V. Investigation of the hydration dynamics and development of the compositions of the expanding additives to the plugging solutions // Oil industry. – 2015. – № 8. – P. 42–44.
23. Neville A.M. Concrete Properties: Per, from English. – М.: construction publishing, 1972. – 344 p.
24. Fastening of the high-temperature wells in the corrosive-active media / V.M. Kravtsov [et al.]. – М.: Nedra, 1987. – 190 p.





УДК 622.245.67

## ИЗУЧЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА

### STUDY OF VISCOELASTIC SYSTEMS BASED ON POLYACRYLAMIDE

**Аглиуллин Радмир Уралович**

магистрант,  
Уфимский государственный  
нефтяной университет

**Логинова Марианна Евгеньевна**

кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Уфимский государственный  
нефтяной университет  
ufamel@yandex.ru

**Аннотация.** Основным критерием качества окончания скважины определяются качеством цементирования обсадных колонн. Влияние геологических условий, сложности профиля строительства скважины и большой отход увеличивают сложность цементирования таких скважин. Возникает необходимость в дополнительных специализированных элементах компоновок обсадной колонны, тем самым увеличивается контроль за креплением скважины. Для решения проблем с перетоками пластового флюида в цементном камне, разобщением пластов с большими разностями по давлению применяют заколонные пакера. Однако из-за специфики работы пакера и ограничения по применению их, целесообразным и перспективным методом становится применение буферных жидкостей на основе вязкоупругих систем.

**Ключевые слова:** буферная жидкость, затрубное пространство, вязкоупругие системы, полимер, ферромагнитный наполнитель, сетчатая структура.

**Agliullin Radmir Uralovich**

Ufa State Petroleum Technological University

**Loginova Marianna Evgenievna**

Candidate of physico-mathematical Sciences,  
Associate Professor of the Chair  
«Drilling oil and gas wells»,  
Ufa State Petroleum Technological University  
ufamel@yandex.ru

**Annotation.** The main criterion for the quality of the end of the well will determine the quality of the cementing casing. However, the influence of the geological conditions, the complexity of the well construction profile and the large waste increase the complexity of cementing wells. There is a need for additional specialized elements of the casing string, increasing control over the mounting of the well. To solve problems with the flow of reservoir fluid in the cement stone, the separation of layers with large differences in pressure is used. back packers. However, due to the specifics of the work of the packer and restrictions on their use, the use of buffer liquids based on viscoelastic systems becomes an expedient and promising method.

**Keywords:** buffer fluid, annulus, viscoelastic systems polymer, ferromagnetic filler, mesh structure.

**В**язкоупругие системы (ВУС) представляют собой структурную сетку полимерных молекул скреплёнными ионами поливалентных металлов. Из всех буферных жидкостей, вязкоупругие системы выделяются, из-за специфических особенностей обладать как вязкими, так и упругими свойствами, обусловленные наличием нормальных напряжений. Данная система не является ньютоновской, что дает необычные результаты в исследовании этой системы [1].

Для исследования вязкоупругих системы были рассмотрены буферные жидкости на основе полиакриламида. Свойства данных полимерных систем легко регулируются вводом наполнителей и добавок [2].

Основные требования, предъявляемые буферной жидкости:

- очистка стенок скважины и обсадной колонны от образовавшиеся корки бурового раствора;
- минимальное влияние на адгезионную способность цементного камня;
- быть физико-химическими инертным к буровому и тампонажному растворам;
- не ухудшать реологические параметры буровых и тампонажных растворов;
- быть агрегативно и седиментационно устойчивыми;
- отделять тампонажный раствор от промывочной жидкости.

Для приготовления буферной жидкости применяли:

– в качестве структурообразователя использовали полиакриламид Flodril PAM 1040. Данный полимер показал отличную структурообразование и время удерживания связанной воды в структурной сетке;

- в качестве поливалентного металла были применены три соли  $MgCl_2$ ,  $Al_2(SO_4)_3$ ,  $Na_2Cr_2O_7$ ;
- техническая вода.

Способ приготовления:

– техническую воду отмеряем 300 мл, и нагреваем ее с помощью нагревательного элемента до температуры 60–80 градусов;



- в этот объём добавляем 1 % соли поливалентного металла, на низких частотах оборота перемешиваем до полного растворения соли;
- в этот объём вводим медленно 4 % полиакриламид Flodrilл ПАМ 1040 и интенсивно перемешиваем на больших скоростях;
- оставляем буферную жидкость в покое в течение 20–30 минут.

Определение готовности буферной жидкости определяли упругой характеристикой ВУСа, получаемую конусом Реббиндера.

Чтобы определить наиболее качественный поливалентный металл был проведен ряд экспериментов с различными концентрациями солей металлов (рис. 1). Было определено, что высоковалентные металлы как  $Cr^{+6}$  предпочтительнее, так как они образуют необходимую гелиевую структуру при меньших концентрациях и намного дольше сохраняет ее, удерживая воду в полимерной сетке.

Стоит заметить, что при очень больших концентрациях высоковалентных металлов, система становится агрегативно не устойчива, полимер коагулируется и выпадает в осадок. Обоснованием служит очень плотная сетчатая структура из полимеров, где мало ячеек для ассимилирования воды.

Для исследования выполнения требований к буферным жидкостям была поставлена задача о предотвращении язычкового течения тампонажного раствора длительное время. Буферная жидкость с многовалентным ионом металла хрома в течение 14 суток не изменила свою агрегативную устойчивость и упругие свойства, в отличие от других многовалентных ионов металла.



$MgSO_4$



$Al_2(SO_4)_3$



$Na_2Cr_2O_7$

**Рисунок 1** – Вязко-упругие системы со сшивателями

Также стоит отметить, хорошие изоляционные способности данной буферной жидкости. Металлический наполнитель не заржавел в течение всего хода исследований. Из этого следует, что коррозионное воздействие на обсадную трубу минимально, что увеличивает срок службы обсадной колонны. Основным недостатком этих буферных жидкостей на основе полимеров является образование пленки на стенках обсадной колонны. Из-за этого недостатка ВУСы не отвечают на требования к буферным жидкостям. Однако, степень влияния ее до конца не изучена.



через 24 часа



через 7 суток



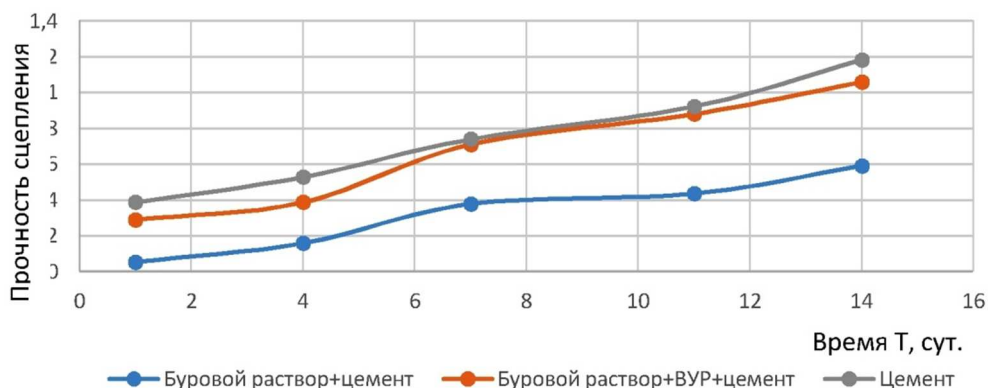
через 14 суток

**Рисунок 2** – Буферная жидкость с сшивателем  $Na_2Cr_2O_7$  и с ферромагнитный наполнителем



Для исследования этого вопроса был поставлен эксперимент с применением буферного раствора на основе полиариламида, тампонажного раствора и глинистого бурового раствора. Были рассмотрены три случая: а) случай, когда тампонажный раствор соприкасается с обсадной колонной без глинистой корки; б) случай, когда тампонажный раствор соприкасается с обсадной колонной, имеющей на поверхности глинистую пленку; в) случай, когда перед тампонажным раствором был прокачан ВУС для очистки стенок обсадной колонны от глинистой пленки.

Прочность сцепления цементного камня с обсадной колонной определялась по выдавливанию цементного камня из металлической обоймы. Полученные результаты представлены на рисунке 3.



**Рисунок 3** – Влияние среды на сцепление цементного камня с обсадной колонной

Основываясь на результатах эксперимента, можно сделать вывод о том, что наибольшее влияние в вязко-упругих системах на адгезионную способность цементного камня оказывается на начальных этапах твердения. И со временем влияние полимерной пленки уменьшается.

Степень негативного влияния пленки, можно связать с расширением цементного камня при твердении в воде и дегидратации полимерной структуры из-за контракционных свойств цементного камня [3].

**Литература:**

1. Логинова М.Е., Агзамов Ф.А. Математическая модель подбора реологических свойств тампонажного материала // Тезисы научно-технической конференции «Юбилейная конференция нефтяных вузов России – 75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан», УГНТУ, 2018. – С. 41.
2. Применение вязкоупругих подвижных пакеров при креплении скважин / Ф.А. Агзамов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 42–44.
3. Платицын И.Е., Токунова Э.Ф. Повышение качества цементирования скважин снижением контракции цементного раствора // Нефтяная провинция. – 2018. – № 3 (15). – С. 96–105.

**References:**

1. Loginova M.E., Agzamov F.A. a Mathematical model for the selection of the rheological properties of the back-fill material // Abstracts of scientific-technical conference «International scientific conference of petroleum universities in Russia – 75 years oil education in the Republic of Bashkortostan», Ufa state petroleum technological University, 2018. – P. 41.
2. Use of viscoelastic moving packers when fixing / F.A. Agzamov [et al.] // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 10. – P. 42–44.
3. Platitsyn I.E., Tokunova E.F. improving the quality of cementing by reducing the contraction of the cement solution // Petroleum province. – 2018. – № 3 (15). – P. 96–105.



УДК 622.24.084.32

## МОДЕЛИРОВАНИЕ СИЛ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ТОНКИХ БОКОВЫХ СТВОЛАХ

### MODELING OF THE FORCES OF RESISTANCE IN SLIM LATERAL HOLES

**Бейлярова Гюльсум Аббасовна**

аспирант,  
НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия»,  
Азербайджан  
elena\_drill@mail.ru

**Beylyarova Gulsum Abasovna**

Graduate Student,  
Research Institute «Geotechnological  
problems of oil, gas and chemistry»,  
Azerbaijan  
elena\_drill@mail.ru

**Аннотация.** В докладе рассмотрены результаты компьютерного моделирования сил сопротивления и нагрузки на долото по пяти моделям для тонких боковых стволов. Результаты исследования представлены в виде графика. Самые точные результаты получены по методу конечных элементов, однако для практических расчетов можно использовать и простую аналитическую модель.

**Annotation.** The report discusses the results of computer simulation of the forces of resistance and the weight on the bit in five models for slim sidetracks. The results of the study are presented in the form of a graph. The most accurate results were obtained using the finite element method; however, a simple analytical model can be used for practical calculations.

**Ключевые слова:** нагрузка на долото, силы сопротивления, компьютерное моделирование, математические модели, коэффициент трения.

**Keywords:** weight on the bit, resistance forces, computer simulation, mathematical models, friction coefficient.

**Б**урение тонких боковых стволов – это инновационная технология, применяемая во всем мире. При бурении тонких стволов возникает ряд проблем:

- увеличение значений сил сопротивления и крутящих моментов
- проблемы гидравлики и промывки.

Рассмотрим модели для расчета сил сопротивления и нагрузки на долото.

Для компьютерного моделирования нами были исследованы несколько моделей. Первая модель называется: модель крутящего момента и сопротивления, также известная как аналитическая модель. Вторая модель называется: метод конечных элементов (МКЭ). Третья модель строилась по методу Ньютона-Гаусса, четвертая по методу Хартли и пятая по методу Марквардта [1].

Каждый метод имеет преимущества и недостатки.

Для аналитической модели буровая колонна вдоль ствола скважины упрощается без учета жесткости. Преимущества этого предположения: высокая вычислительная скорость и приемлемая точность для расчета в реальном времени.

Для МКЭ рассматривается жесткость каждого элемента буровой колонны, преимущества рассмотрения жесткости: результат будет более точным.

Основная идея МКЭ состоит в том, чтобы использовать множество конечных элементов для обеспечения численного решения. В этом случае мы принимаем колонну в виде трехмерного элемента балки. Эта форма выбирается потому, что буровые трубы имеют форму цилиндра.

На каждом конце балки есть два узла. Каждый узел имеет 6 степеней свободы, включая три смещения и три поворота.

В ходе исследований было установлено, что алгоритм Марквардта является в некоторой степени интерполяцией градиентного алгоритма и алгоритма Ньютона-Гаусса.

Практика расчета по алгоритму Марквардта показывает, что данный метод является весьма эффективным и сходится даже для тех нелинейных регрессий, для которых алгоритм Хартли расходится. Правда, в среднем, вычисляя по этому алгоритму, необходимо затратить больше времени, чем по алгоритму Хартли.

Данные для расчета включали в себя: данные (глубина, наклон и азимут), информация о компоновке (компоненты, вес единицы длины, плотность, а также внутренние / наружные диаметры), плотность бурового раствора и вес на крюке.

В модели также учитывался фактор плавучести компоновки [2].

Моделировались силы сопротивления и на прямых секциях и на искривленных секциях.

На основе принятых моделей мы провели компьютерные расчеты для реальной горизонтальной скважины и сравнили полученные результаты с значениями в реальной скважине, измеренными прибором на забое скважины и прибором на поверхности.

Измеренные значения на забое значительно отличаются от измеренных значений на поверхности.



Как видно из графика (рис. 1) рассчитанные значения по всем методам практически совпадают со значениями, измеренными на забое скважины, что говорит о том, что модели подобраны верно.

Однако аналитическая модель вычисляет коэффициент трения и реальную нагрузку быстрее остальных.

Для вычисления коэффициента трения и реальной осевой нагрузки по другим методам требуется большее время, особенно для расчетов по МКЭ, что делает его трудоемким методом. Он не может использоваться для расчетов в режиме реального времени.

Также на основе моделей нами был смоделирован реальный коэффициент трения, который будет учтен при расчете осевой нагрузки на долото.

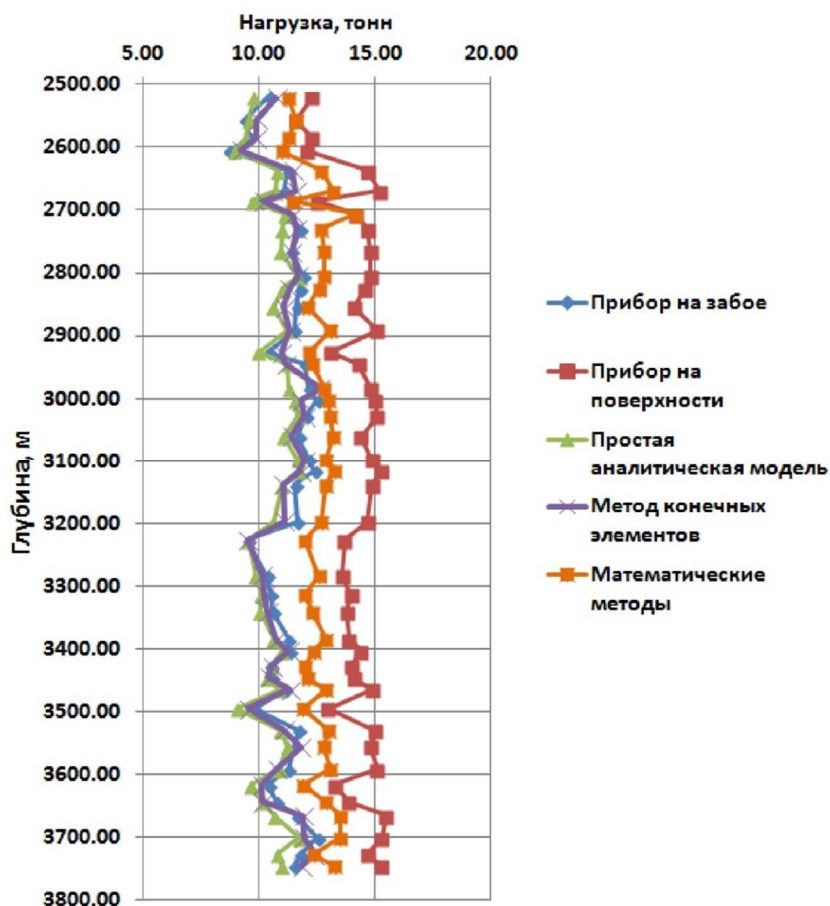


Рисунок 1 – Моделирование сил сопротивлений и нагрузки на долото

**Литература:**

1. Ал-Нахари Тавфик Али Ахмед. Задачи нелинейной оптимизации при моделировании параметров сил сопротивления // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 2. – С. 14–17.
2. Исследование вопросов минимизации сил сопротивлений в горизонтальных скважинах / А.М. Мамедтагизаде [и др.] // Azərbaycan mühəndislik akademiyasının xəbərləri. – 2017. – Cild 9. – № 1. – Səh. 57–64.

**References:**

1. Al-Nahari Tawfiq Ali Ahmed. Problems of nonlinear optimization when modeling parameters of resistance forces // Construction of oil and gas wells on land and sea. – 2016. – № 2. – P. 14–17.
2. Minimization of resistance forces in horizontal wells / A.M. Mamedtagizade [et al.] // Herald of the Azerbaijan Engineering Academy. – 2017. – Vol. 9. – № 1. – P. 57–64.



УДК 622.245.422

## ИССЛЕДОВАНИЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ С ВЯЗКОУПРУГИМИ СВОЙСТВАМИ НА ОСНОВЕ СТРУКТУРООБРАЗУЮЩЕЙ ДОБАВКИ ТД 300.050.ВП

### RESEARCH INVESTIGATION OF BUFFER FLUIDS WITH VISCOELASTIC PROPERTIES BASED ON THE STRUCTURE-FORMING ADDITIVE TD 300.050.VP

**Белей Иван Ильич**

кандидат технических наук,  
ведущий научный сотрудник ОНИРОСС  
ООО «ТюменНИИгипрогаз»  
Beley@tngg.ru

**Цепилова Ирина Анатольевна**

директор НТЦ ООО «Полипласт-УралСиб»  
cepilova@ppus.org

**Федоровская Виктория Аркадьевна**

ведущий инженер ОНИРОСС  
ООО «ТюменНИИгипрогаз»  
FedorovskayaVA@tngg.ru

**Аннотация.** Приведены результаты исследований вытесняющих буферных жидкостей различной плотности на основе добавки ТД 300.050.ВП. Отличительной особенностью составов является наличие вязкоупругих свойств и возможность их регулирования дозировкой структурообразующей добавки. Установлена продолжительность периода структурообразования буферных жидкостей, изучена их стабильность в зависимости от утяжеляющей добавки и совместимость с тампонажным раствором. По совокупности положительных технологических свойств, рассмотренные буферные составы могут быть рекомендованы для практического применения.

**Ключевые слова:** буферная жидкость, свойства, добавка комплексная структурообразующая, утяжелитель, стабильность, совместимость.

**Beley Ivan Illich**

Senior Researcher,  
Candidate of Science in Engineering,  
LLC TyumenNIIgiprogaz  
Beley@tngg.ru

**Tsepilova Irina Anatolyevna**

Director,  
STC LLC Poliplast-Ural Sib  
cepilova@ppus.org

**Fedorovskaya Viktoriya Arkadevna**

Lead engineer,  
LLC TyumenNIIgiprogaz  
FedorovskayaVA@tngg.ru

**Annotation.** This article to report results of studies of displacing buffer fluids with different densities based on the addition of TD 300.050 VP. The specificity of this compositions is viscoelastic properties and the possibility of their regulation by changing concentration of the structure-forming additive. In the result of the research was defined period of structure formation of buffer fluids, studied changes of buffer fluids in depending of concentration of the weighting additive and also investigate buffers fluids compatibility and cementing slurry.

In the result were define a positive technological properties which allow recommendation of buffer fluids for practical using.

**Keywords:** buffer fluids, properties, complex structural additive, weighting agent, stability, compatibility.

Одним из эффективных способов повышения степени вытеснения буровых растворов из кольцевого пространства, удаления корки и пленки раствора с ограничивающих поверхностей при цементировании обсадных колонн в условиях АВГД и малых скоростей течения, является применение структурированных утяжеленных буферных растворов с наличием вязкоупругих свойств. В отличие от стандартных структурированных тиксотропных систем, для которых характерно разрушение структуры при малых скоростях сдвига и сдвиговое разжижение, ухудшающие их вытесняющую способность, течение вязкоупругих систем происходит без существенного разжижения, с максимальным заполнением затрубного пространства единой структурированной массой (плоский профиль потока), чем обеспечивается режим «пробкового» вытеснения бурового раствора. В работе [1] отмечается, что способность вязкоупругой системы принимать форму канала, по которому он движется, обеспечивает хорошее вытеснение промывочной жидкости в сужениях и в расширениях ствола скважины.

В настоящее время разработано достаточно большое количество вязкоупругих составов, применяемых при строительстве скважин, получаемых путем «сшивки» водных растворов полимеров специальными кросс-агентами или поливалентными солями [2, 3].

Следует отметить, что указанные составы ВУР не предполагали получение систем с повышенной плотностью, что ограничивало область их применения. Кроме того, для приготовления буферных растворов с вязкоупругими свойствами невозможно использовать стандартную технологическую схему затворения и тампонажную технику, поскольку смешивание компонентов в сухом виде и последующее затворение их водой (по схеме затворения тампонажных растворов) практически неосуществимо.



Это стало особенно актуальным, когда в практику цементирования начали внедряться составы сухих смесей для приготовления буферных растворов различной плотности, приготавливаемых по принципу затворения тампонажных растворов, с последующим накоплением их в осреднительной емкости для усреднения и гомогенизации. Для газовых месторождений севера Тюменской области такие составы сухих смесей различной плотности были разработаны и внедрены лабораторией тампонажных растворов ООО «ТюменНИИгипрогаз» под наименованием СБП (смеси буферные порошкообразные типа СБП-2, СБП-3, СБП-4 для приготовления буферных жидкостей со значениями средней плотности 1,2 г/см<sup>3</sup>, 1,3 г/см<sup>3</sup> и 1,4 г/см<sup>3</sup>).

СБП представляют собой смесь биополимерного структурообразователя, утяжеляющей добавки и корректирующих реагентов, а приготовленный буферный раствор характеризуется наличием лишь тиксотропных свойств, свойственных буровым растворам, и не относится к вязкоупругим системам. К недостаткам составов буферных жидкостей на основе смесей СБП можно также отнести невысокую стойкость к коагулирующему действию тампонажного раствора, что требовало ввода дополнительных корректирующих реагентов.

Поэтому в дальнейшем были разработаны модифицированные составы сухих смесей СБП-2(3,4) АМ (смеси буферные порошкообразные абразивно-очищающие), в которых используется солестойкий полимерный структурообразователь, а приготавливаемые буферные жидкости обладают вязкоупругими свойствами за счет «сшивки» полимерного компонента добавкой синтетического реагента. Составы утяжеленных буферных жидкостей на основе смесей СБП-3 АМ и СБП-4 АМ совместимы с любыми типами буровых и тампонажных растворов на водной основе и были внедрены при строительстве эксплуатационных скважин на Бованенковском НГКМ [4].

В данной работе приводятся результаты исследований возможности применения добавки комплексной структурообразующей типа ТД 300.050. ВП в качестве основы буферных жидкостей с аналогичными свойствами. Добавка ТД 300.050. ВП выпускается по ТУ 20.59.59-009-58042865-2018 компанией ООО «Полипласт-УралСиб» и является смесью полимерного стабилизатора полисахаридного ряда, высокомолекулярного «сшивателя» на основе полинафталинформальдегида и вспомогательных добавок. Представляет собой порошкообразный продукт светло-коричневого цвета, получаемый путем определенного порядка смешивания компонентов, их специального помола и последующей гомогенизации.

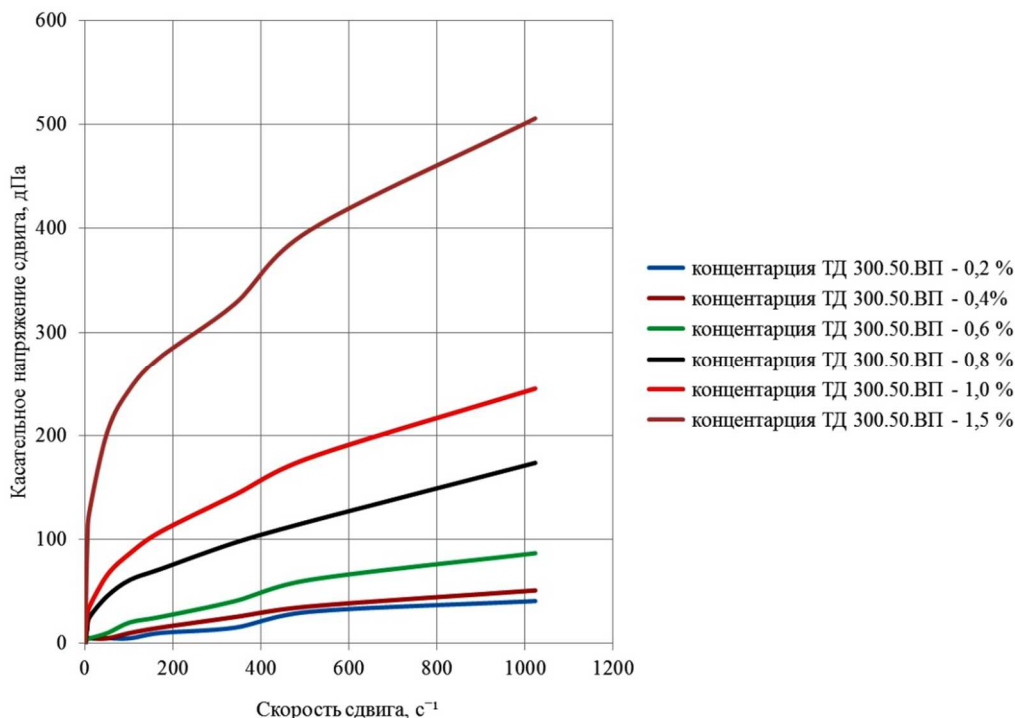
Благодаря наличию у водных растворов добавки ТД 300.050. ВП вязкопластичных и вязкоупругих свойств (в зависимости от концентрации), они могут применяться для приготовления и обработки различных технологических жидкостей (разделяющих и вытесняющих буферных составов, обработки буровых и тампонажных растворов, получения изолирующих составов и др.).

На начальном этапе исследовалось влияние концентрации добавки ТД 300.050. ВП в воде на время структурирования и реологические свойства получаемого раствора. С этой целью, определенная навеска реагента постепенно добавлялась к воде (при определенной постоянной скорости вращения вала лабораторной мешалки) и полученный раствор перемешивался в течение 60 мин с промежуточными замерами свойств через 30, 40 и 50 мин. Реологические свойства водных растворов ТД 300.050. ВП определялись на ротационном вискозиметре 3500 SL «Chandler Engineering» (при стандартном соотношении размеров внутреннего и наружного цилиндров) в диапазоне скоростей сдвига от 5,1 с<sup>-1</sup> до 1022 с<sup>-1</sup>.

Измерения касательных напряжений сдвига осуществлялись при достижении стабилизации показаний прибора на максимальной скорости сдвига. Затем выполнялись измерения путем последовательного изменения скорости сдвига от большей к меньшей (обратный ход) и от меньшей к большей (прямой ход). Такой порядок измерений был принят для исключения эффекта гистерезиса и обеспечения условий максимального разрушения структуры, при которых полученные значения касательных напряжений сдвига являются корректными.

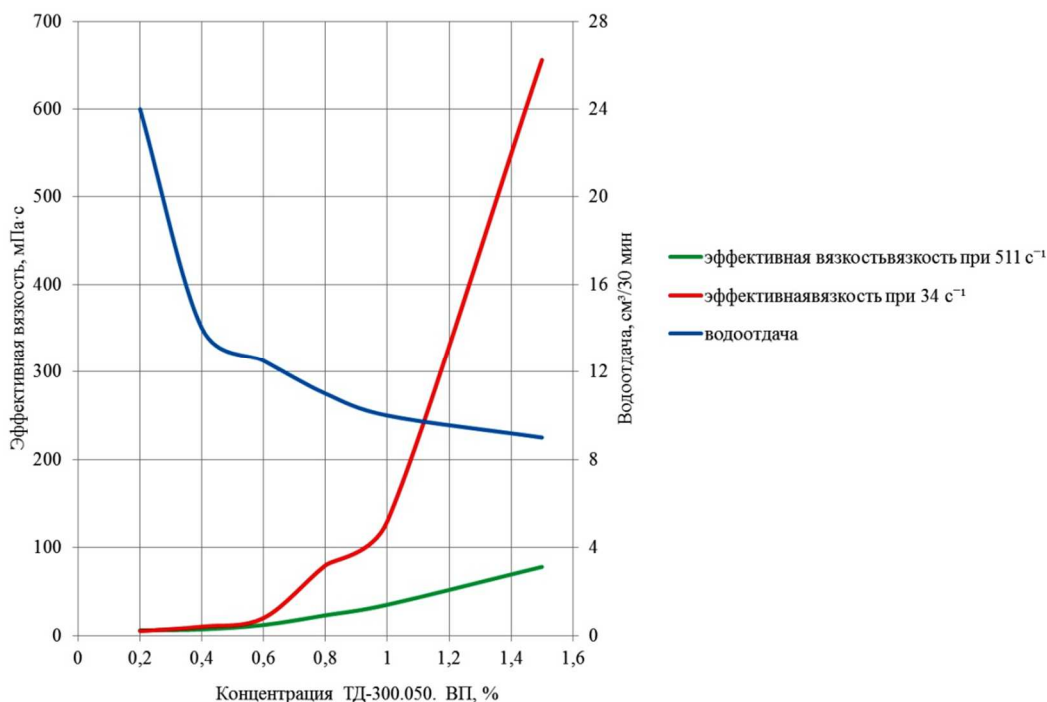
На рисунке 1 приведены конечные реограммы водных растворов ТД 300.050. ВП различной концентрации в указанном диапазоне скоростей сдвига, полученные по усредненным значениям касательных напряжений сдвига. Как видно на рисунке, проявление явных структурообразующих свойств и вязкоупругого эффекта происходит при концентрации полимерной добавки 1,0 % и более. Об этом можно судить по сопоставлению характера кривых течения в области низких скоростей сдвига, где для растворов с концентрацией полимера в воде 1 % и 1,5 % отмечается очевидная нелинейность. Нелинейный вид графиков указывает на наличие у систем структуры с определенной прочностью, которую необходимо преодолеть увеличением сдвиговых напряжений (т.е. скорости сдвига) для течения в условиях достигнутого разрушения структуры.

Такой характер течения отличает растворы ТД 300.050. ВП от известных тиксотропных систем (глинистых растворов, растворов биополимеров), для которых наблюдается явно выраженное сдвиговое разжижение после приложения достаточно небольших сдвиговых усилий: разрушение структуры происходит в области малых скоростей сдвига, а далее растворы имеют линейный характер течения, свойственный системам с полностью разрушенной структурой.



**Рисунок 1** – Реограммы водных растворов полимерного структурообразователя ТД 30.050.ВП

Если сравнивать изменения эффективной вязкости от концентрации ТД 300.050.ВП при низких скоростях сдвига (преимущественное влияние прочности структуры) и при высоких скоростях сдвига (преимущественное влияние сил взаимодействия агломератов геля и вязкостной составляющей), то можно видеть, что наиболее значительный прирост значений эффективной вязкости наблюдается в первом случае (в 25–129 раз) и именно при концентрации реагента 1–1,5 % (рис. 2). При скорости сдвига 511 с<sup>-1</sup> также отмечается прирост вязкости в указанном диапазоне концентраций полимерного структурообразователя, но он менее значителен (от 6,9 до 15,3 раза), поскольку измерение происходит в условиях разрушенной структуры.



**Рисунок 2** – Изменение эффективной вязкости при различных скоростях сдвига и водоотдачи в зависимости от концентрации ТД 300.050.ВП в воде





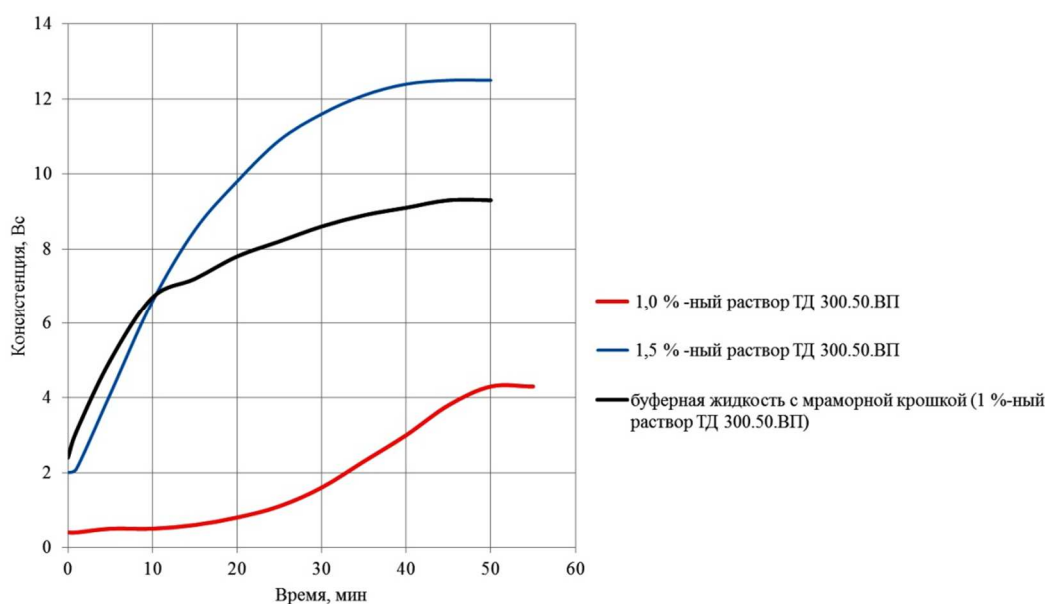
При повторном измерении растворов с явно выраженными вязкоупругими свойствами получены сопоставимые значения касательных напряжений сдвига во всем диапазоне скоростей сдвига, что свидетельствует об отсутствии механической деструкции полученной «сшитой» системы и способности восстанавливать связи между агломератами после приложения сдвиговых усилий.

Данный тип вязкоупругих растворов можно условно отнести в т.н. «мягким» ВУР, поскольку в отличие от «жестких» (даже резиноподобных) ВУР на основе «сшитого» полиакриламида, он обладает способностью к обратимому восстановлению структуры после приложения сдвиговых усилий.

Следует отметить невысокие значения показателя водоотдачи водных растворов реагента ТД-300.050.ВП даже при минимальных добавках, но наиболее существенное снижение  $V_{30}$  происходит уже при концентрации реагента 0,6 % (рис. 2). Для систем с 1 % и 1,5 % реагента наблюдается лишь дополнительное незначительно снижение водоотдачи, обусловленное «сшивкой» полимера и связыванием свободной воды.

Таким образом, исследования показали возможность применения реагента ТД 300.050.ВП в качестве основы для получения вязкоупругих систем, в т.ч. буферных жидкостей с низкой и высокой плотностью. При этом концентрация полимерного реагента в воде должна составлять не менее 1 %.

Особенностью вязкоупругих систем данного типа является постепенное структурообразование в течение 30–50 мин, что позволяет исключить проблемы с их закачкой, поскольку основной процесс структурообразования будет происходить уже в обсадной колонне. Установлено, что интенсивность набора буферным раствором максимальной вязкости зависит от концентрации полимерного реагента в воде: с увеличением концентрации реагента интенсивность «сшивки» и набора структуры возрастают. На рисунке 3 приведены графики изменения консистенции водных растворов ТД 300.050.ВП, полученные при испытании на консисометре, т.е. в условиях, имитирующих процесс движения буферных растворов в обсадных трубах и затрубном пространстве при цементировании обсадных колонн.



**Рисунок 3** – Изменение во времени консистенции водных растворов ТД 300.050.ВП различной концентрации и утяжеленной буферной жидкости с мраморным порошком

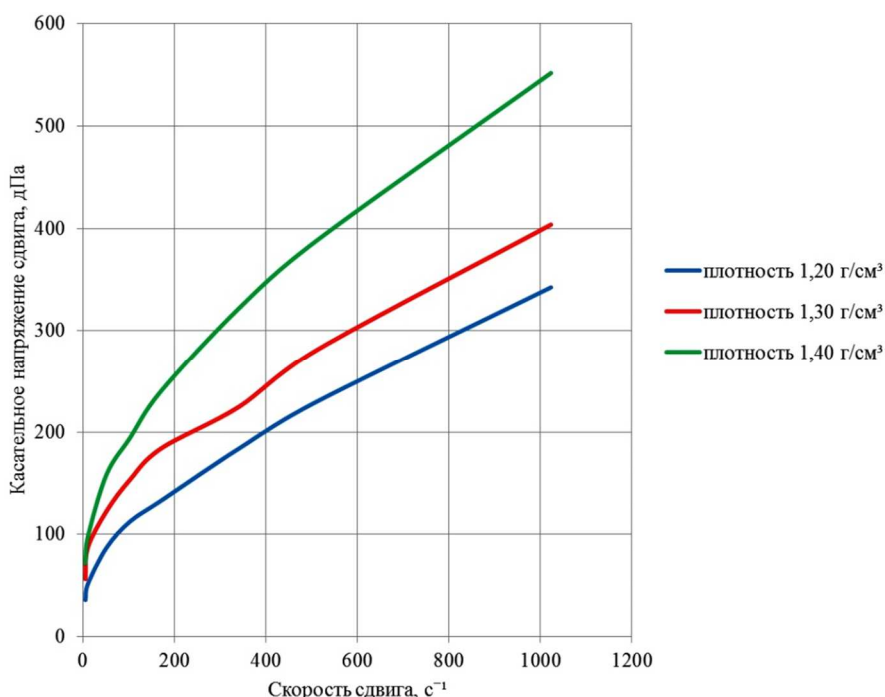
В дальнейшем были проведены исследования по оценке возможности использования добавки комплексной структурообразующей ТД 300.050.ВП в качестве основы для приготовления утяжеленных вязкоупругих буферных жидкостей. С этой целью реагент в сухом виде смешивался с утяжеляющей добавкой (мраморным порошком, кварцем, баритом и др.) и затем смесь затворялась водой по методике затворения, принятой для тампонажных растворов. Но в отличие от стандартной методики, после затворения смеси водой и перемешивания в смесителе при 1500 об/мин в течение трех минут, раствор выдерживался 30 мин и затем осуществлялось повторное перемешивание в течение трех минут. Такая методика приготовления была принята по той причине, что процесс структурообразования, аналогично водным растворам реагента, также происходит с постепенным увеличением консистенции в течение 30–40 мин (рис. 3).

Дозировка структурообразующей добавки подбиралась из расчета обеспечения ее концентрации в воде затворения не менее 1 %.

На рисунке 4 приведены реограммы утяжеленных буферных жидкостей с мраморной крошкой, полученные на основе ТД 300.050.ВП. В данном случае мраморная крошка выполняет роль регулято-

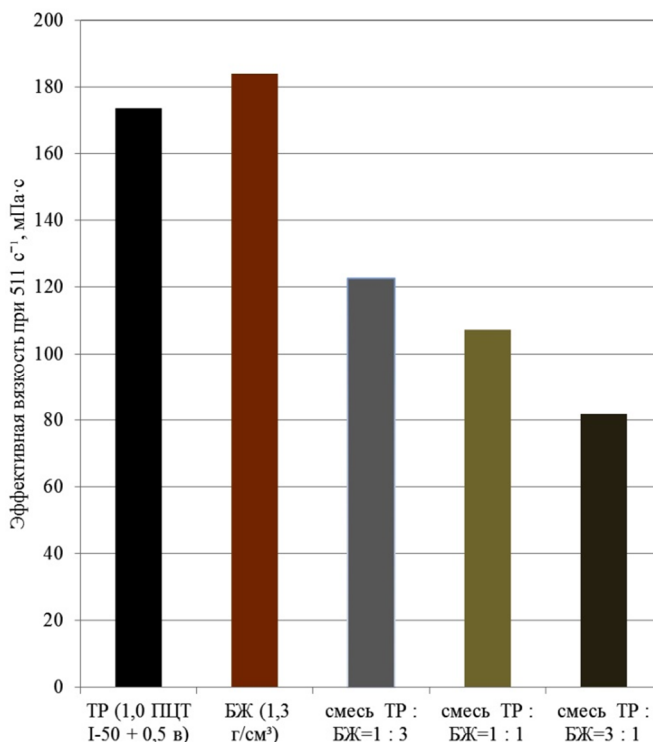


ра плотности и абразивного материала, повышающего «очищающую» способность вязкоупругого состава. Графики течения утяжеленных буферных жидкостей являются также нелинейными и с ростом плотности, достигаемой за счет уменьшения водо-твердого отношения, в большей степени проявляют вязкоупругие свойства.



**Рисунок 4** – Реограмма утяжеленных буферных жидкостей на основе ТД 300.050.Вп (с мраморным порошком)

Системы характеризуются необходимой стабильностью, показателем водоотдачи 8–10 см<sup>3</sup>/30 мин, хорошей совместимостью с тампонажным раствором. На рисунке 5 приведены реограммы стандартного тампонажного раствора с В/С = 0,5, утяжеленной мраморной крошкой буферной жидкостью с плотностью 1,3 г/см<sup>3</sup>, а также их смесей в соотношениях 1 : 3, 1 : 1 и 3 : 1.



**Рисунок 5** – Соотношение значений эффективной вязкости тампонажного раствора, утяжеленной мраморным порошком буферной жидкостью и их смесей в различных соотношениях



Как видно на рисунке, при добавлении вязкоупругого буферного раствора к стандартному тампонажному раствору в указанных соотношениях не происходит повышение вязкости раствора в результате коагулирующего действия одной системы, относительно другой. Более того, отмечается даже снижение вязкости тампонажного раствора при вводе буферного раствора, что является положительным свойством с практической точки зрения.

Испытания, выполненные с другими утяжеляющими добавками (кварцевый песок, барит, КМД-Н) также показали возможность получения технологически пригодных вязкоупругих составов на основе полимерного структурообразователя ТД 300.500.050.ВП и возможность их безопасного промыслового применения при цементировании обсадных колонн в интервалах нормальных и умеренных температур.

#### Литература:

1. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М. : Недра, 1978. – 240 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Т. 1. – М. : Недра, 1985. – 414 с.
3. Применение полимерных смесей полиакриламида и хлорного железа при проводке скважин / Е.А. Конавалов [и др.] // ЕНТПЖ Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 9. – С. 62–63.
4. Разработка и применение унифицированных цементных смесей для приготовления тампонажных растворов пониженной плотности при одноступенчатом цементировании обсадных колонн / И.И. Белей [и др.] // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 6. – С. 32–37.

#### References:

1. Bulatov A.I., Ukhanov R.F. Improvement of hydraulic methods of well cementing. – M. : Nedra, 1978. – 240 p.
2. Bulatov A.I.; Avetisov A.G. Handbook of the engineer on drilling. In 2 volumes. V. 1. – M. : Nedra, 1985. – 414 p.
3. Application of the polymeric mixtures of polyacrylamide and chlorine iron for well routing / E.A. Konovalov [et al.] // UNTPZH Oil industry. – 1978. – № 9. – P. 62–63.
4. Development and application of the unified cement mixtures for the preparation of the cement slurries of the lowered density at the single-stage casing cementing // I.I. Belei [et al.] // NTZh Construction of the oil and gas wells on the land and at sea. – M. : JSC «VNIOENG», 2015. – № 6. – P. 32–37.



УДК 550.822.7

## ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ БУРЕНИЕМ АНОМАЛЬНО-ГИДРОПРОВОДНЫХ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С АВПД ФЛЮИДНОЙ СИСТЕМЫ

### PRIMARY AUTOPSY OF ABNORMALLY HYDROCONDUCTIVE RESERVOIRS

**Вахромеев Андрей Гелиевич**

доктор геолого-минералогических наук,  
заведующий лабораторией «Геология нефти и газа»,  
Институт земной коры  
Сибирского отделения Российской академии наук,  
доцент кафедры НГД,  
Иркутский национальный исследовательский  
технический университет,  
начальник геологического отдела,  
ИФ ООО «РН-Бурение»  
andrey\_igp@mail.ru

**Сверкунов Сергей Александрович**

главный технолог РИТС,  
ИФ ООО «РН-Бурение»  
dobro\_75@mail.ru

**Горлов Иван Владимирович**

заместитель начальника инженерно-технического центра  
по геологическим проектам,  
ООО «Газпром геологоразведка»,  
i.gorlov@ggr.gazprom.ru

**Мартынов Николай Никитович**

аспирант,  
Иркутский национальный исследовательский  
технический университет,  
начальник смены,  
ИФ ООО «РН-Бурение»

**Аннотация.** В настоящей статье описываются текущие исследования авторов по изучению аномально-гидропроводных трещинно-жильных коллекторов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) флюидов в процессе бурения скважин. По данным геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории Сибирской платформы строительство скважин всех назначений (параметрические, поисковые и разведочные, эксплуатационные) на углеводороды (УВ) характеризуется сложными геолого-техническими условиями их проводки [1, 7]. Это обусловлено наличием многолетнемерзлых пород, вскрытием зон контактово-измененных пород, связанных с широко развитым трапповым магматизмом в осадочном чехле, горизонтов с АВПД флюидов, а также мощного комплекса галогенно-карбонатных пород. Высокие дебиты нефти и газа, рапопроявлений и АВПД из природных резервуаров трещинного типа серьезно осложняют бурение и испытание продуктивных скважин [2, 3, 4]. Аномально высокие пластовые давления типичны для флюидных (нефть, газ, рапа) систем в межсолевых карбонатных коллекторах средней части глубин 1300–2200 м осадочного чехла на юге Сибирской платформы (рис. 1). Неожиданное вскрытие скважинами трещинно-жильных зон приводит к аварийному фонтанированию рапой, рапогазовой смесью с дебитами до 7000 м<sup>3</sup>, или пластовой (разгазированной) нефтью.

**Vakhromeev Andrey Gelievich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of the Oil and Gas Geology Laboratory,  
Crustal Institute of the Siberian Branch of  
the Russian Academy of Sciences,  
assistant professor at the NGD department,  
Irkutsk National Research  
Technical University,  
Head of the geological department,  
IF LLC RN-Burenie  
andrey\_igp@mail.ru

**Sverkunov Sergey Alexandrovich**

RITS chief technologist,  
IF LLC RN-Burenie  
dobro\_75@mail.ru

**Gorlov Ivan Vladimirovich**

Deputy Head of the Engineering  
and Technical Center for Geological Projects,  
ООО Gazprom geologorazvedka,  
i.gorlov@ggr.gazprom.ru

**Martynov Nikolai Nikitovich**

Graduate student,  
Irkutsk National Research  
Technical University,  
shift supervisor,  
IF LLC RN-Burenie

**Annotation.** In the present article the current researches of authors on studying of abnormal and hydrowire collectors with the abnormally high reservoir pressure (AHRP) in the course of well-drilling are described. According to exploration works on oil and gas in the territory of the Siberian platform construction of wells of all appointments (parametrical, search and prospecting, operational) on hydrocarbons (UV) is characterized by difficult geological specifications of their conducting [1, 7]. It is caused by existence of permafrost breeds, opening of zones of the kontaktovo-changed breeds connected with widely developed trappovy magmatism in a sedimentary cover, the horizons with AVPD of fluids and also a powerful complex of halogen and carbonate breeds. High outputs of rapoproyavleniye and AVPD seriously complicate drilling and test of productive wells. Abnormally high reservoir pressures with a gradient to 2,35–2,65 are typical for fluid (oil, gas, a brine) systems in carbonate collectors of a middle part of depths of the 1300-2200<sup>th</sup> sedimentary cover in the south of the Siberian platform. Unexpected opening by wells of treshchinno-wire zones leads to emergency spouting by a brine, rapogazovy mix with outputs up to 7000 m<sup>3</sup>, or reservoir (razgazirovaniy) oil. Coefficients of anomaly of reservoir pressure of fluid systems



Коэффициенты аномальности пластового давления флюидных систем изменяются от 1,269 до 1,600 и даже 2,350–2,450. Давления на устье закрытой скважины, вскрывшей пласт-коллектор с АВПД и заполненной рассолом-рапой плотностью 1410–1430 кг/м<sup>3</sup> достигают 16,2–18,7 МПа.

**Ключевые слова:** трещинно-жильный коллектор, аномально высокое пластовое давление, бурение, смятие.

change from 1,269 to 1,600 and even 2,350–2,450. Estuarial pressure upon the mouth of the closed well which has opened layer collector with AVPD and filled with a brine brine with a density of 1410–1430 kg/m<sup>3</sup> reach 16,2–18,7 MPas

**Keywords:** collector, abnormally high reservoir pressure, drilling, crushing/

## Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин в условиях сложных каверново-трещинных (трещинно-жильных) межсолевых АВПД-пластов для предприятий-недропользователей является большой и весьма значимой геолого-технологической проблемой, решению которой авторы посвятили не одно десятилетие.

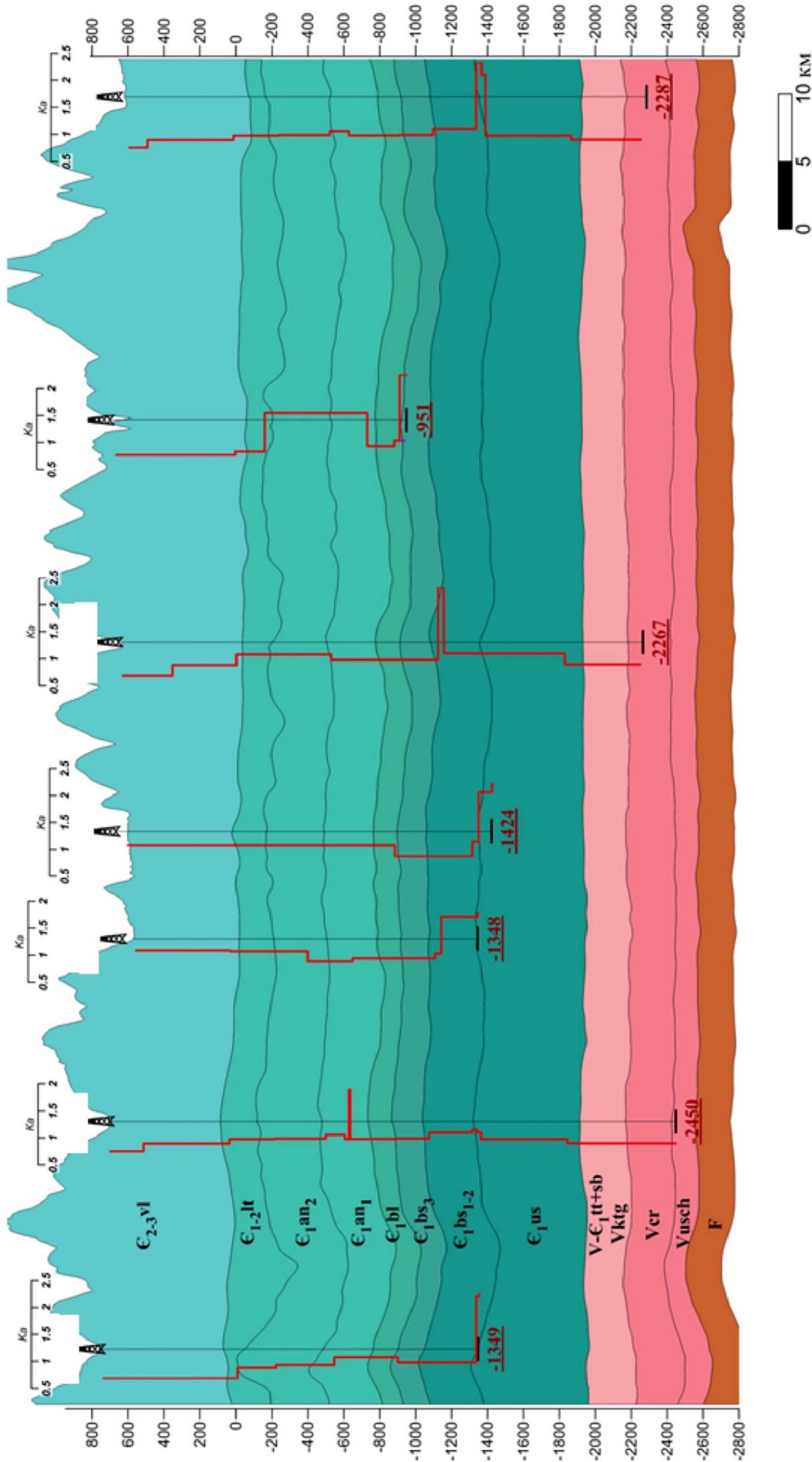
Термин «трещинно-жильный» и «карстово-жильный» сложный тип коллектора принят по аналогии с [10, 11], как самостоятельный, весьма неравномерный тип гидравлического строения резервуара, отличающийся от пластового локализованным распределением флюидов в зонах разломов или карстовых пустотах, каналах, а также транзитным, межблоковым [8] характером перераспределения фильтрационного поля при формировании воронки депрессии по модели с «двойной пустотностью»).

Ранее авторами [Вахромеев А.Г. и др., 2009, 2014] зоны рапогазопроявления рассматривались с точки зрения первичного вскрытия пласта и скважинной добычи предельно насыщенных поликомпонентных промышленных рассолов карбонатных резервуаров галогенно-карбонатной гидрогеологической формации кембрия Ангаро-Ленского артезианского бассейна. Авторами запатентована технология вскрытия высоконапорных пластов, насыщенных крепкими рассолами (Патент 2365735 от 27.08.2009), технология скважинной добычи жидкого полезного ископаемого, склонного к температурному фазовому переходу (Патент 2361067 от 10.07.2009), а также еще ряд сопутствующих разработок по данной тематике (Патент № 2229587 от 27.05.2004, № 2213120 от 27.09.2003, № 2108963 от 20.04.1998, № 2205796 от 10.06.2003 и т.д.) [2–6].

На сегодняшний день не менее актуально проблемой становится достижение проектного забоя при бурении скважин на нефть и газ в геологических условиях наличия в солевой формации аномальных пластов коллекторов с АВПД. Наличие зон АВПД осложняет или делает невозможным бурение глубоких скважин на низезалегающие пласты с УВ-насыщением (Ковыктинское; Северо-Даниловское, Даниловское НГКМ, Тирская, Знаменская, Космичекая, Карахунская, Рудовская, Тутурская, Жарковская, Омолойская и др. разведочные площади глубокого бурения).

Вариант технического и технологического решения предложен коллективом авторов в части первичного вскрытия зон с АВПД [9], идея которого – оперативное формирование искусственной фильтрационной завесы в призабойной зоне продуктивного пласта. В основу способа положены явления самопроизвольной кристаллизации солей из предельно насыщенных расстолов при изменении термобарических условий системы, и явление необратимого выпадения солей при смешивании хлоридных рассолов с техническими водами сульфатно-карбонатного состава. По заявленному технологическому и техническому решению осуществляют бурение и крепление ствола скважины обсадной колонной до кровли высоконапорного пласта, вскрытие бурением высоконапорных пластов с использованием мер противofонтанного выброса. После вскрытия высоконапорных пластов производят подбуривание зумпфа. Осуществляют закачку в призабойную зону пласта буферной жидкости на основе охлажденного рассола. Используют охлажденный частично раскристаллизованный рассол из амбара, полученный ранее переливом при бурении по высоконапорному пласту.

Закачивают техническую воду сульфатно-карбонатного состава и цементный раствор на основе магниезильно-фосфатного тампонажного раствора в заданном объеме. Его закачивают в зону проявления под давлением, обеспечивающим 5 %-й запас над давлением высоконапорного пласта. После закачки скважину оставляют на этом противодавлении. При необходимости операцию повторяют. После снижения интенсивности проявления до значений 5–10 м<sup>3</sup>/час продолжают бурение на переливе с этим дебитом с одновременной закачкой получаемого объема притока рассола в заранее сформированную зону поглощения. При достижении забоем проектных отметок кровли продуктивного целевого пласта с нефтяным или газовым насыщением осуществляют спуск дополнительной обсадной колонны с прочностными характеристиками на смятие, превышающими пластовое давление в интервале проявления крепких рассолов. Производят цементирование упомянутой колонны тяжелым цементным раствором и магниезильно-фосфатным тампонажным раствором из расчета превышения гидростатического давления цементного раствора над давлением в проявляющем пласте. Опрессовку обсадной колонны производят не ранее, чем через 3 суток после цементирования. Далее продолжают бурение по целевому нефтяному или газовому пласту.



**Рисунок 1** – График совмещенных давлений по скважинам, вскрывшим сложные трещинно-жильные коллекторы с АВПД флюидов. Некоторые скважины не дообурены до проектного забоя, и по этим скважинам линия значений забойного давления фиксирует глубину вскрытия пласта с АВПД

**Литература:**

1. Заливин В.Г., Вахромеев А.Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ : учебное пособие. – М., Вологда : Изд-во Инфра-Инженерия, 2018. – 500 с.
2. Брагина О.А., Богданов В.С., Вахромеев А.Г. и др. Буровой раствор и способ его получения. Патент № 2255104 // Бюллетень от 27.06.2005.
3. Вахромеев А.Г. Способ добычи полезного ископаемого, склонного к температурному фазовому переходу. Патент № 2229587 // Бюллетень. 27.05.2004. № 15.
4. Вахромеев А.Г. Способ вскрытия высоконапорных пластов, насыщенных крепкими рассолами. Заявка № 2007108993/03 // Бюллетень от 20.09.2008.
5. Вахромеев А.Г. Конструкция глубокой скважины. Заявка № 2007118960 // приоритет от 21.05.2007. Решение о выдаче патента от 07.10.07.
6. Вахромеев А.Г. Способ скважинной добычи жидкого полезного ископаемого, склонного к температурному фазовому переходу. Заявка № 2007146881/03(051403), приоритет от 17.12. 2007. Решение о выдаче патента от 25.11.2008.
7. Вахромеев А.Г., Мышевский Н.В., Хохлов Г.А. Аномально-высокие пластовые давления как фактор, осложняющий освоение углеводородных месторождений Восточной Сибири // Матер. Всеросс. совещания «Современная геодинамика и опасные природные процессы в Центральной Азии: фундаментальный и прикладной аспекты». – Иркутск : ИЗК СО РАН, 2006. Вып. 5. – С. 98–119.
8. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и концепция освоения промышленных рассолов (на примере юга Сибирской платформы) : Автореф. дисс. ... д-ра геол.-мин. наук. – Иркутск, 2009. – 36 с.
9. Пат. № 2630519 Российская Федерация МПК E21B21/08 Способ строительства скважины в осложненных условиях / Вахромеев А.Г., Ильин А.И., Горлов И.В., Сверкунов С.А. – RU 2630519 C1; заявл. 04.04.2016, опубл. 11.09.2017, Бюл. № 26.
10. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология // Е.В. Пиннекер [и др.]. – Новосибирск : Наука, 1980. – 225 с.
11. Степанов В.М. Введение в структурную гидрогеологию. – М. : Недра, 1989. – 229 с.

**References:**

1. Zalivin V.G., Vakhromeev A.G. Emergency situations in drilling for oil and gas : Study Guide. – M., Vologda : Publishing House Infra-Engineering, 2018. – 500 p.
2. Bragina O.A., Bogdanov V.S., Vakhromeev A.G. Drilling mud and method for its production. Patent № 2255104 // Bulletin of June 27, 2005.
3. Vakhromeev A.G. The method of mining a mineral prone to temperature phase transition. Patent number 2229587 // Bulletin 05/27/2004. № 15.
4. Vakhromeev A.G. Method of opening high-pressure seams saturated with strong brines. Application № 2007108993/03 // Bulletin of 09/20/2008.
5. Vakhromeev A.G. Deep well construction. Application № 2007118960 // priority from 21.05.2007. Decision to grant a patent dated 07.10.07.
6. Vakhromeev A.G. The method of downhole mining of liquid mineral, prone to temperature phase transition. Application № 2007146881/03 (051403), priority from 17.12.2007. Decision to grant a patent dated November 25, 2008.
7. Vakhromeev A.G., Myshevsky N.V., Khokhlov G.A. Abnormally-high reservoir pressure as a factor complicating the development of hydrocarbon deposits in Eastern Siberia // Mater. All-Russian of the meeting «Modern geodynamics and hazardous natural processes in Central Asia: fundamental and applied aspects». – Irkutsk : IZK SB RAS, 2006. Issue. 5. – P. 98–119.
8. Vakhromeev A.G. Patterns of formation and the concept of the development of industrial brines (for example, the south of the Siberian platform) : Author's abstract. diss. Dr. geol.-min. Sciences. – Irkutsk, 2009. – 36 p.
9. Pat. № 2630519 Russian Federation IPC E21B21 / 08 Method of well construction in complicated conditions / Vakhromeev A.G., Ilyin A.I., Gorlov I.V., Sverkunov S.A. – RU 2630519 C1; declare 04.04.2016, publ. 11.09.2017, Bull. № 26.
10. Basics of hydrogeology. General Hydrogeology // E.V. Pinneker [et al.]. – Novosibirsk : Nauka, 1980. – 225 p.
11. Stepanov V.M. Introduction to structural hydrogeology. – M. : Nedra, 1989. – 229 p.



УДК 622.24

## ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

### STUDYING OF WAYS OF INCREASE IN THE WASHING ABILITY OF BUFFER LIQUIDS

**Вороник Алексей Михайлович**

старший преподаватель кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
avoronic@ugtu.net

**Дорошенко Александр Сергеевич**

бакалавр по направлению «Нефтегазовое дело»,  
Ухтинский государственный технический университет  
zav\_bs@ugtu.net

**Каменских Сергей Владиславович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
skamenskih@ugtu.net

**Уляшева Надежда Михайловна**

кандидат технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
nulyasheva@ugtu.net

**Аннотация.** В статье рассмотрена проблема разрушения и смыва фильтрационной корки бурового раствора буферными жидкостями при креплении скважин. В работе представлены результаты лабораторных исследований по изучению способов повышения отмывающей способности буферных жидкостей. На основании проведенных экспериментов исследованы и установлены зависимости интенсивности фильтрации буферных жидкостей от скорости их течения, типа и концентрации буровых растворов, неорганических солей, дополнительных реагентов, абразивного материала и др.

**Ключевые слова:** буферные жидкости, интенсивность фильтрации, фильтрационная корка, неорганические соли (электролиты).

**Voronik Aleksey Mikhailovich**

Senior Lecturer in the drilling department,  
Ukhta State Technical University  
avoronic@ugtu.net

**Doroshenko Alexander Sergeevich**

Bachelor's degree in Oil and Gas,  
Ukhta State Technical University  
zav\_bs@ugtu.net

**Kamenskih Sergey Vladislavovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Assistant Professor of drilling,  
Ukhta State Technical University  
skamenskih@ugtu.net

**Ulyasheva Nadezhda Mikhailovna**

Candidate of Technical Sciences, Professor,  
Head of the drilling department,  
Ukhta State Technical University  
nulyasheva@ugtu.net

**Annotation.** In article the problem of destruction and washout of a filtrational crust of drilling mud is considered by buffer liquids when fastening wells. In work results of laboratory researches on studying of ways of increase in the washing ability of buffer liquids are presented. On the basis of the made experiments dependences of intensity of filtration of buffer liquids on the speed of their current, type and concentration of drilling muds, inorganic salts, additional reagents, abrasive material, etc. are investigated and established.

**Keywords:** buffer liquid, the intensity of the filtering, filter cake, inorganic salts (electrolytes).

Для повышения качества цементирования обсадных колонн в большинстве случаев между буровым и цементным растворами размещают буферную жидкость, выполняющую целый ряд важных функций, в том числе, разрушение и смыв со стенок скважины фильтрационной корки, что представляет определенные трудности, особенно, при использовании биополимерных и полимерглинистых буровых растворов.

В работах [1, 2] предлагается в качестве моющей буферной жидкости использовать составы, в которых, кроме синтетических моющих средств, содержатся неорганические соли, способные разрушать полимерную пленку, обеспечивая её «разрыхление» за счет физико-химического взаимодействия. Использование водных растворов неорганических солей в качестве буферных жидкостей известно давно и применяется во многих нефтегазовых регионах [3, 4 и др.].

Исследования, проведенные на кафедре бурения ФГБОУ ВО «Ухтинского государственного технического университета» («УГТУ») [1, 2], позволили установить, что проницаемость фильтрационных корок малополимерных полимерных буровых растворов увеличивается в большей степени при использовании многокомпонентных буферных жидкостей, в частности:

– 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$  или  $\text{KCl}$ ) и 0,05–0,1 % НТФ;





– 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$ , или  $\text{KCl}$ , или  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ) и 0,1–0,2 % Atren SA.

Одной из проблем при разрушении и отмывании фильтрационной корки в процессе цементирования является неизбежное смешивание буферной жидкости с буровым раствором, существенно ухудшая ее отмывающую способность [3–5 и др.]. При этом, чем выше процент смешивания буферной жидкости буровым раствором, тем больше потери отмывающей способности. Для оценки влияния процесса смешивания на отмывающую способность были проведены лабораторные эксперименты, суть которых заключалась в определении фильтрационных потерь буферных жидкостей, смешанных с буровым раствором Optima в концентрациях 25, 50 и 75 %, через сформированные фильтрационные корки. В результате проведенных исследований установлено, что практически все виды буферных жидкостей [1, 2] при смешении с буровым раствором Optima снизили свою отмывающую способность. При этом добавление в буферные жидкости буровых растворов в концентрациях 25, 50, 75 % способствовало снижению фильтрационных потерь в среднем на 10, 30, 60 % соответственно. Аналогичные выводы сделаны в работе [5], в которой показано, что поступление в буферную жидкость бурового раствора в концентрациях 25 и 50 % не оказывает значимого влияния на отмывающую способность буфера, 75 % – ухудшает моющую способность. Решение проблемы смешивания возможно либо добавлением дополнительного буфера, например, технической воды в объеме 1–2 м<sup>3</sup>, либо увеличением объема моющей буферной жидкости. В обоих случаях максимально допустимая длина столба буферной жидкости определяется углом наклона ствола в интервале цементирования и пластическим давлением, которому соответствует наибольшее значение градиента давления в скважине.

Другой довольно значимой проблемой при отмывании фильтрационной корки в процессе цементирования является время контакта буферной жидкости со стенками скважины, которое в промысловых условиях чаще всего не превышает 5–10 минут, что может значительно снизить моющую способность буфера.

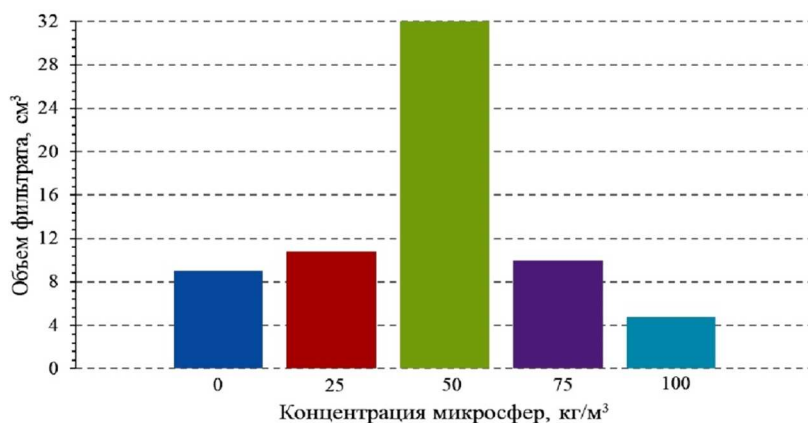
Повысить отмывающую способность буферных жидкостей в условиях ограниченного времени их взаимодействия с фильтрационной коркой можно либо турбулизацией потока, либо увеличением объема буфера, либо добавлением в нее абразивного компонента. Турбулизация потока является достаточно эффективным способом, дополнительно разрушающим фильтрационную корку, но, к сожалению, при наличии в разрезе проницаемых горных пород не всегда возможна из-за опасности возникновения поглощений. Увеличение объема буферной жидкости ограничено максимально допустимой высотой столба буфера с целью предупреждения заколонных флюидопроявлений и межпластовых перетоков, но с учетом названного ограничения рекомендуется, чтобы объем моющей буферной жидкости составлял не менее 5–6 м<sup>3</sup>. Наиболее оптимальным способом усиления отмывающей способности буферных жидкостей в ограниченное время взаимодействия, на наш взгляд, является добавление в буфер абразивного (эрозионного) компонента.

На кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» для оценки влияния абразивного компонента на отмывающую способность буферных жидкостей был проведен ряд экспериментов. В качестве эрозионного материала использовалось гранулированное пеностекло (ГПС) дисперсностью 0,25–0,5 мкм в различных концентрациях (2,5, 5,0, 7,5 и 10,0 %).

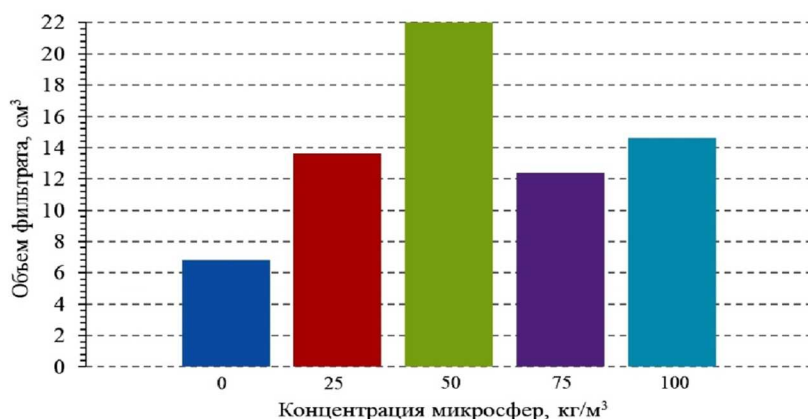
Эксперименты проводились в три этапа. Первый этап заключался в приготовлении буровых растворов (Poly Plus, Voremax, Optima) и формировании на фильтропрессе фильтрационных корок при давлении 0,7 МПа в течение 30 мин. Второй этап включал в себя приготовление буфера (0,5 % КМЦ, 0,1 % НТФ и 10 %  $\text{CaCl}_2$ ), который помещали в цилиндр со сформированной коркой, после чего с помощью лабораторного перемешивателя при частоте вращения 1000 об/мин. (1,6 м/с) в течение 5 минут имитировалось течение буфера по стволу скважины. Третий этап заключался в определении фильтрационных потерь воды через сформированные корки, обработанные моюще-эрозионной буферной жидкостью (МЭБЖ). При этом интенсивность разрушения корок оценивалась косвенно по изменению объема отфильтрованной воды.

Проведенные исследования позволили выявить оптимальные концентрации ГПС в составе буферной жидкости (0,5 % КМЦ, 0,1 % НТФ и 10 %  $\text{CaCl}_2$ ) для различных типов буровых растворов: Poly Plus, Voremax, Optima. Согласно полученным результатам исследований (рисунки 1–3) сделаны следующие выводы:

1. Значительное увеличение фильтрации воды после моюще-абразивного воздействия на фильтрационные корки, полученные из буровых растворов Poly Plus и Voremax, объясняется зависимостью проницаемости фильтрационной корки от соотношения коллоидной составляющей бурового раствора и грубодисперсного материала (ГПС). За счет эрозионных и коагуляционных процессов происходит частичное разрушение корки и появляется пространство между вновь образованными агрегатами. Это пространство во время опыта заполняется гранулами пеностекла, за счет чего происходит закупорка пор и уменьшение показателя фильтрации, а концентрация ГПС в 50 кг/м<sup>3</sup> для данных компонентных составов МЭБЖ является оптимальной (рис. 1, 2).

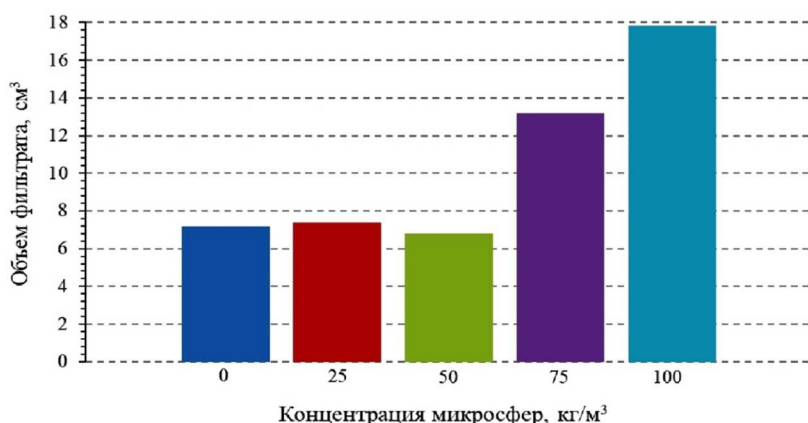


**Рисунок 1** – Зависимость фильтрационных потерь воды через корки раствора Poly Plus, обработанные МЭБЖ, от концентрации ГПС (0, 25, 50, 75, 100 кг/м³)



**Рисунок 2** – Зависимость фильтрационных потерь воды через корки раствора Boremax, обработанные МЭБЖ, от концентрации ГПС (0, 25, 50, 75, 100 кг/м³)

2. Наибольший показатель фильтрации при исследовании фильтрационных корок из бурового раствора Optima наблюдается при концентрации 100 кг/м³ ГПС в МЭБЖ. Это указывает на то, что при 30 кг/м³ глинистого материала в составе бурового раствора Optima и с учетом соотношения двух концентраций, используемых материалов, достигается наибольший эффект абразивного воздействия как эрозионного материала (рис. 3).



**Рисунок 3** – Зависимость фильтрационных потерь воды через корки раствора Optima, обработанные МЭБЖ, от концентрации ГПС (0, 25, 50, 75, 100 кг/м³)

На кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» для оценки скорости течения буферной жидкости на отмывающую способность буфера были проведены лабораторные эксперименты, суть которых заключалась в следующем.

Приготавливались буровые растворы (Optima, Poly Plus, Boremax) и на фильтропрессе формировались фильтрационные корки при давлении 0,7 МПа в течение 30 минут, после чего они взвешивались.



Приготавливались буферные жидкости (0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ( $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$ ) и 0,1 % НТФ), которые помещали в цилиндр со сформированной фильтрационной коркой, после чего с помощью лабораторного перемешивателя при различных частотах вращения, соответствующих линейным скоростям 1,0, 2,2 и 4,7 м/с, в течение 5 и 10 минут имитировалось течение буферной жидкости по стволу скважины. После этого фильтрационные корки снова взвешивались.

Результаты исследований представлены на рисунках 4–9.

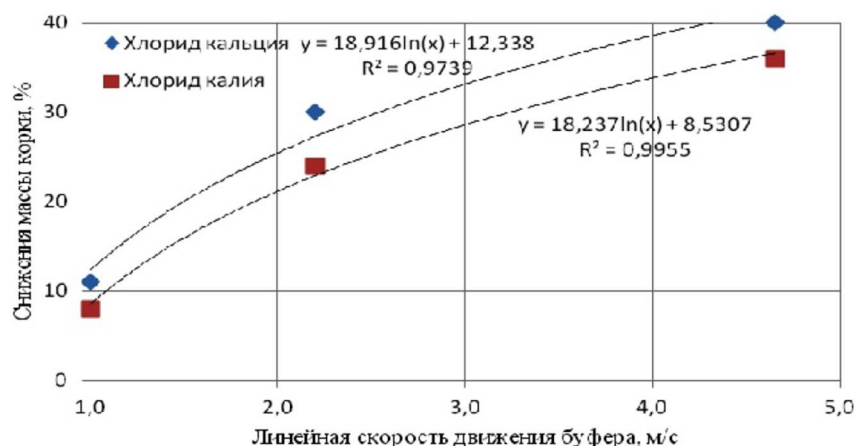


Рисунок 4 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 5 минут (Optima)

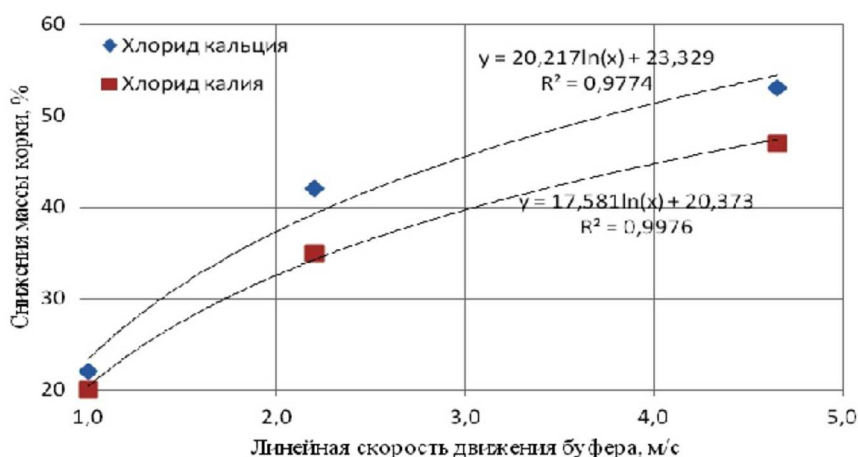


Рисунок 5 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 10 минут (Optima)

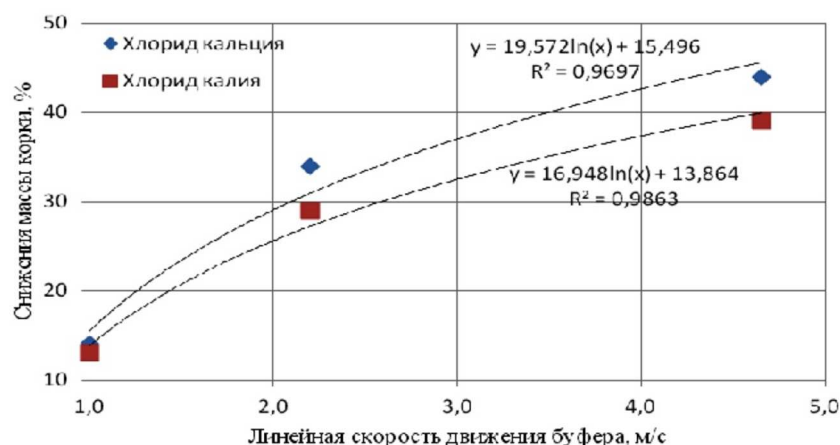


Рисунок 6 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 5 минут (Poly Plus)

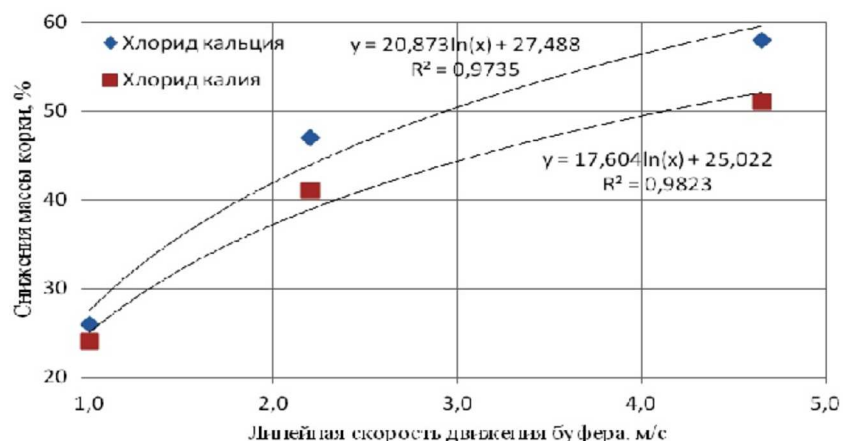


Рисунок 7 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 10 минут (Poly Plus)

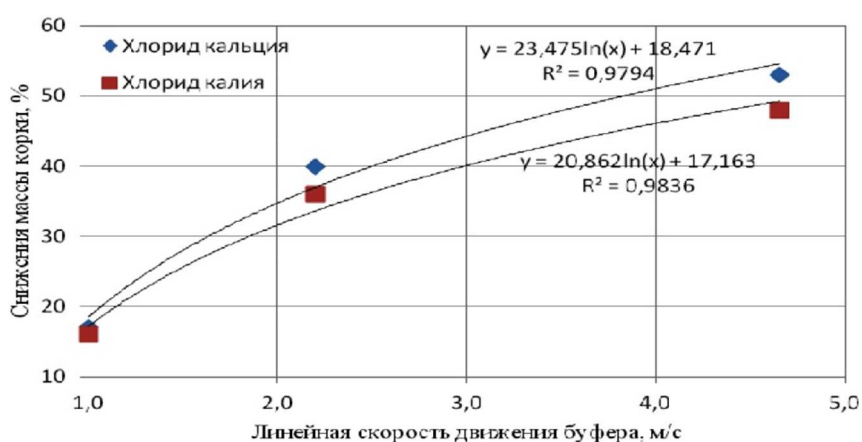


Рисунок 8 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 5 минут (Boremax)

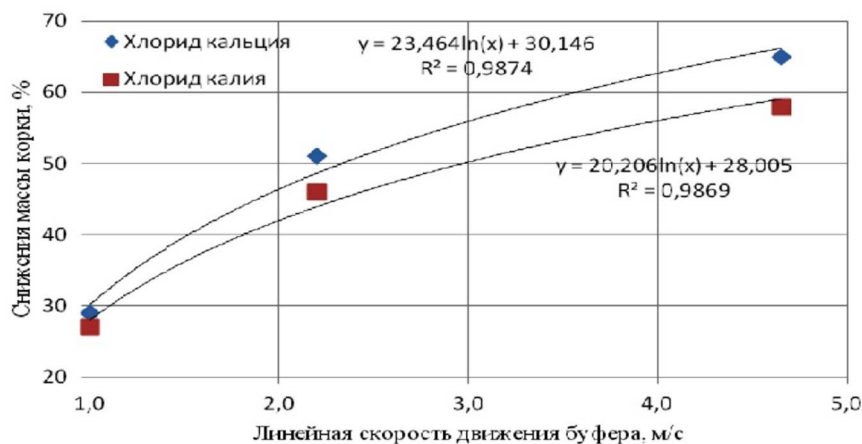


Рисунок 9 – Зависимость снижения массы корки от скорости течения буфера за 10 минут (Boremax)

В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы.

1. Увеличение скорости движения буферной жидкости с 1,0 до 2,2 м/с способствует уменьшению массы фильтрационной корки как за 5, так и за 10 минут в среднем на 20 и 17 % при использовании в составе буфера CaCl<sub>2</sub> и KCl соответственно. Повышение скорости течения буфера с 2,2 до 4,7 м/с приводит к снижению массы фильтрационной корки за 5 и 10 минут в среднем на 11 % как при использовании в составе буферной жидкости CaCl<sub>2</sub>, так и KCl.

2. Увеличение времени воздействия буферной жидкости на фильтрационную корку с 5 до 10 минут приводит к уменьшению массы корки в среднем на 12 и 11 % при использовании в составе буфера CaCl<sub>2</sub> и KCl соответственно.



В целом, на основании проведенных исследований отмывающей способности буферных жидкостей можно сделать следующие выводы.

1. Установлено, что поступление в буферную жидкость бурового раствора в концентрациях 25 и 50 % при их смешивании не оказывает значимого влияния на отмывающую способность буфера, 75 % – значительно снижает моющую способность. Поэтому рекомендуется использовать моющую буферную жидкость в объеме не менее 5–6 м<sup>3</sup>, но с обязательным учетом максимально допустимой высоты столба буфера с целью предупреждения заколонных проявлений и межпластовых перетоков.

2. Добавление в состав моющей буферной жидкости абразивного материала (ГПС) увеличивает отмывающую способность буфера. При этом при использовании буровых растворов Poly Plus и Vogemax оптимальная концентрация ГПС составляет 5 %, Optima – 10 %.

3. Увеличение скорости движения буферной жидкости с 1,0 до 2,2 м/с способствует уменьшению массы фильтрационной корки в среднем на 18,5 %, повышение скорости течения буфера с 2,2 до 4,7 м/с – снижению массы корки в среднем на 11 %. Увеличение времени воздействия буферной жидкости на фильтрационную корку с 5 до 10 минут приводит к уменьшению массы корки в среднем на 11,5 %.

### Литература:

1. Каменских С.В., Уляшева Н.М. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 3. – С. 21–26.
2. Каменских С.В., Уляшева Н.М. Оценка и анализ отмывающей способности буферных жидкостей // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 140–145.
3. Ашрафьян М.О. Повышение качества разобщения пластов в глубоких скважинах. – М. : Недра, 1989. – 228 с.
4. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Мунзаров Т.И., Лутфуллин Т.Р. Оценка изменения качества буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 265–268.

### References:

1. Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Research of the washing ability of buffer liquids // Construction of oil and gas wells by land and by sea: Scientific and technical magazine. – M. : VNIIOENG, 2018. – № 3. – P. 21–26.
2. Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Assessment and the analysis of the washing ability of buffer liquids // Bulatovskiyе of reading. – 2018. – V. 3. – P. 140–145.
3. Ashrafyan M.O. Improvement of quality of dissociation of layers in deep wells. – M. : Nedra, 1989. – 228 p.
4. Bulatov A.I. Detective biography of tightness of a timbering of oil and gas wells. – 3rd prod. – Krasnodar : Prosveschenien Yug, 2009. – 934 p.
5. Munzarov T.I., Lutfullin T.R. Assessment of change of quality of buffer liquids at their mixture with drilling mud // Modern technologies in oil and gas business – 2017 : the collection of works of the international scientific and technical conference in 2 v. / under a general edition V.Sh. Mukhametshin. – Ufa : UGNTU publishing house, 2017. – V. 1. – P. 265–268.



УДК 539.3

## ВЛИЯНИЕ ЗАХОДНОСТИ ВЗД НА ЕГО УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ

### INFLUENCE POWER SECTION LOBE CONFIGURATION OF POSITIVE DISPLACEMENT MOTORS ON ITS FATIGUE STRENGTH

#### Деркач Николай Дмитриевич

кандидат технических наук,  
генеральный конструктор,  
ЗАО «НГТ», г. Пермь  
nikolaiderkach@gmail.com

#### Добрынина Алена Константиновна

студентка,  
Пермский государственный  
национальный исследовательский университет  
alyona\_0101@mail.ru

#### Пестренин Валерий Михайлович

кандидат физико-математических наук, доцент,  
Пермский государственный  
национальный исследовательский университет  
pestreninvm@mail.ru

#### Пестренина Ирина Владимировна

кандидат технических наук, доцент,  
Пермский государственный  
национальный исследовательский университет  
ipestrenina@gmail.com

**Аннотация.** Изучается влияние заходности ВЗД ДР-178.NGT на его усталостную прочность. Для оценки прочности элементов конструкций двигателя используется критерий Данг Вана (Dang Van). Исследование динамических явлений, сопровождающих работу ВЗД, проводится на основе балочной конечно-элементной модели. Показано, что изучаемый двигатель с заходностью 4/5 обладает большим запасом прочности по сравнению с тем же двигателем, имеющим заходность 7/8. Выявлено также, что при большей заходности (7/8) ВЗД ДР-178.NGT больше подвержен воздействию высокочастотных возмущений (с частотой до 10 Гц). Механические воздействия различного вида (продольные, изгибные, крутильные) на КНБК с частотой более 10 Гц существенного влияния на усталостные прочностные характеристики ВЗД не оказывают.

**Ключевые слова:** винтовой забойный двигатель, влияние заходности, запас прочности, критерий прочности.

#### Derkach Nikolai Dmitrievich

Candidate of Technical Sciences,  
General Designer,  
CJSC «NGT», Perm  
nikolaiderkach@gmail.com

#### Dobrynina Alena Konstantinovna

Student,  
Perm State national  
research university  
alyona\_0101@mail.ru

#### Pestrenin Valery Mikhailovich

Candidate of Science  
(Physics and Mathematics),  
Associate Professor,  
Perm State national  
research university  
pestreninvm@mail.ru

#### Pestrenina Irina Vladimirovna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Perm State national  
research university  
ipestrenina@gmail.com

**Annotation.** The effect of the PDM DR-178.NGT lobe configuration on its fatigue strength is studied. Strength of engine structural elements is estimating using the Dang Van criterion. The study of dynamic phenomena accompanying the work of the PDM is carried out on the basis of a beam finite element model. It is shown that the engine with a 4/5 setting has a larger margin of safety compared with the same engine with a 7/8 setting. It was also revealed that with a larger lobe configuration (7/8), the PDM DR-178.NGT is more susceptible to high frequency disturbances (up to 10 Hz). Mechanical impacts of various types (longitudinal, bending, torsional) on a bottomhole assembly with a frequency of more than 10 Hz have no significant effect on the fatigue strength characteristics of the PDM.

**Keywords:** positive displacement motor, the influence of the lobe configuration, safety factor, strength criterion

#### Введение

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) используется для бурения скважин на нефть и газ с 1966 года. В настоящее время, благодаря постоянному совершенствованию конструкции, ВЗД широко используется во всем мире для бурения скважин глубиной до 8000 метров. Одной из конструктивных особенностей ВЗД является смещение оси ротора относительно оси статора на величину эксцентриситета. Вследствие такого смещения работа двигателя сопровождается наличием сил инерции, обуславливающих, даже в стационарном состоянии, отклонение двигателя и примыкающей к нему колонны от оси скважины. Поэтому динамические явления в ВЗД (продольные, крутиль-

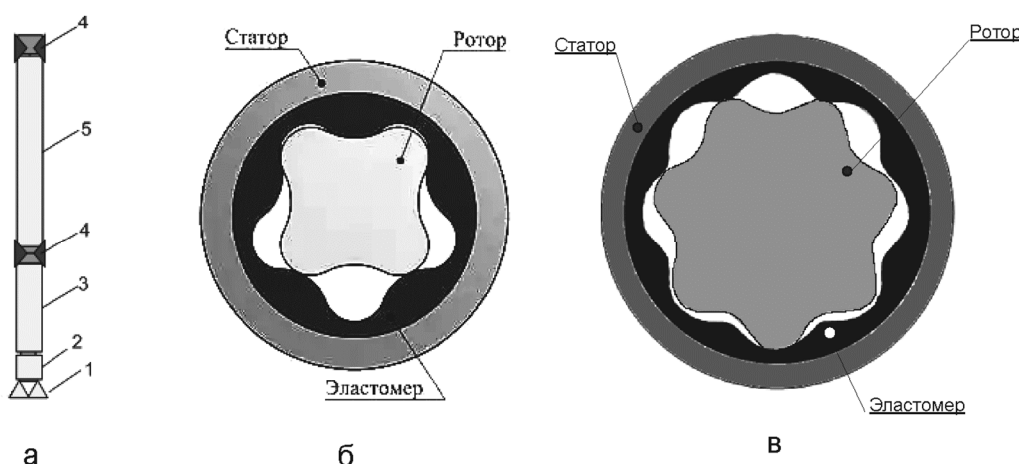


ные и изгибные колебания) реализуются не в окрестности статически равновесного состояния (как, например, в турбобуре [1]), а в окрестности динамически равновесного (стационарного) состояния. Механические процессы, сопровождающие работу ВЗД, изучались в работах [1–12]. В монографиях [1–3] описан принцип его действия, установлены усилия и моменты, действующие со стороны промысловочной жидкости на элементы двигателя. В диссертации [4] методом динамических податливостей проводились исследования свободных и вынужденных поперечных колебаний ВЗД. В статье [5] поперечные колебания ВЗД изучались экспериментально при его работе на стенде. В работах [11,12] исследование изгибных, крутильных, продольных и взаимосвязанных колебаний ВЗД проводится на основе его балочной конечно-элементной модели.

В настоящей работе балочная модель ВЗД используется для выявления влияния параметра заходности двигателя на его динамические и прочностные характеристики. Исследование проводится для ВЗД ДР-178.NGT методом конечных элементов с применением инженерного пакета ANSYS.

**1. Балочная модель компоновки низа буровой колонны. Постановка задачи**

Компоновка низа буровой колонны (КНБК) представляет собой взаимодействующие между собой части – утяжеленные буровые трубы (УБТ), двигатель, переводник, долото и центраторы (рис. 1,а). В двигателе выделяются корпус (статор) и «система ротора»: ротор, карданный вал и шпиндель. Вследствие того, что реализуемый в работе метод исследования динамических процессов в забойном двигателе является численным, он применяется к конкретному наиболее популярному буровому инструменту. Здесь рассматриваются двигатели ДР-178.NGT.4/5.54.M23 с заходностью 4/5 и ДР-178.NGT.7/8.55.M23 с заходностью 7/8 (рис. 1,б,в).



**Рисунок 1** – а – компоновка НБК; б – сечение двигателя с заходностью 4/5; в – сечение двигателя с заходностью 7/8; 1 – долото; 2 – переводник; 3 – ВЗД; 4 – центратор; 5 – УБТ

Каждая из частей КНБК моделируется балками кусочно-постоянного сечения. Участок балки одного сечения далее называется секцией. В балочной модели (рис. 2) рассматриваемой КНБК содержится тридцать одна секция.

Каждая секция разбивается на балочные конечные элементы, количество элементов подбирается, исходя из необходимой точности вычислений. Карданный вал соединяется с ротором и шпинделем шарнирами, передающими осевое и поперечное усилие, а также крутящий момент. Взаимодействие между статором и другими частями конструкции описывается упругими элементами, жестко-радиальными и упорными в продольном направлении связями. Действие бурового раствора сводится к распределенным крутящим моментам, приложенным к ротору  $m_{кр}^r(z)$  и статору  $m_{кр}^s(z)$ , распределенной осевой силе  $p^r(z)$  и  $p^s(z)$ , перекашивающему моменту  $m_{пр}^r(z)$ ,  $m_{пр}^s(z)$  [1–3]. Кроме того, промысловочная жидкость обуславливает сжимающее усилие на верхнем торце ротора  $P^r$ .

Действие на УБТ отброшенной части буровой колонны заменяется продольным усилием  $P^S$ , радиальными и поворотными упругими элементами на верхнем конце. Балочная модель КНБК позволяет включить в расчетную схему сколь угодно большую часть буровой колонны. В настоящей работе верхняя часть буровой колонны отсечена выше УБТ по верхнему центратору. Это упрощает формулировку граничных условий при взаимодействии УБТ со стенкой скважины. Двигатель работает с долотом  $\varnothing 215,9$  мм. Диаметры долота и корпуса обуславливают зазор 18,95 мм. Взаимодействие долота с забоем моделируется реактивным крутящим моментом  $M_{кр}^r$ , радиальными и изгибными упругими связями.

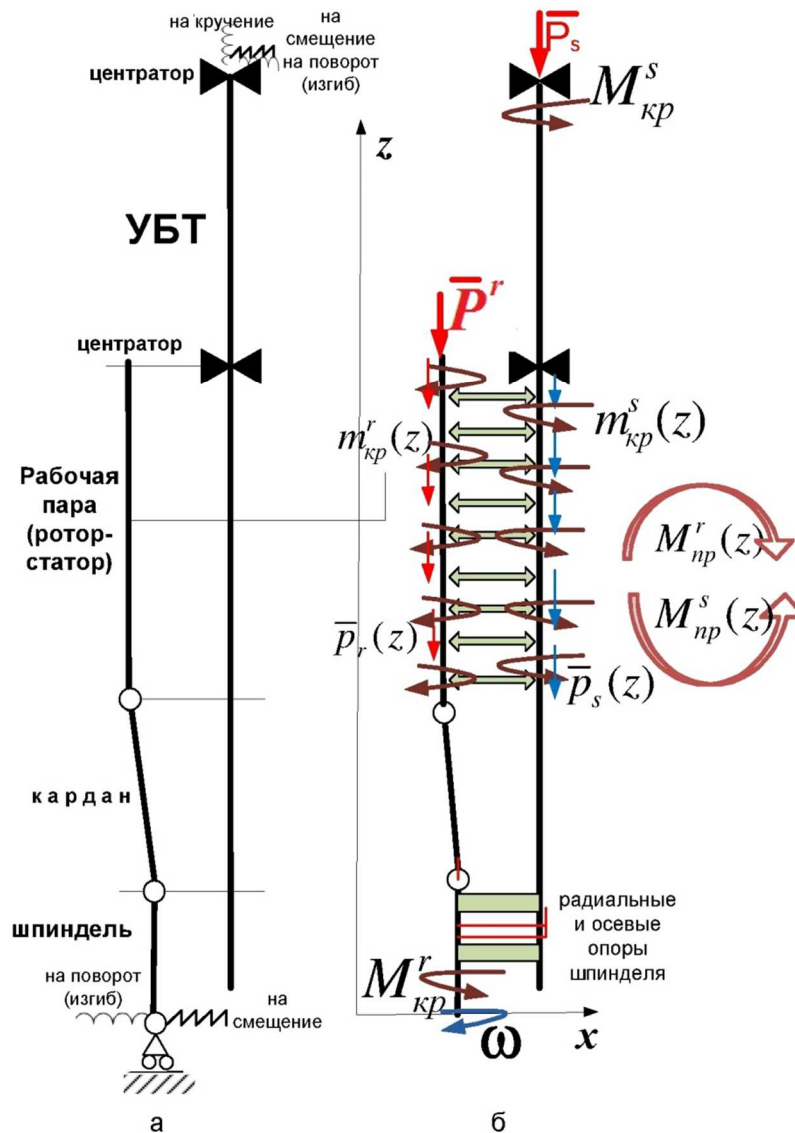


Рисунок 2 – Расчетная схема КНБК: а – составные части; б – приложенные нагрузки

Считается, что необходимые для вычислений нагрузок жесткости, коэффициенты демпфирования, материальные характеристики и т.п. известны или являются варьируемыми параметрами. Принимается, что КНБК находится в вертикальном положении и при своем движении контактирует с упругими стенками скважины посредством центраторов. Задача состоит в исследовании влияния параметра заходности на динамические и прочностные характеристики ВЗД, ее решение строится на основе описанной выше модели КНБК.

## 2. Исследование влияния заходности ВЗД на его динамические прочностные характеристики

Стационарное движение рассматриваемого винтового забойного двигателя при различных заходностях, отвечающие этим движениям собственные частоты и формы КНБК, а также динамические характеристики приведенных усилий в сечениях двигателя при продольных, крутильных и изгибных возмущениях рассматривались по методике, приведенной в работах [11, 12]. Оценка прочностных параметров элементов конструкции проводилась по критерию усталостной прочности Dang Van

$$\tau + a\sigma \leq b, \tag{1}$$

где  $\tau$  – локальные касательные напряжения  $\sigma$  – гидростатическое давление. Параметры  $a$  и  $b$  для стали рекомендованы [13] такими:  $a = 0,345$ ,  $b = 0,28\sigma_e$ ,  $\sigma_e = 1200$  Мпа – предел прочности.

Проводится исследование оценки запаса прочности двигателя ДР-178.NGT с заходностями 4/5 и 7/8 в диапазоне нагрузки на долото 5–20 т при изгибных, продольных и крутильных гармонических





возмущениях стационарного движения. Считается, что изгибные возмущения обусловлены изменением на 1 % поперечного усилия на долоте, продольные возмущения – изменением на 1 % продольной силы на верхнем центраторе, крутильные – изменением на 1 % крутящего момента на роторе и статоре по отношению к значениям этих параметров в стационарном режиме. Коэффициент запаса прочности рассчитывался для всех элементов конструкции. В таблицах 1, 2 приводятся его минимальные значения.

**Таблица 1** – Минимальные коэффициенты запаса прочности  $b/(\tau + a\sigma)$  в элементах ВЗД с заходностью 4/5

Возмущение (частота и вид)				Отклик
Частота, Гц	изгибное	продольное	крутильное	
0,5	2,27	2,27	2,27	ZX, ZY + кр
1	4,56	4,59	4,67	ZX, ZY + кр
2	–	–	14,8	
2,5	15,7	15,7	11,9	
6	–	14,2	26,0	
6,5	18,1	18,1	–	
7	20,0	20,0	–	
8,5	9,7	–	–	кр
9,5	9,9	–	–	ZX, ZY
10,5	10,8	10,8	–	

**Таблица 2** – Минимальные коэффициенты запаса прочности  $b/(\tau + a\sigma)$  в элементах ВЗД с заходностью 7/8

Возмущение (частота и вид)				Отклик
Частота, Гц	изгибное	продольное	крутильное	
0,5	1,40	1,40	1,43	ZX, ZY + кр
1	3,25	3,25	3,19	ZY + кр
2	6,67	6,67	9,9	ZX, ZY + кр
2,5	8,74	8,74	21,4	ZX, ZY и кр
3	20,8	3,25	–	ZX, ZY + кр
7	7,04	7,04	–	ZX, ZY
7,5	5,47	5,47	–	ZX, ZY
8,5	7,85	–	–	Z
9,5	7,24	7,24	–	кр
10	–	8,91	–	ZX, ZY
10,5	12,0	–	–	

В первой колонке таблиц 1, 2 приводятся значения частот возмущения, при которых в элементах ВЗД возникает напряженное состояние с пониженным запасом прочности (меньше 10). Как правило, такие частоты возмущения близки или кратны собственным частотам конструкции. Диапазон приведенных в таблицах частот возмущений значительно превышает рабочий диапазон вращения долота. Однако, в конструкции ВЗД имеются механизмы возмущения высокочастотных пульсаций [2, 11, 12], что объясняет необходимость изучения реакции системы на более широкий диапазон частот возмущения. В колонках 2–4 приводятся минимальные значения коэффициентов запаса прочности, отвечающие заданной частоте возмущения. Прочерки означают отсутствие реакции ВЗД на возмущение данного вида. Минимальные значения коэффициента запаса прочности приходятся чаще всего на центральную часть кардана, а также на следующие элементы конструкции: нижние и верхние опоры шпинделя (и осевые, и радиальные), низ рабочей пары. В пятой колонке указывается характер отклика системы на заданное возмущение. Приняты обозначения (ось z направлена по оси КНБК; x, y – в ортогональной оси плоскости):

- Z – продольные колебания;
- XZ, YZ – изгибные колебания соответственно в плоскостях xz, yz;
- кр – крутильные колебания.



Сравнение представленных в таблицах 1 и 2 данных позволяет сделать следующие выводы:

- двигатель ДР-178.NGT с заходностью 4/5 обладает большим прочностным усталостным запасом, чем тот же двигатель с заходностью 7/8;
- при заходности 7/8 рассматриваемый ВЗД больше подвержен воздействию высокочастотных возмущений (с частотой до 10 Гц);
- механические возмущения различного вида при частоте более 10 Гц существенного влияния на усталостные прочностные характеристики ВЗД не оказывают;
- приведенные в таблицах 1, 2 значения коэффициента запаса усталостной прочности носят качественный характер, так как они отвечают конкретным возмущениям с амплитудой, равной 1 % от соответствующей нагрузки в стационарном режиме.

### Литература:

1. Лебедев Н.Ф. Динамика гидравлических забойных двигателей. – М. : Недра, 1981. – 251 с.
2. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман [и др.]. – М. : Недра, 1981. – 232 с.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели : справочное пособие. – М. : Недра, 1999. – 375 с.
4. Бобров М.Г. Исследования поперечных колебаний винтового забойного двигателя : Дисс. ... канд. техн. наук : 05.04.07– Машины и агрегаты нефтяной и газовой промышленности. – М., 2000. –171 с.
5. Исследования поперечных колебаний винтового забойного двигателя / М.В. Двойников [и др.] // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С.10–12.
6. Карапетов Р.В., Бекетов С.Б. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2007. – С. 77–82.
7. Кочнев А.М., Кочнева Б.В. Обзор информации по забойным двигателям // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 8. – С. 59–61.
8. Бобров М.Г. Результаты внедрения новых винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2000. – № 1. – С. 36–40.
9. Балденко Д.Ф., Медведева Л.Н. Усовершенствование конструкции рабочих органов забойных винтовых двигателей // Машины и нефтяное оборудование. – 1982. – № 5. – С. 9–10.
10. Павлык В.Н., Шулупов В.А. Об эффективности применения винтовых забойных двигателей // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2002. – № 4. – С. 24–25.
11. Деркач Н.Д., Пестренин В.М., Пестренина И.В. Балочная динамическая модель винтового забойного двигателя // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 64–75.
12. Деркач Н.Д., Пестренин В.М., Пестренина И.В. Влияние КНБК на динамику винтового забойного двигателя ДР-240.NGT при бурении долотами большого диаметра // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 11. – С. 35–39.
13. Massounave J., Bailon J.P., Dickson J.L. La fatigue des matériaux et des structures. 2nd ed. – Paris : HERMES (1997). – Ch. 6. – P. 255.

### References:

1. Lebedev N.F. Dynamics of hydraulic downhole motors. – M. : Nedra, 1981. – 251 p.
2. Bottom-hole screw motors for well drilling / M.T. Guzman [at al.]. – M. : Nedra, 1981. – 232 p.
3. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Pugnoyev A.N. Screw downhole motors: reference manual. – M. : Nedra, 1999. – 375 p.
4. Bobrov M.G. Research of the transverse oscillations of the screw downhole motor : Diss. ... Candidate of Technical Sciences: 05.04.07 – Machines and units of oil and gas industry. – M., 2000. – 171 p.
5. Investigations of the transverse oscillations of the screw downhole motor / M.V. Dvoynikov [et al.] // Drilling and oil. – 2010. – № 1. – P.10–12.
6. Karapetov R.V., Beketov S.B. Improvement of the screw bottom-hole motor constructions is one of the directions of the construction and well workover efficiency increase // Gornyi information-analytical bulletin (scientific and technical journal). – 2007. – P. 77–82.
7. Kochnev A.M., Kochneva B.V. Information review on the downhole motors // Oil industry. – 1979. – № 8. – P. 59–61.
8. Bobrov M.G. Results of implementation of the new downhole screw motors of the Perm branch of VNIIBT // Vestnik of the Association of Drilling Contractors. – 2000. – № 1. – P. 36–40.
9. Baldenko D.F., Medvedeva L.N. Improvement of the design of the downhole screw motor organs // Machines and oil equipment. – 1982. – № 5. – P. 9–10.
10. Pavlyk V.N., Shulepov V.A. About the efficiency of the downhole screw motors application // Bulletin of the Drilling Contractors Association. – 2002. – № 4. – С. 24–25.
11. Derkach N.D., Pestrin V.M., Pestrinina I.V. Beam dynamic model of the screw downhole motor // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 3. – P. 64-75.
12. Derkach N.D., Pestrin V.M., Pestrinina I.V. Influence of the BHA on the dynamics of the wine-to-wheel bottomhole motor DR-240.NGT when drilling with large diameter bits // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 11. – P. 35–39.
13. Massounave J., Bailon J.P., Dickson J.L. La fatigue des matériaux et des structures. 2nd ed. – Paris : HERMES (1997). – Ch. 6. – P. 255.



УДК 622.24.06

## К ВОПРОСУ ОБ УТИЛИЗАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

### TO THE QUESTION OF THE MUD DISPOSAL

**Джаббарова Гюллю Валех кызы**

доцент,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»,  
Азербайджан

**Шамхалова Гюльнара Азер кызы**

аспирант  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»,  
Азербайджан  
elena\_drill@mail.ru

**Аннотация.** В представленном материале рассмотрено усовершенствованное оборудование для утилизации буровых растворов при бурении нефтяных и газовых скважин направленное на охрану окружающей среды.

**Ключевые слова:** утилизация бурового раствора, экология, буровой шлам, окружающая среда, способы очистки, оборудование очистки.

**Jabbarova Gullu Valeh**

Assistant of Professor,  
Research Institute «Geotechnological problems of oil, gas and chemistry»,  
Azerbaijan

**Shamkhalova Gulnara Azer**

Graduate Student,  
Research Institute «Geotechnological problems of oil, gas and chemistry»,  
Azerbaijan  
elena\_drill@mail.ru

**Annotation.** In the presented material, an improved equipment for mud disposal during the drilling of oil and gas wells aimed at environmental protection was considered.

**Keywords:** drilling mud utilization, ecology, drill cuttings, environment, cleaning methods, cleaning equipment.

Современный мировой уровень строительства нефтяных и газовых скважин, как правило, включает в себя использование химических и токсичных материалов представляющие определенную опасность при воздействии на окружающую среду. К главным объектам жизнедеятельности людей, которые должны быть под постоянным контролем для защиты от экологического загрязнения в первую очередь можно отнести воздух, почву, водоемы, растительный и животный мир.

С первого момента строительства скважины начинается силовое воздействие на окружающую среду, которое усиливается по мере реализации технологического проекта строительства скважины. К категории процессов, которые по своим характеристикам в большей степени могут повлиять на загрязнение окружающей среды, считаются буровой раствор и шлам от выбуренной породы.

Для переработки отработанного бурового раствора SOCAR в 2016 году на площади в 40 гектаров ввела в эксплуатацию современный Центр утилизации и управления нефтяными отходами (ЦУУНО). В нем расположены современные высокотехнологичные установки VacuDry известной немецкой компании Ecop для утилизации и переработки бурового раствора и шлама доставляемого со всех действующих месторождений нефти и газа Азербайджана. Подробно с деятельностью ЦУУНО можно ознакомиться на официальном сайте SOCAR [1].

Подобного рода проекты весьма дорогостоящие и не все буровые компании могут позволить себе такие вложения без поддержки государства.

На наш взгляд хорошим примером для использования на морских платформах может стать разработанное устройство для обработки бурового раствора и шлама А.С. СССР № 899840 [2].

Установка представляет собой устройство, состоящее из цилиндрической емкости с гидроциклонным пескоотделителем, соединенного с помощью трубопровода высокого давления, на конце которого установлены распылительная форсунка и сушилка. В основании цилиндра имеется коническое днище с отверстием для выгрузки твердых остатков, и встроенными газовыми горелками или приспособлениями для подвода теплоносителя из выносной топки. Трубопровод связывает вентилятор и сушилку, которая имеет соединение с оросителем, который в свою очередь соединен посредством трубопровода с дозировочным насосом, имеющий дополнительный нагнетательный трубопровод, подсоединенный к буровому насосу.

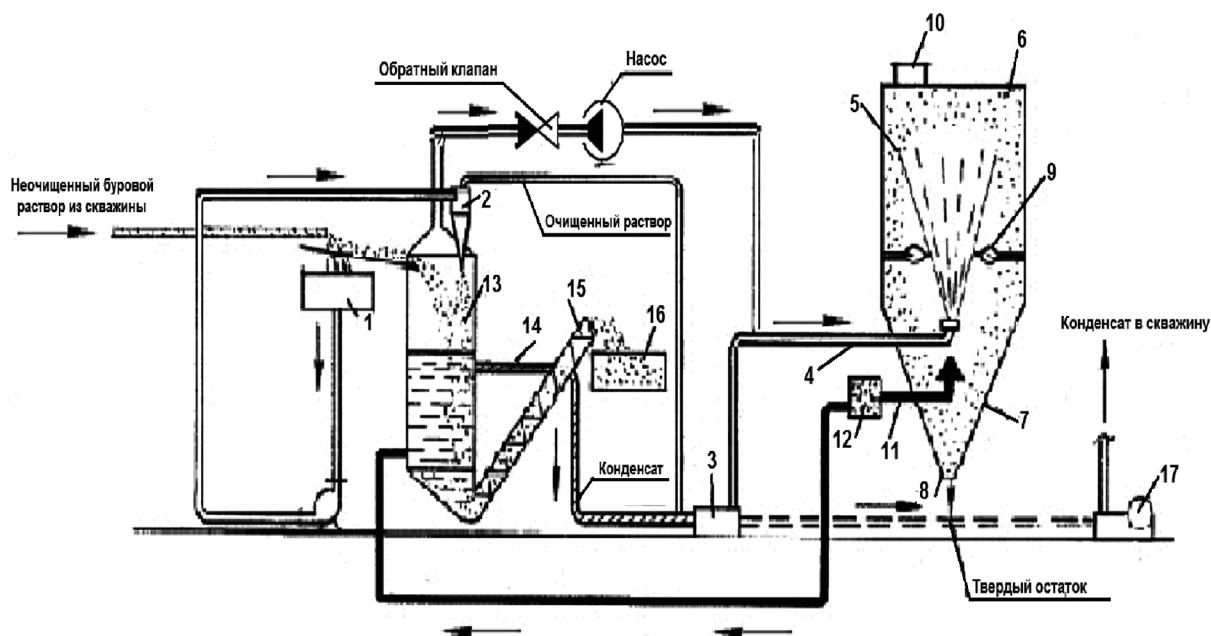
Недостатком данного устройства является то, что верхний отвод цилиндрического корпуса имеет прямой выход в атмосферу, что приводит к загрязнению воздуха. Данное устройство не было включено в промышленное производство из-за несоответствия экологическим нормам.

Нами предлагается усовершенствовать рассматриваемую установку за счет включения в нее обратного клапана и вытяжного насоса в верхний отвод цилиндрического корпуса и с помощью трубопровода подключить его к трубопроводу высокого давления. Такое техническое решение обеспечит полное перекрытие сообщение цилиндрического корпуса с атмосферой и обеспечит надежное функционирование установки.



На рисунке 1 представлена схема установки для обработки бурового раствора и шлама. К элементам, которые были указаны в описании к патенту, дополняется обратный клапан высокого давления, вытяжной насос и трубопровод, соединяющий их с трубопроводом высокого давления.

Модернизированная установка по сравнению с известным устройством, более экологически чище обрабатывает буровой раствор, за счет включения в нее обратного клапана и вытяжного насоса в верхний отвод цилиндрического корпуса и с помощью трубопровода позволяет осуществлять полную регенерацию бурового раствора с полным обмывом от бурового шлама.



**Рисунок 1** – Схема модернизированной установки для обработки бурового раствора и шлама:

- 1 – сита с емкостью; 2 – гидроциклонный пескоотделитель; 3 – дозировочный насос; 4 – трубопровод высокого давления; 5 – распылительная форсунка; 6 – распылительная сушилка цилиндрической формы; 7 – коническое днище ; 8 – отверстие для выгрузки твердых остатков; 9 – встроенная газовая горелка, 10 – приспособление для подвода теплоносителя из выносной топки; 11 – вентилятор; 12 – сушилка; 13 – ороситель соединенный с дозировочным насосом; 14 – трубопровод. 15 – винтовой транспортер; 16 – накопительная емкость; 17 – буровой насос

Кроме того, твердая фаза бурового раствора быстро растворяется в воде и раствор полученный из остатка обладает лучшими технологическими свойствами, в частности с минимальной водоотдачей. Модернизированная установка дает возможность осуществлять безотходную технологию экологически чистой обработки бурового раствора.

**Литература / References:**

1. <http://www.socar.az/socar/az/home/>
2. <http://patents.su/3-899840-ustrojstvo-dlya-regeneracii-komponentov-burovogo-rastvora.html>



УДК 622.23.05

## ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УДМУРТИИ

### RESEARCH WORK POSSIBILITY OF PEG-DEPLICATING TOOL ON THE FIELD OF UDMURTIA

#### Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, профессор,  
Чайковский филиал ФГБОУ ВО  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Никитина Ольга Витальевна

кандидат технических наук, доцент,  
Воткинский филиал ФГБОУ ВО  
«Ижевский государственный университет  
им. М.Т. Калашникова»

#### Сафронов Сергей Иванович

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

**Аннотация.** В работе проведен анализ геологических условиях, выявлены возможные осложняющие факторы геологического строения разреза Южно-Лиственского месторождения в пробуренных скважинах. Выполнены расчеты диаметров долот пошагово от нижерасположенной обсадной колонны к предыдущей. Выявлены зоны износа долота. Расположение резцов по спирали позволило увеличить осевые нагрузки, скорость вращения, обеспечить большую ударную прочность и износостойкость, повысить длину проходки.

**Ключевые слова:** резец, долото, ударная прочность, износостойкость.

#### Ivanova Tatiana Nikolaevna

Doctor of Engineering,  
Professor,  
Tchaikovsky branch of FGBOU VO  
«Perm National Research  
Polytechnic University»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Nikitina Olga Vitalievna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Votkinsky branch of FGBOU VO  
«Izhevsk State University  
named after Izhevsk M.T. Kalashnikov»

#### Safronov Sergey Ivanovich

FGBOU VO «Udmurt State University»

**Annotation.** The paper analyzes the geological conditions, identifies possible complicating factors of the geological structure of the section of the Yuzhno-Lischevsky field in the drilled wells. The bit diameters were calculated step by step from the downstream casing to the previous one. Identified zones of wear bits. The arrangement of the cutters in a spiral allowed to increase the axial loads, the speed of rotation, to provide greater impact strength and wear resistance, to increase the length of penetration.

**Keywords:** cutter, chisel, impact strength, wear resistance.

**В**ыбор наилучшего породоразрушающего инструмента для определенных условий является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться нефтяным компаниям и буровым подрядчикам при планировании строительства скважины. Рациональный выбор способен обеспечить значительную экономию капитальных затрат при строительстве нефтегазовых скважин, поэтому оптимизация процессов бурения стимулирует внедрение новых типов и конструкций буровых долот [1, 2].

Южно-Лиственское месторождение находится на территории Воткинского района, в 45 км северо-восточнее г. Ижевска Удмуртской республики. В тектоническом отношении месторождение находится в центральной части Верхнекамской впадины в пределах бортовой зоны Камско-Кинельской системы прогибов, южнее Киенгопского вала, приуроченного к барьерным рифам франско-фаменского возраста. Исходя из анализа геологических условий и опыта, ранее бурившихся скважин в аналогичных геологических условиях, выявлены возможные осложняющие факторы геологического строения разреза Южно-Лиственского месторождения в пробуренных скважинах (табл. 1, 2).

Текучих пород нет. Прочих возможных осложнений нет.

При исследовании пробуренных скважин были выполнены технологические задачи, предусмотренные проектом.

Расчет диаметров долот производили снизу вверх, пошагово переходя от нижерасположенной обсадной колонны к предыдущей. Диаметры промежуточных колонн и кондукторов, а также диаметры долот для бурения под каждую колонну ( $d_d$ ) находят из следующих соотношений [1]:

– диаметр ствола скважины под обсадную колонну с наружным диаметром по муфте ( $d_M$ )

$$d_d = d_M + 2 \cdot \Delta_H \text{ мм}; \quad (1)$$



Таблица 1 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении, кг/м <sup>3</sup>	Условия возникновения	Характер проявлений
	от (верх)	до (низ)					
$C_2^{ks}$	1142	1150	Газ нефть	338	609,1	снижение репрессии на пласт	в виде пузырьков газа
$C_2^b$	1220	1235	Газ нефть	619	434,5	снижение репрессии на пласт	в виде пузырьков газа
$C_1^t$	1450	1458	Газ нефть	696	465,0	снижение репрессии на пласт	в виде пузырьков газа

Таблица 2 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м от до		Вид прихвата	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки	Условия возникновения
$Q, P_2^t, P_2^{kz}, P_2^u$	0	545	Заклинка инструмента-сальникообразования	да	обвалы стенок скважин
$C_2^{vr}$	1155	1210	Заклинка инструмента-сальникообразования	да	обвалы стенок скважин
$C_1^v$	1370	1500	Заклинка инструмента-сальникообразования	да	обвалы стенок скважин

– наружный диаметр предыдущей обсадной колонны ( $d_{н,пред}$ )

$$(d_{н})_{пред} = d_{Д} + 2 \cdot (\Delta_{В} + \delta) \text{ мм}, \tag{2}$$

где  $\Delta_{Н}$  – разность диаметров между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины;  $\Delta_{В}$  – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины;  $\delta$  – наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны.

В качестве эксплуатационной колонны используем колонну обсадных труб с муфтой диаметром 166 мм по ГОСТ 632-80:

$$d_{Д} = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм.}$$

Выбираем по ГОСТ 20692-2003 долото диаметром 215,9 мм. Проведя аналогичные расчеты, получили:

Колонна (наименование)	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны по вертикали, м	Интервалы цементирования (по вертикали), м
	колонны	долота		
Направление	324	393,7	30	0–30
Кондуктор	245	295,3	700	0–743
Эксплуатационная колонна	166	215,9	1500	0–1574

Проектный тип профиля включал пять интервалов, из них один вертикальный, один интервал набора зенитного угла, интервал малоинтенсивного снижения зенитного угла (стабилизации) и два наклонно-прямолинейных участка. Инженерные расчеты строительства скважины выполнены в ПК «Проектирование бурения» (BurSoftProject) (ООО «Бурсофтпроект»).

Процесс изнашивания резцов при бурении характеризовался наличием зон (рис. 1):

Зона I – интенсивное изнашивание резцов с формированием площадки износа. При этом механическая скорость бурения резко снижается, работа разрушения возрастает.

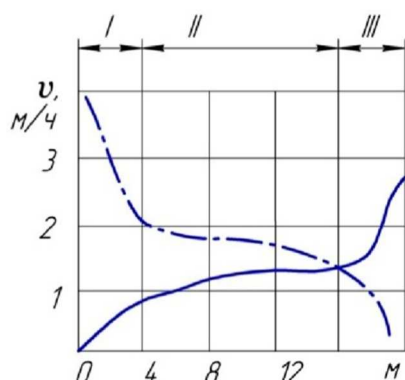
Зона II – установившийся износ, происходит в результате истирания, контактные давления, скорость бурения и работа разрушения постоянны.

Зона III – усталостное или температурное изнашивание сопровождается резким падением механической скорости бурения и повышением работы разрушения. Высокая температура возникает в центре площадки затупления резца, и при достижении максимальной величины интенсивность износа



резко возрастает с образованием сетки трещин. Бурение становится непроизводительным. Поэтому работа резцов долота в зоне III не допустима.

Для уменьшения износа было предложено резцы долота расположить по спирали с собственной позицией на радиусе (рис. 2).

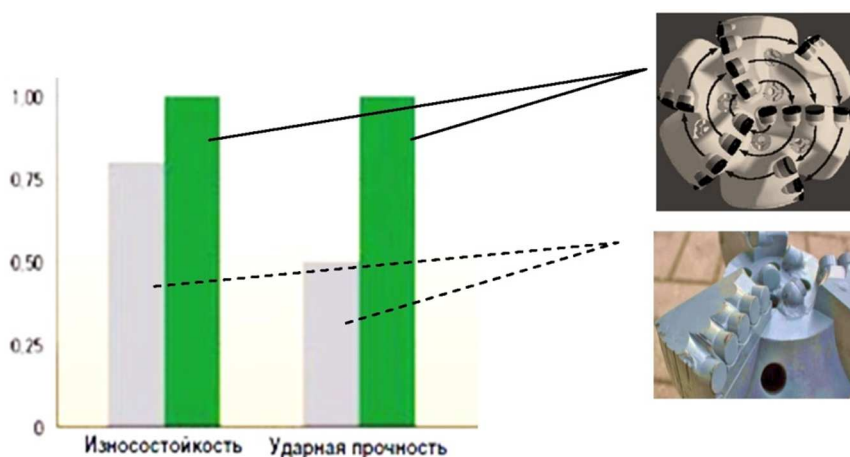


**Рисунок 1** – Зависимость механической скорости  $v$  (линия основная) и износа (линия штрихпунктирная) резцов долота от проходки



**Рисунок 2** – Изношенное долото

Для повышения эффективности бурения было проведено исследования износостойкости, ударной вязкости режущих элементов долот, их расположения (рис. 3). Расположение резцов по спирали позволило увеличить осевые нагрузки, скорость вращения, обеспечить большую ударную прочность и износостойкость, повысить длину проходки.



**Рисунок 3** – Сравнение характеристик износостойкости и ударной прочности долот

Долото с расположением резцов по спирали, предназначено для бурения средних и высоко-твердых горных пород с сохранением повышенной износостойкости и возможности многократного восстановления режущей части.

**Литература:**

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
2. Булатов А.И., Долгов С.В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебно-методическое пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 676 с.

**References:**

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas well development : monograph. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Drilling of the oil and gas wells : teaching aid. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 676 p.



УДК 550.822

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТИИ

### DRILLING FLUIDS USED IN THE FIELDS OF THE UDMURT REPUBLIC

#### Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, профессор,  
Чайковский филиал ФГБОУ ВО  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Сафронов Сергей Иванович

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

**Аннотация.** Рассмотрены типы и параметры буровых растворов для строительства скважины на Южно-Лиственском месторождении Удмуртии. Даны характеристики буровых растворов, оптимальный расход по интервалам. Приведены компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов для данного месторождения, суммарная потребность компонентов бурового раствора для обсадной колонны под которую ведется бурение скважины. Даны сроки контроля параметров бурового раствора.

**Ключевые слова:** буровые растворы, интервал, плотность, вязкость, контроль.

#### Ivanova Tatiana Nikolaevna

Doctor of Engineering,  
Professor,  
Tchaikovsky branch of FGBOU VO  
«Perm National Research Polytechnic University»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Safronov Sergey Ivanovich

FGBOU VO «Udmurt State University»

**Annotation.** The types and parameters of drilling fluids for well construction at the Yuzhno-Listvenskoye field of Udmurtia are considered. The characteristics of drilling fluids, the optimal flow rate at intervals are given. The component composition of the drilling fluid and the characteristics of the components for this field, the total need for the components of the drilling fluid for the casing string under which the well is being drilled are given. The terms of control of drilling mud parameters are given.

**Keywords:** drilling fluids, interval, density, viscosity, control.

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения Южно-Лиственского месторождения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах содержащих напорные пласты – создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины.

Нижнюю границу плотности  $\rho$  бурового раствора определяют по формуле [1]:

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление.

Интервалы бурения под направление (0–30 м) и под кондуктор (30 – 743/30 – 700 по вертикали м), а также под эксплуатационную колонну (743 – 1574/700 – 1500 по вертикали м) являются интервалами совместимых условий бурения. Для интервала от 0 до 1200 м гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое (поровое) на величину не менее 10 %. Пластовое давление в этом интервале нормальное (коэффициент аномальности  $K_a = 1,00$ ). При этом допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на 15 кгс/см<sup>2</sup>. Для интервалов бурения от 1200 м до проектной глубины превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением должно составлять не менее 5 %, но допускается превышение на 25–30 кгс/см<sup>2</sup>. Пластовое давление в рассматриваемых интервалах имеет ( $K_a = 1,00–1,03$ ).

Учитывая, конкретные горно-геологические условия, опыт ведения буровых работ на месторождении, плотность раствора составит:

1) направление: 0–30 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 0,2 \cdot 1,1/20 = 1,1 \text{ кгс/см}^2;$$

2) кондуктор: 30–700 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 7,0 \cdot 1,15/700 = 1,15 \text{ кгс/см}^2;$$

3) эксплуатационная колонна: 700–1500 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 15,0 \cdot 1,15/1500 = 1,15 \text{ кгс/см}^2.$$





Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемой скважины на Южно-Лиственском месторождении выбраны с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения на месторождениях Удмуртии (табл. 1).

Таблица 1 – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, (по стволу) м		Параметры бурового раствора									
	от	до	плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, с	фильтрация, см <sup>3</sup> за 30 мин	СНС, Фунт / 100 фут <sup>2</sup> за:		толщина глинистой корки, мм	содержание твердой фазы, %	рН	пластичная вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунт / 100 фут <sup>2</sup>
						10 сек	10 мин					
Глинистый буровой раствор (ГБР)	0	30	1,1	40–60	≤ 8	–	–	≤ 2,0	≤ 2,0	8–10	–	–
Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	30	253	1,15	15–20	–	–	–	–	≤ 2,0	7–8	–	–
Естественная глинистая суспензия химически обработанная (ЕГСХО)	253	585	1,15	20–45	≤ 20	–	–	≤ 2,0	≤ 1,0	8–0	–	–
Естественная промывочная жидкость	585	1213	1,15	–	–	–	–	–	≤ 1,0	6–7	–	–
Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор (МКБПБР)	1213	1329	1,15	40–60	4–6	≥ 6	≥ 9	≤ 1,0	≤ 1,0	7–9	≤ 20	≥ 25
Естественная промывочная жидкость	1329	1531	1,15	–	–	–	–	–	≤ 1,0	6–7	–	–

Расчетная потребность в химреагентах и материалах для строительства скважин приведена в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Наименование обсадной колонны под которую ведется бурение	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	Смена раствора для бурения интервала (да/нет)	Название компонента
	от (верх)	до (низ)				
Направление	0	30	Глинистый буровой раствор (ГБР)	1,1	да	Глинонопорошок бентонитовый Кальцинированная сода Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Кондуктор	30	585	Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	1,15	нет	
Эксплуатационная	585	1147	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	да	Пластовая вода естественной минерализации Утяжелитель кальций хлористый Полиакриламид Пеногаситель
	1147	1531	Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор	1,15	да	Пеногаситель Крахмальный реагент Биополимер ксантановый Смазочная добавка Ингибитор глин Бактерицид Мел природный молотый или мелкодисперсная мраморная крошка (CaCO <sub>3</sub> )



**Таблица 3 – Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления интервалам**

Интервал (по стволу), м		Мощность интервала, м	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м	Потребность бурового раствора, м <sup>3</sup>			
от	до					Потребность компонентов БР, т			
				Нормы расхода компонентов БР, т/м <sup>3</sup> в интервале		на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале	на запас
0	30	30	Глинистый буровой раствор (ГБР)	1,05–1,07	2,7	50,0	30,0	80,0	–
			Глинопорошок бентонитовый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Сода кальцинированная Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		0,005	0,25	0,15	0,40	–
30	253	220	Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	1,07–1,10	0,86	120,0	30,0	190,0	–
253	585	223	Естественная глинистая суспензия химически обработанная (ЕГСХО)	1,10–1,15	0,38	100,0	80,0	190,0	–
			КССБ-2М		0,02	2,0	1,6	3,6	–
			Пеногаситель		0,005	0,5	0,4	0,9	–
			Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )		0,005	0,5	0,4	0,9	–
			Ингибитор глин		0,003	0,3	0,24	0,54	–
			ГКЖ-11		0,003	0,3	0,24	0,54	–
			КМЦ-800		0,002	0,2	0,16	0,36	–
			Кольматант-наполнитель		0,001	1,0	0,8	1,8	–
			Детергент		0,003	0,3	0,24	0,54	–
585	1213	613	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	0,33	90,0	60,0	145,0	–
			Пеногаситель		0,004	–	0,6	0,6	–
			Кальций хлористый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Полиакриламид		0,00017	–	0,025	0,025	–
1213	1329	114	Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор	1,15	1,4	60,0	30,0	90,0	70,0
			Пеногаситель		0,005	0,5	0,25	0,75	0,6
			Крахмальный реагент		0,025	2,5	1,25	3,75	3,0
			Биополимер ксантановый		0,003	0,3	0,15	0,45	0,36
			Смазочная добавка		0,001	1,0	0,5	1,5	1,2
			Ингибитор глин		0,003	0,3	0,15	0,45	0,36
			Бактерицид		0,0001	0,1	0,05	0,15	0,12
			Мел природный молотый (мраморная крошка)		0,03	3,0	1,5	4,5	3,6
1329	1531	180	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	0,33	90,0	60,0	145,0	–
			Пеногаситель		0,004	–	0,6	0,6	–
			Кальций хлористый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Полиакриламид		0,00017	–	0,025	0,025	–



Таблица 4 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т				
		номер колонны			на запас	суммарная на скважину
		1	2	3		
КМЦ–800, «Экстра, «Камцелл» «Полицелл КМЦ–9», марки С	ТУ 2231-017-32957739-2009 ТУ 2231-017-32957739-2009	–	0,36	–	–	0,36
сода кальцинированная (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ) техническая, марки Б	ГОСТ 5100-85	0,4	0,9	–	–	1,3
СаСО <sub>3</sub> , карбонат кальция (марка ММС, МТД)	ГОСТ 12085-88	–	–	9,0	7,2	16,2
Гаммаксан Гламин Поликсан	ТУ 2458-010-82330939-2009 ТУ 2458-001-14023401-2008 ТУ 2458-017-82330939-2009	–	–	0,9	0,72	1,62
Реамил 1 АмилорР ПолиКР–Ф	ТУ 9187-001-70994864-05 ТУ 2458-002-82330939-2009 ТУ 2262-035-97457491-2010	–	–	7,5	6,0	13,5
Смад–АСН БиолубLVL	ТУ 2415-002-2333 6470-2002 ТУ 2458-009-82330939-2008	–	–	3,0	2,4	5,4
Глинопоршок ПБН ПБМВ	ТУ 39-0147001-105-93 ТУ 2164-006-41219638-2005	12,0	–	–	–	12,0
КССБ–2М	ТУ 2454-325-0533190-2000	–	3,6	–	–	3,6
Реапен 1408	ТУ 2415-003-36651865-2003	–	0,9	2,7	1,2	4,8
AtrenBio	ТУ 2458-011-82330939-2009	–	–	0,3	0,24	0,54
AtrenCl	ТУ 2458-028-82330939-2009	–	0,54	0,9	0,72	2,16
ГКЖ–11	ТУ 2229-092-40245042-2004	–	0,54	–	–	0,54
Полицелл ЦФГ (Целлотон ФГ)	ТУ 0392-002-32957739-2007	–	1,8	–	–	1,8
Биоминг марки ДТ	ТУ 2458-018-95901562-2011	–	0,54	–	–	0,54
Кальций хлористый	ГОСТ 450-77	–	–	10,0	–	10,0
Полиакриламид	ГОСТ 12.1.007-76	–	–	0,05	–	0,05

Контроль параметров бурового раствора осуществляется с помощью серийно выпускаемых приборов. Контроль плотности и условной вязкости буровых растворов рекомендуется производить: при нормальных условиях бурения – через 2 часа, в осложненных условиях – через 0,5 часа. Реологические, структурно-механические параметры и показатель фильтрации в нормальных условиях определяются 2 раза за смену (продолжительность смены – 12 ч), в осложненных условиях – через каждые 2 часа.

#### Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

#### References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas well development : monograph. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.



УДК 622.248.38

## СПОСОБЫ КОЛЬМАТАЦИИ ТРЕЩИН В ОСЛОЖНЁННЫЕ ЗОНЫ СКВАЖИН

### METHODS OF COLMATING CRACKS IN COMPLICATED WELLS ZONES

**Комилов Толиб Олимович**

докторант,  
Ташкентский государственный технический университет  
имени Ислама Каримова  
komilovtolib87@yandex.ru

**Рахимов Анварходжа Акбарходжиевич**

доктор технических наук,  
«УНПП BURG'ICHI BIZNES»  
anvarkhodja@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены способы кольматации поглощающего пласта тампонажными смесями, наполнителями, которые являются эффективными мерами в борьбе с геологическими осложнениями и авариями в процессе бурения.

**Ключевые слова:** закупоривания, поглощения, пласт, тампонажный смесь, кольматация, скважина, глинизация, битумизация.

**Komilov Tolib Olimovich**

Doctoral Student,  
Tashkent state technical university  
named after Islam Karimov  
komilovtolib87@yandex.ru

**Rakhimov**

**Anvarhodzha Akbarhodzhievich**  
Doctor of Technical Sciences,  
«ESPE BURG'ICHI BIZNES»  
anvarkhodja@mail.ru

**Annotation.** The article describes the methods of clogging absorbing reservoir with cement mixtures, fillers, which are effective measures in the fight against geological complications and accidents during drilling.

**Keywords:** blocking, absorption, reservoir, grouting mixture, mud, well, clay, bituminization.

**В** процессе бурения возникают различного рода геологические осложнения и связанные с ними аварии, вызывающие значительные затраты денежных и материальных средств. Одним из таких осложнений является поглощение бурового раствора при бурении скважин. Для продолжения бурения скважин требуются принятия эффективных мер, которые предусматривают работы по закупориванию поглощающего пласта тампонажными смесями [1].

Наиболее распространенными для кольматации трещин в скважинах получили следующие способы:

– глинизация, заключающаяся в нагнетании в трещины и пустоты осложненной зоны глинистых или глиноцементных суспензий с наполнителями и другими добавками, улучшающими свойства и ускоряющими их коагуляцию;

– горячая битумизация, дающая хорошие результаты при кольматации трещин и пор трещиноватых и гравийно-галечниковых пород для предотвращения потерь промывочной жидкости. При этом в поры и трещины через скважину нагнетают разогретый до 200°C битум, доставленный в контейнерах;

– термохимический способ изоляции проницаемых пластов, заключающийся в закачивании в поглощающий горизонт термосолевых составов, которые, остывая в пласте до температуры кристаллизации смеси, закупоривают каналы ухода бурового раствора.

Для регулирования свойств тампонажных смесей используют различные добавки: для изменения плотности-утяжеляющие и облегчающие добавки; для повышения закупоривающей способности-наполнители; для регулирования сроков схватывания – ускорители и замедлители схватывания; для повышения текучести-пластификаторы (разжижители); для стабилизации-полимеры и т.д.

#### Литература:

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2001.
2. Басарыгин Ю.И., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. – М. : Недра, 2000. – Т. 1. – С. 396–454.

#### References:

1. Bulatov A.I., Proselkov Yu.M., Basarygin Yu.M. Technology of drilling oil and gas wells. – M. : Nedra, 2001.
2. Basarygin Y.I., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Theory and practice of preventing complications and repair of wells during their construction and operation. – M. : Nedra, 2000. – V. 1. – P. 396–454.



УДК 622.248.33

## СПОСОБ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

### METHOD OF ISOLATION OF ZONE OF SWINDLING FLUSHING IN THE WELLS

**Комилов Толиб Олимович**

докторант,  
Ташкентский государственный технический университет  
имени Ислама Каримова  
komilovtolib87@yandex.ru

**Рахимов Анварходжа Акбарходжиевич**

доктор технических наук,  
«УНПП BURG'ICHI BIZNES»  
anvarkhodja@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены способ изоляции зон ухода бурового раствора с помощью, доставляемой на контейнере сухой тампонажной смеси в зону поглощающего пласта.

**Ключевые слова:** скорость, бентонито-соляровой смесь, вязкоупругой смесь, изоляция, раствор, тампонажные устройства.

**Komilov Tolib Olimovich**

Doctoral Student,  
Tashkent state technical university  
named after Islam Karimov  
komilovtolib87@yandex.ru

**Rakhimov**

**Anvarhodzha Akbarhodzhievich**  
Doctor of Technical Sciences,  
«ESPE BURG'ICHI BIZNES»  
anvarkhodja@mail.ru

**Annotation.** The article discusses the method of isolating the zones of mud leaving with the help of a dry cement mixture delivered to the container in the zone of the absorbing reservoir delivered on the container.

**Keywords:** speed, bentonite-salt mixture, viscoelastic mixture, insulation, mortar, grouting devices.

Одной из главных задач стоящей перед буровиками и научно-исследовательских работников является повышения скоростей проходки скважин. Одним из резервов повышения скоростей бурения является сокращение затрат времени на борьбу с осложнениями, особенно с поглощениями промывочной жидкости, которые часто встречаются при вскрытии продуктивных горизонтов сложным рифовым известняком.

Процесс изоляции зон ухода бурового раствора заключается в закачке или доставке цемента, вязкоупругой смеси, бентонито-соляровой смеси и др. [1].

В практике нефтяного бурения широко распространен способ отдельной доставки компонентов быстрохватывающей смеси к зоне поглощения. Так, имеется способ доставки ускорителей схватывания в полиэтиленовых сосудах совместно с тампонирующим раствором через спущенные в скважину буровые трубы. При выходе из буровых труб сосуды разрушаются с помощью специальных ножей, установленных в смесителе на конце буровых труб. Такую закачку производят с использованием специального устройства – пакера. Тампонажный раствор может содержать небольшое количество ускорителей схватывания, в присутствии которых вводимые в скважину вещества влияют наиболее эффективно [2].

Тампонажные материалы доставляют в зону поглощающего пласта на контейнере в виде полиэтиленового мешка заполненного сухой тампонажной смесью, приготовленного на поверхности, после разрушения на забое скважины контейнера с цементом, последняя затворяется с пластовой водой или промывочной жидкостью. Эти устройства представляют собой емкость-контейнер и вспомогательные устройства, обеспечивающие герметичность конструкции, извлечение и перемешивание компонентов состава.

Тампонажные устройства, применяемые для доставки готового состава, несложны и обычно представляют собой контейнер в виде трубы с пробкой в нижней части. Тампонажные устройства для одновременного отдельного спуска в скважину исходных компонентов раствора-погружные смесители состоят из двух концентрических расположенных труб, причем основной компонент может заполнять внутреннюю трубу, а ускоритель-зазор, и наоборот.

#### Литература:

1. «Способ подачи реагента в скважину» по патенту № 2405915 (опубл. 09.10.2009).
2. Зварыгин В.И. Тампонажные смеси : учебное пособие. – Красноярск, 2014.

#### References:

1. «Method of supplying the reagent to the well» according to patent № 24,05915 (publ. 09.10.2009).
2. Zvarygin V.I. Tampon mixes : study guide. – Krasnoyarsk, 2014.



УДК 622.016.25:519.878

## К БУДУЩИМ ИНЖЕНЕРАМ-БУРОВИКАМ

### TO THE FUTURE DRILLING ENGINEERS

**Лышко Георгий Николаевич**

кандидат технических наук,  
директор,  
ООО «БурениеСервис»  
burserv@mail.ru

**Lyshko Georgiy Nikolaevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Director,  
BurenieService LLC  
burserv@mail.ru

**Аннотация.** Приведены примеры невосприимчивости отечественных буровых подрядчиков к технологическим инновациям.

**Annotation.** Examples of immunity of the domestic drilling contractors to technological innovations are given.

**Ключевые слова:** инновации, крепление скважин, заколонные перетоки пластовых флюидов.

**Keywords:** innovations, well casing, formation fluids migration in annular.

От передовых технологий и их быстрого внедрения зависит жизнеспособность государств и их место в мире, особенно таких крупных, как Россия. Научно-технологический прорыв является одним из национальных приоритетов. А таковой в нефтегазодобывающей промышленности особенно важен, так как эта отрасль для нас пока что остается главным «кормильцем».

Но уровень финансирования, а вследствие этого состояние прикладной науки в области строительства скважин на нефть и газ оставляют желать лучшего.

Неудовлетворительной, на мой взгляд, является и восприимчивость производственных предприятий к технологическим инновациям. Буровики зачастую готовы перенять (читай купить) что-нибудь заморское, чем поинтересоваться, изучить и внедрить в собственную практику строительства скважин разработки отечественных ученых. Поэтому некоторые российские научно-технические достижения, даже опередившие разработки иностранных специалистов, могут оставаться долго невосприимчивыми. Тем более, если у разработчиков нет возможности широко рекламировать и внедрять свои детища. А вот зарубежные аналоги, появившиеся позже и привезенные в нашу страну крупными компаниями в виде разрекламированных и готовых к употреблению производственных услуг, быстрее находят своего потребителя.

Иллюстрацией сказанного может служить судьба созданной российскими учеными в 80-х годах прошлого столетия методики цементирования скважин с применением математического моделирования внутрискважинных процессов, обеспечивающей предупреждение возникновения в начальный период после окончания цементирования заколонных перетоков пластовых флюидов (далее – Методика) [1].

#### Несколько слов о Методике

Методика позволяет в большинстве случаев предотвращать проблему негерметичности зацементированного заколонного пространства скважин, проблему, которая всегда была и остается актуальной, наносящей огромный ущерб не только экономический, но и недрам и окружающей среде.

Заколонные перетоки пластовых флюидов с наибольшей вероятностью возникают или в начальный период времени после окончания цементирования скважины по телу самого тампонажного раствора (наиболее часто), или, после затвердевания тампонажного раствора, – в зонах контакта тампонажного камня, в первую очередь – с глинистой коркой (породой).

Методика базируется на математических моделях процессов, происходящих не только во время цементирования, но и в уже зацементированном заколонном пространстве скважины. Моделирование с высокой степенью подобия дает возможность знать кинетику роста как движущей силы, так и сопротивлений движению флюидов по цементной суспензии в конкретной скважине. Таким образом удастся получить прогноз вероятности возникновения перетоков пластовых флюидов в начальный период твердения цементного раствора. С помощью Методики выбирают, корректируют и применяют известные технологические приемы предотвращения перетоков: оптимизацию свойств тампонажного раствора, придание ему требуемой изолирующей способности, создание противодействия и др.

Методика является уникальной в части обоснованного прогнозирования вероятности достижения герметичности заколонного пространства. Но включает в себя применение и ставших уже обычными программ расчетов спуска колонны, расстановки центраторов, гидравлических давлений на пласты, баротермального режима головы тампонажного раствора и других, предназначенных как для проектирования безаварийного проведения самого процесса цементирования, так и для получения конечного результата – герметичности крепи.

Методика была многократно использована во многих районах мира. Ее высокая эффективность бесспорно доказана [2]. Но из-за «перестроечных» процессов в нашей стране и выше отмеченной незаинтересованности производителей осталась неизвестной или забытой.



Значительно позже программного продукта, используемого в Методике, появился иностранный аналог, по нашему мнению, уступающий ему по степени обоснованности решений. Крупнейшая мировая компания в области крепления скважин широко и эффективно (в России тоже) использует его для повышения вероятности достижения герметичности крепи скважин. И этот факт дополнительно подтверждает целесообразность применения Методики в практике строительства скважин.

Несомненно, следует заинтересовать в обязательном применении Методики всех исполнителей крепления скважин и их заказчиков.

Поэтому мы активно продолжаем информировать потенциальных потребителей России о существовании Методики, выгоды ее применения в практике строительства скважин (данная заметка также преследует эту цель). Но несмотря на то, что на внедрение комплекса требуются небольшие затраты, а отдача априори будет очень значимой, заказчики и исполнители строительства скважин все еще игнорируют наши предложения и предпочитают платить за качественное крепление скважин немалые средства иностранным подрядчикам.

Приведу еще один пример сложности внедрения в бурение скважин полезных инноваций.

Для предупреждения нарушения герметичности зоны контакта «тампонажный камень – глинистая корка» наше предприятие ООО «БурениеСервис» с недавнего времени стало предлагать буровым предприятиям России запатентованный передовой способ получения высокоэффективной эрозионно-моющей буферной жидкости СДИР.

Найдено новое инженерное решение. В жидкость вводят частицы, имеющие форму ладьи с острыми, твердыми и износостойкими краями. При течении жидкости в кольцевом пространстве скважины частицы турбулизируют поток, вращаясь в нём, ударяют по ограничивающим поверхностям и эффективно очищают их от глинистых отложений. Тем самым снижается вероятность возникновения в последующий после затвердевания тампонажного раствора период времени флюидопроводящих каналов в глинистой корке (в результате её обезвоживания, коагуляции, гидроразрыва и других факторов), поскольку сама корка удалена.

Способ придания буферной жидкости повышенных эрозионных свойств испытан на лабораторном стенде, позволяющим имитировать скважинные условия в значительно большей степени, чем все ранее известные лабораторные установки, сконструированные для той же цели. Получены впечатляюще положительные результаты. Преимущество СДИР в сравнении со всеми известными буферными жидкостями очевидно. Таким образом, следует ожидать, что применение СДИР в сочетании с другими, направленными на те же цели технологическими мероприятиями, обеспечит герметичность крепи, а значит – предотвращение обводнения продукции скважин и возникновение заколонных давлений.

Состав жидкости прост, ее компоненты доступны, экологически безопасны. Не требуется ни значимых изменений технологии цементирования обсадной колонны, ни дополнительных капиталовложений.

Осталось провести промысловые испытания и, после того когда они подтвердят полученные на лабораторном стенде результаты, – широкое внедрение СДИР.

Но многочисленные разосланные буровым предприятиям предложения по СДИР пока остаются без ответа.

*Уважаемые будущие буровики! В первую очередь эта заметка для вас. От вашего молодого стремления к новому будет зависеть темп развития нашей отрасли.*

*PS. Только что пришли три запроса. Ситуация меняется к лучшему(?!).*

### Литература:

1. Черненко А., Лышко Г. Негерметичность заколонного пространства скважин. Проблема, которую следует срочно решить. – LAP LAMBERT Academic Publishing. – ISBN 978-3-659-88860-1.
2. Черненко А.В., Лышко Г.Н. Предотвращение заколонных перетоков пластовых флюидов на основе математического моделирования процессов в скважине // НТЖ «Нефть.Газ.Новации». – 2018. – № 3. – С. 30–32.
3. Лышко Г.Н., Лышко О.Г., Лышко А.Г. Исследование эффективности турбулизирующе-абразивной добавки в буферные жидкости «СДИР» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 171.

### References:

1. Chernenko A., Lyshko G. Leakage in well annular space. The problem that needs to be solved urgently. – LAP LAMBERT Academic Publishing. – ISBN 978-3-659-88860-1.
2. Chernenko A.V., Lyshko G.N. Prevention of Formation Fluids Flows in AnullarSpace Based on Mathematical Modeling of Processes in the Well // NTG «Nef.Gaz.Novacy». – 2018. – № 3. – P. 30–32.
3. Lyshko G.N., Lyshko O.G., Lyshko A.G. Invastigation of the Efficiency of the Turbulizing-Abrasive Additive in Buffer Liquids «SDIR» // Readings of A.I. Bulatov. – 2018. – V. 3. – P. 171.



УДК 622

## ПРИМЕНЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

### USE OF LUBRICANTS IN DRILLING FLUIDS

**Мойса Юрий Николаевич**

кандидат химических наук,  
директор,  
ООО «НПО «Химбурнефть»  
id.yug2016@gmail.com

**Moisa Yuri Nikolaevich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Director,  
NPO Khimburneft LLC  
Id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассмотрены аспекты применения смазочных добавок – лубрикантов в буровых растворах (БР) и технологических жидкостях (ТЖ).

**Annotation.** The article considers the aspects of application of lubricating additives – lubricants in drilling fluids (BR) and process fluids (TL).

**Ключевые слова:** смазочные добавки, буровые растворы.

**Keywords:** lubricants, drilling fluids.

*Памяти А.И.Булатова – талантливого организатора, ученого, заслуженного нефтяника, целеустремленного труженика и безгранично любящего Кубань и Россию гражданина*

## Введение

С началом нефтепромысловых работ на Таманском и Апшеронском полуостровах Кавказа связана эпоха промышленного бурения скважин на нефть в России. Первая нефтяная скважина промышленным способом была пробурена в 1864 г. на Кубани под руководством А.Н. Новосильцева методом ударного бурения с приводом от паровой машины. На нефтяной вышке – памятном обелиске около села Киевского Крымского района приведены слова Д.И. Менделеева: «Имя первого бурильщика Кубанского края А.Н. Новосильцева, надо думать, не забудется в России» и И.М. Губкина: «Долина реки Кудако является колыбелью нефтяной промышленности России» [1].

Д.И. Менделеев был первым (1876 г.) ученым, применившим методы микрохимического исследования для изучения состава нефти. Работы Н.П. Петрова (1883 г.), создателя гидродинамической теории смазки о внутреннем трении смазочных масел по сей день являются основой для подбора смазочных материалов и создания методов, измеряющих вязкостные и капиллярные свойства масел [2]. Большой вклад в области исследований смазочных дисперсий и эмульгирующих свойств различных эмульгаторов в жидких средах внесли работы по изучению гидрофильно-липофильного баланса [3, 4, 5]. Основные типы отечественных пластичных смазок, смазочных материалов и технических жидкостей для узлов трения изложены [6, 7]. Теоретические основы практического применения различных смазочных добавок и смазочно-охлаждающих жидкостей, методы испытаний смазочных материалов в машинах и механизмах, а также международные нормы и требования к смазочным материалам (лубрикантам) подробно представлены в современном справочнике Т. Манга и У. Дрезеля [8].

Аспекты применения смазочных добавок – лубрикантов в буровых растворах (БР) и технологических жидкостях (ТЖ) занимают особое важное место в технико-технологических, экономических и экологических показателях успешности строительства нефтегазовых скважин. Технология бурения любых скважин состоит в разрушении горных пород на забое долотом и удалении продуктов разрушения с забоя на поверхность путем принудительной циркуляции БР (промывочной жидкости) в скважине. Основные технические функции БР заключаются в очистке забоя и ствола скважины от выбуренной породы, в создании противодавления над пластовым давлением с целью предупреждения неуправляемого притока пластового флюида, кроме того, БР должен обеспечивать смазывание и охлаждение бурового инструмента, стабилизацию стенок открытого ствола скважины и максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта при первичном вскрытии бурением [9].

Для промывки скважин от выбуренной породы в процессе бурения в большинстве случаев заменяют БР на водной основе (РВО), реже используют прямую или обратную эмульсию на углеводородной основе (РУО). Современные РВО и РУО представляют собой сложные полифункциональные полидисперсные системы, регулирование физико-химических и технологических свойств которых осуществляется комплексом химических реагентов: регуляторов вязкости и тиксотропной структуры раствора, понизителей фильтрации (водоотдачи), смазочных и противоприхватных добавок, ингибиторов глин, кольматантов, пеногасителей, утяжелителей и других добавок [10].

Управление технологическими параметрами БР является задачей управления сложной нетрадиционной химико-технологической дисперсной системой, постоянно изменяющейся по минералогии





ческому составу и зависящей от горно-геологических условий (температуры, давления) залегания пластовых флюидов и разбуриваемых пород. Развитие науки об управлении технологическими свойствами БР начинается в России с 30-х годов прошлого столетия исследованиями Шищенко Р.И., Баранова В.С., Ребиндера П.А., Дерягина Б.В. с продолжением в работах Кистера Э.Г., Городнова В.Д., Михеева В.Л., Овчаренко Ф.Д., Сухарева С.С., Жигач К.Ф., Ятрова С.Н., интенсивным развитием в 70–90-х годах специалистами различных научных и производственных организаций: Ангелопуло О.К., Бабалаян Г.А., Булатова А.И., Демикова В.И., Зарипова С.З., Липкеса М.И., Мухина Л.К., Пенькова А.И., Проселкова Ю.М., Мавлютова М.Р., Мариампольского Н.А., Кошелева В.Н., Резниченко И.Н., Рябченко В.И., Рязанова Я.А., Шеметова В.Ю., Чубик П.С. [11].

За рубежом история развития научного направления по технологии бурения скважин и БР представлена в работах общества инженеров-нефтяников (SPE, 1948–1953 гг.), публикациях 70–90-х годов Роджерса В.Ф., Бобо Р.А., в книгах Грей Д.Р., Дарли Г.С.Г., Бургойна А.Т., подробно описана в современном справочнике инженера-нефтяника Лайонза У.Р., Плизга Г.В., Митчелла Р.Ф., Лейка Л.В. [12].

### **Технико-технологические причины применения смазочных добавок в буровых растворах**

При строительстве нефтегазовых скважин большое значение отводится вопросам снижения энергоёмкости и аварийности процесса бурения путем применения БР с улучшенными триботехническими (смазочными, противоприхватными, притивоизносными) свойствами. Особенно сильно возникают проблемы, связанные с силами трения и ростом крутящего момента при вращении, с нагрузками при подъеме буровой колонны при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также при бурении боковых стволов малого диаметра с большими отходами от вертикали. Именно в таких условиях применение БР с повышенной смазочной способностью дает наиболее ощутимый положительный эффект. Улучшение триботехнических свойств зависит от химической природы органической основы смазочной добавки и ее концентрации в БР, от физико-химической способности снижать коэффициент трения в полидисперсной среде обогатленной выбуренной твердой минеральной фазой. Снижение коэффициента трения БР при бурении позволяет:

- снизить гидравлические сопротивления при промывке ствола скважины;
- уменьшить крутящий момент при вращении колонны буровых труб и снизить сопротивление при ее продольном перемещении в скважине;
- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затраты на их ликвидацию;
- повысить ресурсы работы буровых труб и их соединений, гидравлических частей буровых насосов, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента.

В качестве показателей триботехнических свойств обычно используют коэффициент трения пары «металл-металл» в среде БР, коэффициент потенциального дифференциального прихвата системы «буровые трубы – стенка ствола скважины», а также коэффициенты трения и липкости (трения) на границе «металл-глинистая корка» [10–12].

В настоящее время для ведущих отечественных нефтяных и газовых компаний НК «Роснефть», НК «Сургутнефтегаз», НК «ЛУКОЙЛ», РАО «ГАЗПРОМ» актуальным является дальнейшее совершенствование технологии бурения и систем БР с улучшенными триботехническими свойствами интегрированных с международными стандартами и адаптированных к различным горно-геологическим и климатическим условиям России.

### **Применение нефти и нефтепродуктов в буровых растворах**

Применение нефти в качестве смазочного материала узлов трения известно с древних времен. Применение нефти и продуктов переработки нефти в качестве смазочных добавок в РВО исторически совпадает с бурным развитием строительства разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин. Оптимальное содержание нефти в БР в зависимости от ее плотности и температуры составляет 8–10 % объемных. Для обработки РВО рекомендуются нефти плотностью 0,83–0,89 г/см<sup>3</sup> в сочетании с поверхностно-активными веществами (ПАВ), обладающими высокой поверхностной активностью и повышающими диспергируемость нефти в РВО. При этом улучшается процесс бурения: снижается коэффициент трения между трубами и фильтрационной коркой, уменьшается опасность прихватов, повышается эффективность работы долота, снижаются гидравлические сопротивления.

В зависимости от геолого-технических условий бурения расход нефти в качестве технологической добавки в РВО составляет 50–100 кг на 1 м проходки, а годовой расход нефти для профилактики прихватов и осложнений в процессе проходки скважин в 80-е годы по России составлял 0,5–0,6 млн тонн [13].

По внешнему виду нефть представляет собой жидкость от светло-коричневого до темно-бурого, чёрного цвета с плотностью от 650 до 1050 кг/м<sup>3</sup> и кинематической вязкостью от 1,98 до 265,90 мм<sup>2</sup>/с. Вязкость нефти определяется фракционным составом нефти и содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. В состав нефти входят углеводороды (80–90 %), гетероатомные соединения (сернистые, азотистые, кислородные; до 4–5 %) растворённые углеводородные газы (C<sub>1</sub> – C<sub>4</sub> до 4 %). Химический состав углеродных составляющих нефти Кубани скв. № 30 Западно-Ахтанизовского месторождения (забой 1479 м) представлен на спектре ядерного магнитного резонанса (ЯМР) <sup>13</sup>C на рисунке 1.

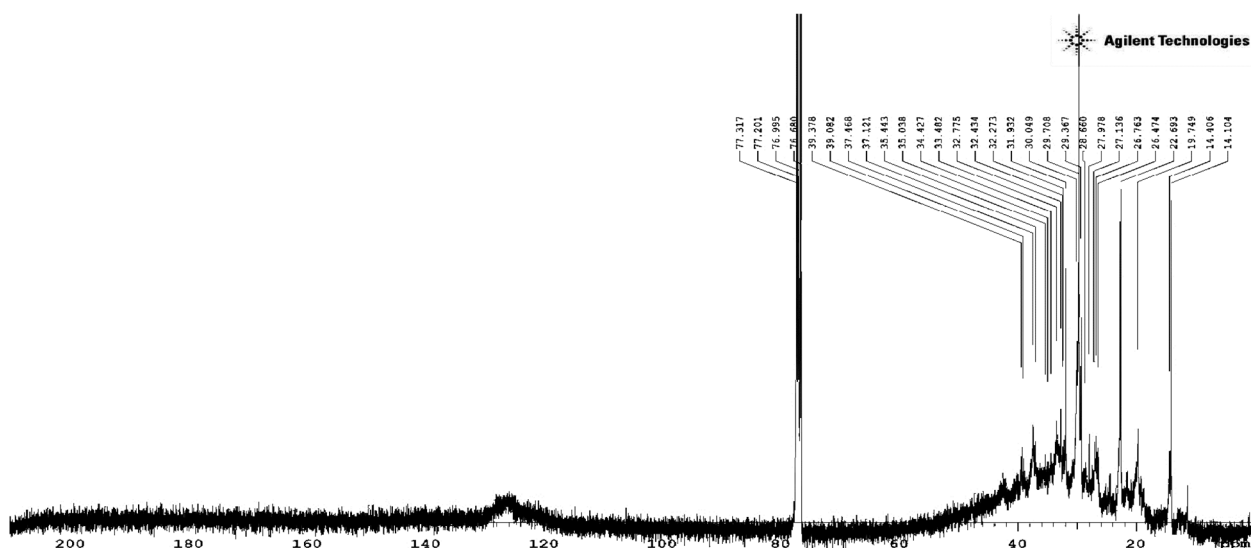


Рисунок 1 – Спектр ЯМР  $^{13}\text{C}$  образца товарной нефти Кубани скв. № 30 Западно-Ахтанизовская

Сигналы углерода  $^{13}\text{C}$  в области химических сдвигов 14–39 м.д. принадлежат атомам углерода алифатических групп в алканах, сигналы в области 110–120 м.д. атомам углерода ароматических колец, при сдвиге 79 м.д. сигнал углерода растворителя  $\text{CDCl}_3$ . Представленный спектр ЯМР  $^{13}\text{C}$  образца товарной нефти Кубани прекрасно иллюстрирует, что основную массу нефти составляют углеводороды трех гомологических рядов – алканы ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$  – парафины, метановые углеводороды, алканы до 30–35 %), циклоалканы ( $\text{C}_n\text{H}_{2n}$  – циклопарафины, нафтены, цикланы до 25–75 %) и арены ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$  – моноциклические ароматические углеводороды, бензольные углеводороды, арены до 10–20 %). Элементный состав нефти в %: 83,0–87,0 С; 11,0–14,5 Н; 0,01–6,0 S; 0,01–1,8 N; 0,05–3,6 O, также в нефти могут присутствовать ванадий, никель, хлор и другие элементы. При использовании сырой нефти в технологических процессах строительства скважин «выветривают», так как она является легковоспламеняющейся жидкостью, с температурами вспышки в диапазоне от  $-35\text{ }^\circ\text{C}$  до  $+121\text{ }^\circ\text{C}$  в зависимости от фракционного состава и содержания в ней растворённых газов. Нефть в обычных условиях нерастворима в воде, но может образовывать с ней стойкие эмульсии [14].

Применять нефть – ценный топливо – энергетический материал и незаменимое сырье химической, нефтехимической промышленности для технологических нужд бурения следует в ограниченных случаях. Более целесообразно использовать продукты переработки нефти, например, «СМАД-1» – композицию окисленного петролатума в дизельном топливе в соотношении 1 : 1. По техническим условиям смазочная добавка «СМАД-1» вязкая жидкость плотностью  $0,9\text{ г/см}^3$ , с кислотным числом (КЧ) в мг КОН на 1 г продукта – 20, температурой застывания –  $0\text{ }^\circ\text{C}$ , поверхностным натяжением  $0,5\%$  раствора «СМАД-1» в дизельном топливе на границе с дистиллированной водой – 20 мН/м. Смазочная добавка «СМАД-1» горючая жидкость с температурой вспышки не ниже  $65\text{ }^\circ\text{C}$ . Оптимальная концентрация «СМАД-1» для неутяжеленных буровых растворов 0,5–1 %, а для утяжеленных 1,5–2 % объемных. По данным работы [15] добавка «СМАД-1» превосходит по своей эффективности ряд зарубежных смазочных добавок на нефтяной основе типа «Битлуб», «Мадоил» и других. Рекомендуется «СМАД-1» применять в РВО при бурении пресными, минерализованными, неутяжеленными и утяжеленными БР, имеющими  $\text{pH} = 10$  и содержащими ионы кальция и магния не более 400 мг/л. Используются также для РВО другие смазочные добавки на основе продуктов и отходов переработки нефти: продукты нейтрализации кислотных гудронов производства сульфонатных присадок «Карпатол-1» и «Карпатол-2», смазочная добавка на основе производства присадок «ИХП-101» и «ИХП-21», смазочная и антиприхватная добавка «ОППН», которые по своей эффективности действия близки или в некоторых случаях превосходят «СМАД-1» [16,17].

Смазочные добавки на основе нефти и нефтепродуктов имеют ряд существенных недостатков при применении в РВО: искажают результаты геофизических исследований, загрязняют окружающую среду, пожаровзрывоопасны и застывают при отрицательных температурах. Кроме того, при остановках бурения и прекращении промывки ствола скважины по техническим и технологическим причинам смазочные добавки на основе нефти и нефтепродуктов мигрируют по стволу скважины на поверхность, создавая прихватоопасные условия для низа бурильной колонны. Промысловыми данными также многократно установлено, что при бурении глубоких скважин, где забойные температуры более  $150\text{ }^\circ\text{C}$  происходит снижение смазочных свойств БР обработанных нефтью [18]. Другой аспект применения нефти и нефтепродуктов в системах РВО также имеет ряд существенных технологических ограничений по пожаровзрывобезопасности и экологичности. Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» регламентируется температура вспышки раствора РВО, которая должна на  $+50\text{ }^\circ\text{C}$  превышать



максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины [19]. Поскольку нефть является важным энергетическим и химическим сырьем, экономия расхода и полное исключение ее применения в технологических процессах строительства скважин – большая экономическая и экологическая задача. Снижение потребления нефти для целей бурения и ее полное исключение применения в БР будет способствовать улучшению условий охраны труда работников и сохранения гидросферы и литосферы нефтегазовых месторождений.

### **Современное состояние и тенденции применения смазочных добавок в буровых растворах**

Современными приоритетными тенденциями в области разработки и применения смазочных добавок в РВО и РУО являются:

1. Экологичность смазочных добавок в отношении окружающей среды. В мировой практике для выпуска смазочных добавок используют продукты химического и нефтехимического синтеза (минеральные и растительные масла, сложные эфиры, многоатомные спирты, полигликоли), а также продукты и жиросодержащие отходы пищевых производств.

2. По химическому строению современные смазочные добавки – лубриканты (lubricants, LU) для обработки РВО и РУО представляют собой сложные многокомпонентные композиции, обладающие полифункциональным действием на технологические параметры промывочной жидкости в различных интервалах бурения скважины.

3. Эффективность действия смазочных добавок часто повышают введением поверхностно-активных веществ (ПАВ, детергентов, дисперсантов), обеспечивающих высокую коллоидную растворимость жиров, масел и углеводов в БР.

4. По агрегатному состоянию большинство смазочных добавок представляют собой жидкости, пасты или твердые вещества (сыпучие порошки, гранулы).

При бурении геологоразведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин в России в районах, характеризующихся разнообразием климатических и горно-геологических условий с высокими температурами и солевой агрессией, наличием толщ проницаемых отложений и неустойчивых пород, сложными конструкциями скважин и компоновок низа бурильных колонн, сложной пространственной конфигурацией скважин, интенсивным ростом глубин скважин огромное значение отводится вопросам разработки и применения РВО с улучшенными смазочными свойствами.

Актуальной остается задача создания смазочных добавок с улучшенными антифрикционными (по сравнению с нефтью) как для целей массового бурения на РВО, так и для бурения скважин с высокими температурами и давлениями, задача снижения и полного исключения потребления нефти и нефтепродуктов, предотвращения загрязнения окружающей среды при бурении скважин на нефть и газ, в первую очередь для экологически уязвимых регионов Урало-Поволжья, Северного Кавказа, Западной и Восточной Сибири, Сахалина, Крайнего Севера, на шельфе РФ.

В большей степени для решения указанной задачи отвечают разработка смазочных добавок на основе растительных и животных жиров, соапстоки и смеси гудронов черноплодного масла (госсиполовая смола), масложировых предприятий, а также талловое масло, остатки канифольно-экстракционного производства лесохимической промышленности. Смеси гудронов соапстоков растительных масел и животных жиров, а также продукты омыления госсиполовой смолы можно считать наиболее экономически приемлемыми продуктами в качестве смазочных добавок к РВО. Недостатками этого типа смазочных добавок является низкая температура застывания, в зимнее время эти продукты загустевают и замерзают, что затрудняет их применение [20].

Несомненный практический интерес представляет применение в качестве смазочных добавок к РВО и РУО различных ПАВ. Так, например, добавление к технической воде анионного типа ПАВ (0,1 % сульфанола) значительно повышает противознозные свойства раствора, а смесь сульфанола с неионогенным «ОП-10» в пресных и минерализованных растворах позволяет не только улучшить смазочные свойства, но и предотвращать коррозионный износ стальной поверхности.

Применение неионогенного «ДС-10», представляющего собой оксисилированный высокомолекулярный ( $C_{16} - C_{18}$ ) жирный спирт, в сочетании со смесью гудронов соапстоков растительных и животных жиров позволяет значительно повысить показатели смазочных свойств глинистых растворов, минерализованных солями кальция. Омыленные жирные кислоты и синтетические жирные кислоты высшего ряда ( $C_{14}$  и выше) также являются весьма эффективными смазочными добавками для буровых растворов, однако они ограниченно диспергируются в буровых растворах на водной основе и склонны к застыванию, даже при температурах плюс 15–18 °С [21].

Первостепенная тенденция современных разработок смазочных добавок для РВО и РУО в России – это экологичность и повышенные смазочные и эксплуатационные триботехнические свойства материалов.

Другой современной тенденцией в области разработки и применения смазочных добавок в отечественной нефтегазовой промышленности является создание многофункциональных смазочных материалов с дополнительными свойствами, положительно влияющими не только на основные технологические свойства буровых растворов такие как показатель фильтрации, вязкость, но и на специальные, например, ингибирующие по отношению к глинистым минералам или улучшенные поверхностно-активные свойства для целей сохранения коллекторских свойств нефтегазовых пластов.

Анализ зарубежной информации и патентов в области смазочных добавок (лубрикантов и детергентов) к буровым растворам показывает, что большинство фирм-производителей химических материалов



для бурения выпускают смазочные и антиприхватные добавки, представляющие собой многокомпонентные композиции на основе различных смесей высокомолекулярных углеводородов и ПАВ, обладающие комплексным действием на технологические свойства БР. В мировой практике особое место занимают смазочные добавки – лубриканты положительно влияющие на поверхностно-активные свойства фильтратов буровых растворов, используемых при бурении скважин на нефть и газ.

Для вскрытия истощенных нефтегазоносных коллекторов зарубежными фирмами предлагаются полифункциональные смазочные добавки марок «BIO-DRILL» и «LUBE-167» (M-I DRILLING FLUIDS, США). В таблице 1 приведены некоторые марки смазочных добавок, производимых зарубежными фирмами в соответствии с международной промысловой практикой и терминологией Американского нефтяного института (API) и Американской ассоциацией буровых подрядчиков (IADC) [22].

**Таблица 1** – Некоторые марки смазочных добавок, производимых зарубежными фирмами

МАРКА	ОПИСАНИЕ ПРОДУКТА	ФИРМА
ACQUAFLOW	Низкотоксичный смазочный материал	FLOWSA
ANCO-SLIP	Смазывающий материал на основе графита	Anchor
AVAGREEN-LUBE	Природная смазка из сложных эфиров	AVA
ECOL-LUBE	Биологически разлагаемый смазочный материал	AVA
AQUA MAGIC	Смазывающий материал от дифферен. прихватов	BH INTEQ
BIO-SPOT	Смазывающий материал для экстрем. давлений	BH INTEQ
SACK SPOT	Смазочная добавка для буровых растворов	CESCO
WBL 1600	Смазочный материал на водной основе	CESCO
DRILL-FREE, BIO-DRILL, LUBE 167	Высокоэффективные биоразлагаемые смазочные материалы	M-I DRILLING FLUIDS
PRO-LUBE	Термостойкий смазывающий материал	PROGRESS
ENVIRO-BEADS	Экологически чистая смазочная добавка	PROGRESS
PBO-PIPE PULL	Биоразлагаемая смазывающая добавка	PROGRESS
PIPE-LAX ENV	Смазочная добавка на природных эфирах	M-IDF
IK-LUBE	Экологическая смазка, ингибитор глин	STREAM LINE
DYNA-DRILL	Бурильный смазочный материал, стабилизатор	BAKER
QUIK-FREE	Смазочная добавка на природных жирах	BAROID
EZ-SPOT	Смазывающая добавка антиприхватная	BAROID
TORKEASE	Биоразлагаемый смазочный материал	DSC
RADIA GREEN	На основе сложных эфиров смазка для бурения	OLEON
LUBRICANT GP	Многоцелевого назначения термостойкая смазка	LAMBERTI
PRESANTIL	Смазывающий материал для экстрем. давлений	LAMBERTI
ADF-FREE	Смазочный материал на водной основе	ADVANCED
TORQUE LUBE	Биологически разлагаемая смазочная добавка	FRONTIER
CLEAN SPOT	Высокоэффективный смазочный материал	ALPINE
QUICK MIX	Многоцелевого назначения смазка	ALPINE

Из представленных в таблице 1 данных видно, что ведущими зарубежными химическими фирмами «CESCO», «AVA», «PROGRESS», «VENTURE», «LAMBERTI», «ALPINE», производятся в большинстве случаев экологичные полифункциональные смазочные добавки которые применяются в рецептурах PBO и PYO сервисными буровыми компаниями: «BAROID», «M-1 DRILLING FLUIDS», «MESSINA» и другими. Основной ассортимент смазочных добавок рекомендуется для буровых растворов на водной основе (PBO) и незначительная часть для промывочных систем на нефтяной и синтетической основе (PYO).

В России для нефтяной, газовой и геологоразведочной промышленности в последнее время разработан широкий ассортимент высокоэффективных экологически безопасных смазочных добавок – лубрикантов на основе природных растительных и животных жиров, исключающих использование нефти и нефтепродуктов при бурении скважин. Марочный ассортимент некоторых смазочных добавок, промышленно выпускаемых в РФ приведен в таблице 2.



Таблица 2 – Марочный ассортимент некоторых смазочных добавок, промышленно выпускаемых в РФ

МАРКА	ОПИСАНИЕ ПРОДУКТА	ФИРМА
СмаД-АСН	Смазочная добавка на основе алкилкарбоновых кислот и ПАВ	ООО НПП «АЛЬФА-СЕРВИС»
Глитал, Политал, СМЭГ	Серия смазочных добавок для буровых растворов на основе таллового масла	ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ»
ЭКСТРА-С, БЕЛОЧКА	Смазочные добавки на основе сульфированных жиров	ЗАО «АГРОХИМ СПЕЦЖИР»
ДЕВОН-2	Смазочная добавка к буровым растворам	ООО НПП «ИКАР»
Биолуб-LVL, Атрэн-FK	Смазочные добавки на основе композиции соединений растительного происхождения с различного рода присадками	ГК «МИРРИКО»
СонБур, ДСБ-4ТТП	Смазочные добавки на основе таллового масла и керосина	ЗАО «ОПЫТНЫЙ ЗАВОД НЕФТЕХИМ»
LUBRITAL™	Смазочная добавка для буровых растворов сбалансированного состава с применением активных модифицированных жирных кислот	ООО «УРАЛХИМ»
ФК-Н, ФК-М, ФК-2000, ФК-2000 Плюс	Смазочные добавки на основе фосфолипидов, калийных солей и эфиров растительных масел	ООО «НПО «ХИМБУРНЕФТЬ»
Лубриойл, Гликойл	Смазочные добавки для бурения	ЗАО НПО «ТатХимПродукт»
Бурфлюб-БТ	Высокоэффективный смазочный материал на основе сложных эфиров	ПСК «БурТехнологии»
ТЕКБУР	Добавка смазочная на основе дистиллятных масел и присадок	ЗАО «ТЕКОЙЛ»
МТМ-1	Смазочная добавка для буровых растворов на основе жирных кислот	НВП «БАШИНКОМ»
OIL LUBE	Смазочная добавка для буровых растворов на основе природных модифицированных компонентов из сложных химических реакций.	ООО «ОйлСтар»
КСД	Комплексная смазывающая добавка порошкообразная	ЗАО НПО «ПРОМСЕРВИС»

Это смазочные добавки на основе: подсолнечного, рапсового, кукурузного масла и фосфатидного концентрата «ФК» и «ФК-2000», химическое строение которых представлено спектрами ЯМР атомов углерода <sup>13</sup>C на рисунке 2 и 3, «ЛУБРИ-М»; таллового масла «ЭКОС-Б», «ГЛИТАЛ», «ПОЛИТАЛ», «СМЭГ», «ЛУБРИТАЛ»; рыбьего и животного жира «ТРИБОС», «МОРЖ», «ЭКСТРА-С» (ЯМР спектр <sup>13</sup>C на рис. 4); на основе продуктов нефтехимии «СПРИНТ-33», «СОНБУР», «ДЕВОН-2» (ЯМР спектр <sup>13</sup>C на рис. 5) и другие добавки (см. табл. 2).

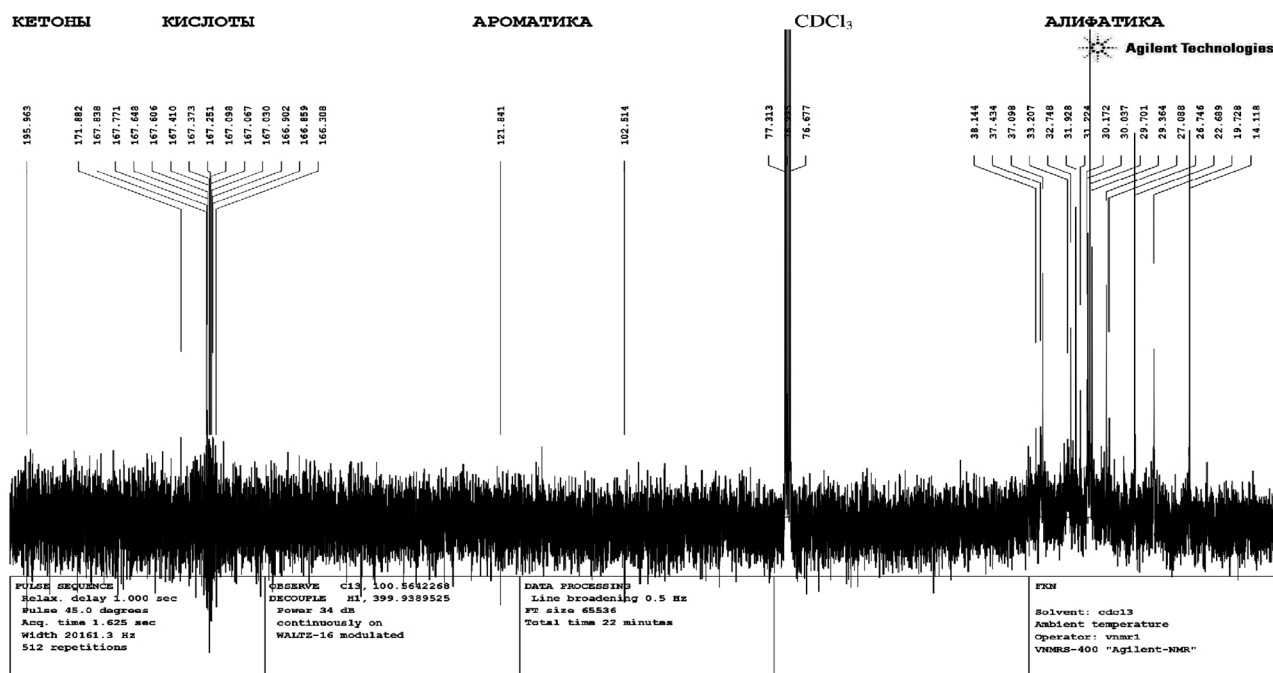


Рисунок 2 – Спектр ЯМР <sup>13</sup>C образца смазочной добавки «ФК-Н»

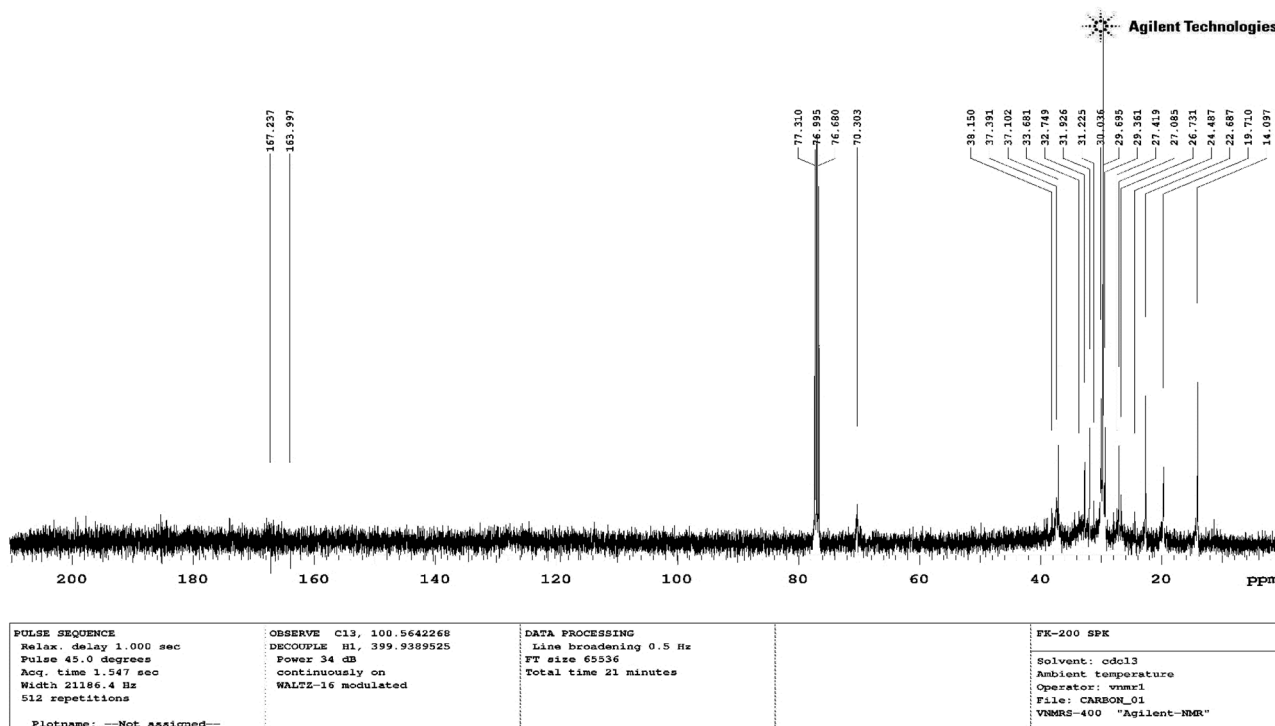


Рисунок 3 – Спектр ЯМР <sup>13</sup>C образца смазочной добавки «ФК-2000 Плюс»

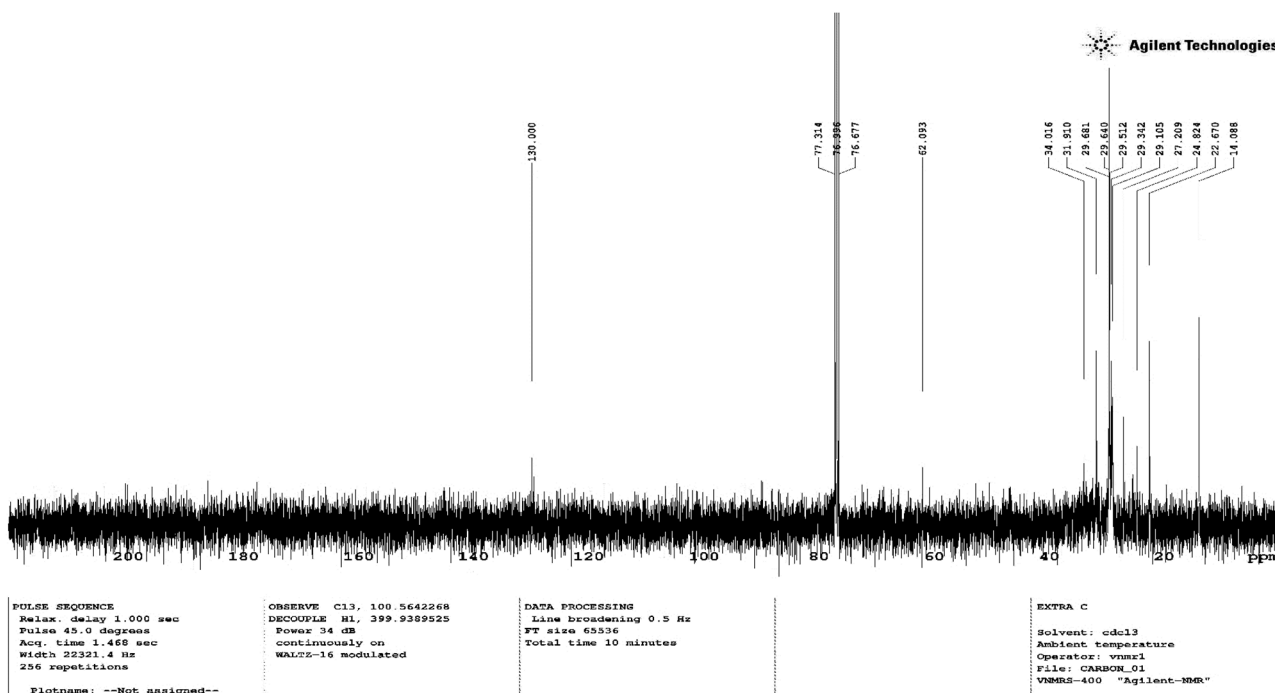


Рисунок 4 – Спектр ЯМР <sup>13</sup>C образца смазочной добавки «ЭКСТРА-С»

Все вышеуказанные смазочные добавки применяются для обработки буровых растворов на нефтегазовых промыслах при бурении скважин в Урало-Поволжье, на Северном Кавказе, на Сахалине, в Западной и Восточной Сибири, в экологически уязвимых районах Краснодарского и Ставропольского края, в Калининградской области и шельфе России.

На представленных спектрах ЯМР <sup>13</sup>C (рис. 2, 3, 4, 5) образцов смазочных добавок различной сырьевой природы (жирных кислот растительных масел, фосфолипидов, жиров животного и синтетического происхождения и продуктов нефтехими) наблюдается группа сигналов ЯМР <sup>13</sup>C в области химических сдвигов 14–39 м.д., которые принадлежат атомам углерода алифатических групп – алканам. Для всех рассмотренных смазочных добавок и нефти также общими являются ЯМР сигналы углерода <sup>13</sup>C в области химических сдвигов 110–120 м.д. атомов ароматических углеводородов.

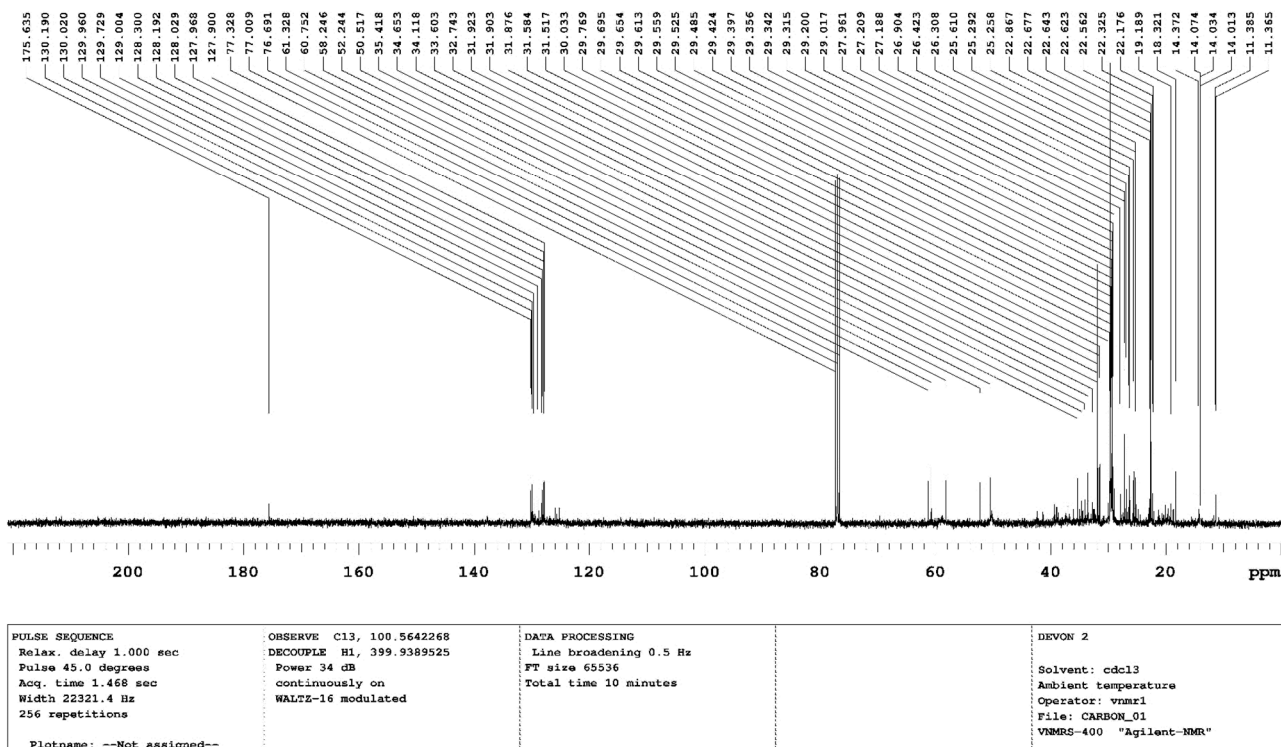


Рисунок 5 – Спектр ЯМР <sup>13</sup>C образца смазочной добавки «ДЕВОН-2»

Отличительной особенностью смазочных добавок серии «ФК» и «ФК-2000» в спектрах ЯМР <sup>13</sup>C являются сигналы карбонильных углеродов кислот в области химических сдвигов 163–167 м.д. и углеродных атомов <sup>13</sup>C кетонов в области химсдвигов 195–200 м.д. Для смазочной добавки «ДЕВОН-2» специфическим отличием спектров ЯМР <sup>13</sup>C является наличие группы сигналов с химсдвигом 127–130 м.д., которые относятся к третичным и метилзамещенным ароматическим атомам углерода. Общим по химсдвигу и одинаковым на всех спектрах является сигнал углерода <sup>13</sup>C растворителя CDCl<sub>3</sub> при химическом сдвиге 76–77 м.д. Отнесение сигналов атомов углерода спектров ЯМР <sup>13</sup>C на диапазоны по химическим сдвигам (ХС) составляющих структурных элементов химического строения молекул исследованных смазочных добавок для буровых растворов приведено в таблице 3.

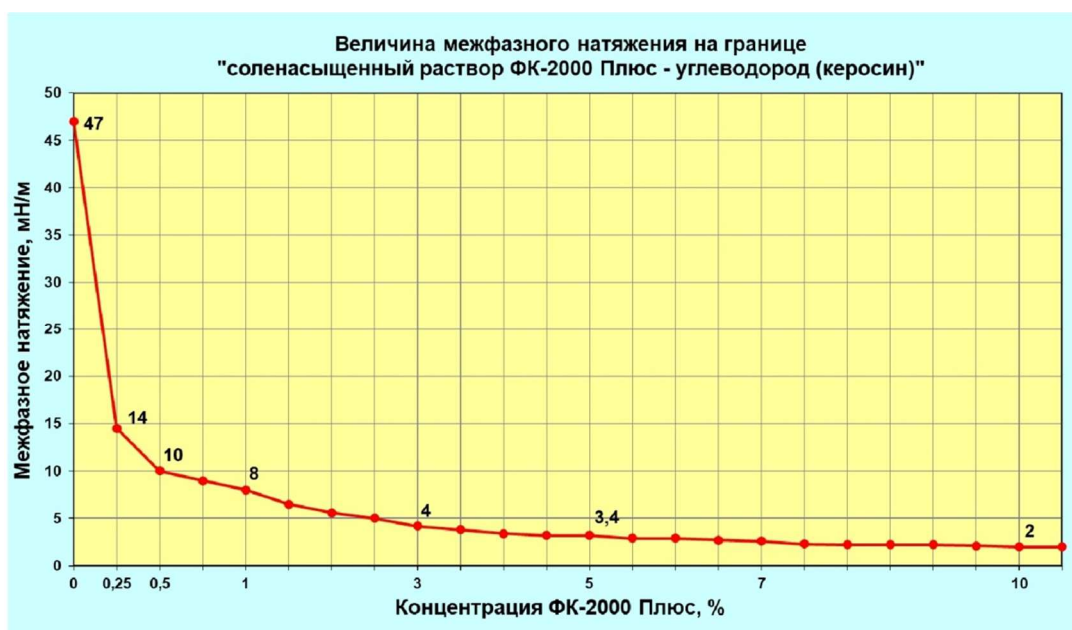
Таблица 3 – Отнесение сигналов атомов углерода спектров ЯМР <sup>13</sup>C на диапазоны по химическим сдвигам (ХС) составляющих структурных элементов химического строения молекул исследованных смазочных добавок для буровых растворов

Диапазон химсдвигов <sup>13</sup> C, м.д.	Отнесение сигналов атомов углерода <sup>13</sup> C
14–39	Алифатические атомы углерода
62–70	Углерод окисэтильных групп
76–77	CDCl <sub>3</sub> растворитель
102–121	Ароматические атомы углерода
110–130	Ароматические третичные атомы углерода
163–171	Карбонильные углеродные атомы (кислоты)
195–200	Углеродные атомы кетонов

Для строительства разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин в Западной и Восточной Сибири в ООО «НПО «Химбурнефть» разработана на основе растительного сырья и в течение более 20 лет успешно применяется высокоэффективная бифункциональная солестойкая смазочная добавка марки «ФК-2000 Плюс» для бурения транспортного ствола скважины в неустойчивых глинистых отложениях и первичного вскрытия продуктивных пластов. Важной отличительной особенностью бифункциональ-



ной смазочной добавки «ФК 2000 Плюс» является ее пригодность к применению в различных по минерализации системах РВО и технологических жидкостей (ТЖ) глушения скважин. Кроме того, смазочная добавка «ФК-2000 Плюс» проявляет высокие поверхностно-активные свойства (ПАВ), влияющие на сохранение коллекторских свойств разбуриваемых залежей за счет снижения межфазного натяжения фильтра бурового раствора на границе с углеводородами (см. рис. 6).



**Рисунок 6** – Изменение величины межфазного поверхностного натяжения от концентрации «ФК-2000 Плюс» на границе соленасыщенного NaCl водного раствора «ФК-2000 Плюс» – углеводород (керосин)»

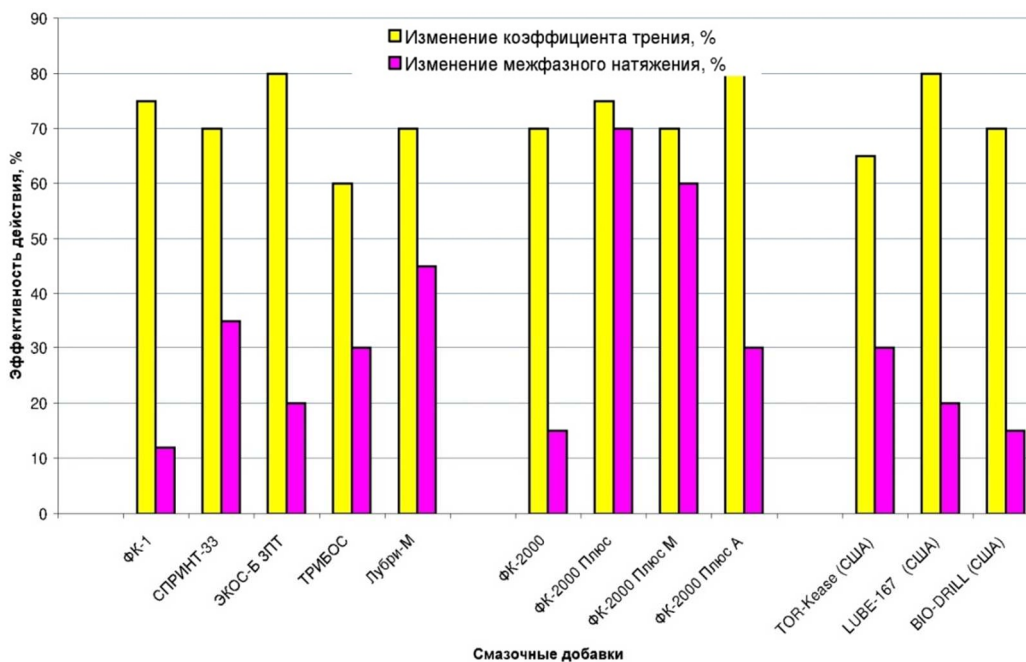
Для применения в климатических условиях Сибири и Крайнего Севера с эксплуатационной точки применения важным является морозостойкость лубрикантов – пониженные температуры замерзания смазочной добавки и улучшенные противоприхватные свойства смазочной добавки. В связи с вышесказанным для решения этих проблем разработаны и выпускаются ООО «НПО «Химбурнефть» специальные модификации смазочных добавок марок: «ФК-Н», «ФК-М» и «ФК 2000 Плюс М» с температурами замерзаниями не ниже минус 25 °С [23, 24].

Промысловый опыт строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими смещениями от вертикали (отходами) показывает, что наибольшую опасность представляют прихваты бурового инструмента. Для ликвидации прихватов применяется чаще всего установка жидкостных ванн на основе нефти или нефтепродуктов. В связи с этим актуальным направлением совершенствования ассортимента смазочных материалов для бурения является разработка экологически безопасных добавок с улучшенными антиприхватными и поверхностно-активными свойствами. Для Нефтеюганского региона Западной Сибири разработаны и внедрены экологичные антиприхватные смазочные добавки марок Лубри-М и ФК-2000 Плюс А для бурения, вскрытия продуктивных пластов и ликвидации прихватов. В отличие от применяемых в бурении за рубежом противоприхватных смазочных добавок, типа AQUA-MAGIC, MIL-SPOT, FREE-PIPE (США), отечественные противоприхватные композиции обеспечивают снижение коэффициента дифференциального прихвата труб и могут применяться в качестве экологически безопасной основы для установки жидкостных ванн при ликвидации прихватов с последующим применением в качестве смазочной добавки для бурения [25–27]. Сравнительные характеристики современных смазочных свойств на границе пары «металл-металл» по стандарту АНИ при 1 % концентрации в воде и поверхностно-активных свойств по величине межфазного натяжения 0,5 % водного раствора смазочной добавки – углеводород разработанных в ООО «НПО «Химбурнефть» и зарубежных смазочных добавок представлены на рисунке 7.

Для бурения скважин Арланского месторождения Республики Башкортостан с целью повышения триботехнических свойств буровых растворов разработан и применен лубрикант комплексного действия БКР-5М хорошо совместимый с глинистыми и безглинистыми буровыми растворами, который улучшает смазочную способность на 29 %, снижает скорость абразивного изнашивания на 28 %, повышает показатели антикоррозионных свойств в 2,5 раза [28].

Сравнительную оценку эффективности смазочных добавок для РВО растворов можно проводить с применением различных методик в натуральном товарном виде, в водных растворах и дисперсиях, в глинистых буровых растворах, приготовленных с применением глинопорошков или глинистого





**Рисунок 7** – Сравнительная эффективность смазочного действия 1,0 % растворов отечественных и зарубежных смазочных добавок в дистиллированной воде и поверхностно-активных свойств 0,5 % водных растворов на границе с углеводородом

шлама. Чаще в рецептурах реальных буровых растворов с различной плотностью стабилизированных различными полимерными добавками с применением специальной машины трения пары «металл-металл», например, EP/Lubricity Tester (АНИ, США). Снижение коэффициента трения водных растворов смазочной добавки вычисляется по формуле:

$$\Delta K_{тр.} = \left( \frac{K_{тр.д.в} - K_{тр.и}}{K_{тр.д.в}} \right) \times 100, \%,$$

где  $K_{тр.д.в}$  – коэффициент трения дистиллированной воды (0,34–0,36 по АНИ),  $K_{тр.и}$  – коэффициент трения водных растворов смазочной добавки различной концентрации.

Снижение поверхностного натяжения 0,5 % раствора на межфазной границе с углеводородом ( $\Delta\sigma$ ) рассчитывали по формуле:

$$\Delta\sigma = \left( \frac{\sigma_{в} - \sigma_{i}}{\sigma_{в}} \right) \times 100, \%,$$

где  $\sigma_{в}$  – поверхностное натяжение воды на межфазной границе с керосином (углеводородом), мН/м;  $\sigma_{i}$  – поверхностное натяжение исследуемого раствора образца на межфазной границе с керосином, мН/м.

Для определения смазочных свойств (коэффициента трения) бурового раствора на границе «глинистая корка – металл» на буровых предприятиях РАО «ГАЗПРОМ» рекомендуется проводить испытание на приборах ФСК-4, ФСК-4Э. Прибор ФСК-4 предназначен для измерения фрикционных свойств фильтрационной корки малоглинистых, утяжелённых, минерализованных буровых растворов в полевых условиях. Конструкция прибора позволяет оперативно контролировать смазочные свойства бурового раствора, моделируя контакт бурильных (обсадных) колонн со стенкой наклонно-направленных скважин с диаметром от 140 до 350 мм.

Для определения коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора в условиях промышленных лабораторий и на буровых с целью выявления эффективности смазочных добавок и оперативного вмешательства в технологический процесс бурения в осложнённых условиях на месторождениях Республики Татарстан широко применяется прибор КТК-2. Измерение коэффициента трения (липкости) на границе «глинистая корка – металл» производится по углу начала скольжения стандартного груза по фильтрационной корке с последующим определением значения коэффициента в таблице прилагаемой к прибору КТК-2.

Антиприхватные (противоприхватные) свойства буровых растворов определяются на приборе Sticking Tester (OFI, США) по коэффициенту потенциального прихвата  $K_n$  на границе «глинистая кор-



ка – металл» при перепаде давления 3,34 МПа. Коэффициент потенциального прихвата  $K_n$  рассчитывается по формуле:

$$K_n = \frac{0,001 \times Q \times P}{477,5},$$

где  $Q$  – показания ключа-динамометра;  $P$  – используемое давление, фунт/дюйм<sup>2</sup>.

Снижение коэффициента потенциального прихвата  $\Delta K_n$  рассчитывается по формуле:

$$\Delta K_n = \frac{K_{n0} - K_{n1}}{K_{n0}} \times 100, \%,$$

где  $K_{n0}$  – коэффициент потенциального прихвата исходного бурового раствора;  $K_{n1}$  – коэффициент потенциального прихвата исследуемого бурового раствора [29, 30].

Таким образом, по химическому строению современные смазочные добавки характеризуются широким ассортиментом и как показывают спектры ЯМР углерода <sup>13</sup>C преобладанием алифатических радикалов (по аналогии с нефтью), наличием ароматических соединений и углеродов карбоновых кислот.

Основная тенденция современного уровня производства и применения в РФ смазочных добавок – лубрикантов для буровых растворов – экологичность и полифункциональность действия в условиях полиминеральной агрессии и высоких температур.

Применение в РВО смазочных и антиприхватных добавок при бурении скважин гарантирует высокие технико-технологические, экономические и экологические показатели успешности строительства нефтегазовых скважин.

### Литература:

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р., Антониади Д.Г. Кубань – колыбель нефтегазовой промышленности России. – Краснодар : Центр информ. и эконом. развития печати, телевидения и радио Краснодарского края, 1999. – 308 с.
2. Скобло А.И. Технический анализ топлив и минеральных масел. – М. : ГНТИ Нефтяной и Горно-топливной литературы, 1951. – 567 с.
3. Griffin W.C. Classification of Surface-Active Agents by «HLB» / J. Soc. Cosmet. Chem. – 1950. – № 1. – Р. 311.
4. Бабалян Г.А., Кравченко Н.Н., Маркасин И.А. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтепластов. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 176 с.
5. Shaw M.C. Grinding Fluids // Industrial Lubrication and Tribology. – 1970. – № 10. – Р. 283–284.
6. Синицын В.В. Подбор и применение пластичных смазок. – М. : Химия, 1974. – 416 с.
7. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение : Справочник / И.Г. Анисимов [и др.]; Под ред. В.М. Школьников. – М. : Техинформ, 1999. – 596 с.
8. Манг Т., Дрезел У. (ред.) Смазочные материалы. Производство, применение, свойства. Справочник: пер. с англ. 2-го изд. / под ред. В.М. Школьников. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2012. – 944 с.
9. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М. : Недра, 1984. – 317 с.
10. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск : НТЛ, 1999. – 300 с.
11. Справочник инженера-нефтяника / У.Р. Лайонз [и др.]. – Т. II. Инжиниринг бурения, 2014. – 1064 с.
12. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М. : Недра, 1979. – 182 с.
13. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб. : АНО НПО «Мир и Семья», 2003. – 904 с.
14. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М. : Недра, 1972. – 392 с.
15. Агаев Ф.Т., Гараев М.М., Круткин Р.А. [и др.] // Газовая промышленность, 1982. – № 1. – С. 27–28.
16. Ковалева З.С. Бурение газовых и газоконденсатных скважин // Реф. сб. ВНИИЭгазпрома. – 1978. – № 1. – С. 13–17.
17. Самотой А.К. Некоторые особенности развития процесса прихвата бурильного инструмента в условиях действия высоких температур и давлений // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1970. – № 3. – С. 22–24.
18. Федеральные нормы и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. 2-е изд. – М. : ЗАО «НТЦ ППБ», 2015. – 316 с.
19. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами / А.Н. Яров [и др.]. – М. : Недра, 1975. – 143 с.
20. Бабалян Г.А., Дюсуше М.Ж., Сенцова Е.П. О применении поверхностно-активных веществ для увеличения скорости бурения // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 3. – С. 22–27.
21. World Oil. – 2000–2004. – № 6.
22. Мойса М.Ю., Мойса Н.Ю., Мойса Ю.Н. Смазочные материалы для буровых растворов // Нефтяной сервис. Спецвыпуск журнала «Нефть России». – 2010. – № 1 (7). – С. 42–45.
23. Мойса Ю.Н., Фролова Н.В., Бармотин К.С. Модификации смазочной добавки ФК 2000 Плюс для бурения боковых стволов и горизонтальных скважин в интервалах продуктивных пластов // Восстановление производительности нефтяных и газовых скважин. Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 10. – Краснодар, 2003. – С. 254–262.
24. Мойса Ю.Н. и др. Антиприхватная смазочная добавка для бурения на месторождениях НК «ЮКОС-ЭП» // Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин. Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 6. – Краснодар, 2001. – С. 152–161.
25. Мойса Ю.Н., Бармотин К.С. Разработка методики определения эффективности ванн при освобождении от дифференциального прихвата // Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД. Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 8. – Краснодар, 2002. – С. 184–192.



26. Бармотин К.С. Разработка смазочных добавок с повышенными антиприхватными свойствами для бурения и ликвидации прихватов при строительстве скважин : Автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин. – Краснодар, 2007. – С. 22.

27. Проскурин В.А., Камбулов Е.Ю., Ивахненко А.Е. Опыт применения безглинистого биополимерного бурового раствора «Грин-Дрилл» при бурении горизонтальных участков скважин на Юрские отложения месторождений Западной Сибири // Строительство и ремонт скважин – 2011. Сборник докладов Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 26 сентября – 01 октября 2011. – С. 42–44.

28. Яхин А.Р. Улучшение триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей применением добавок комплексного действия : Автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин. – Уфа, 2015. – С. 23.

29. Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2015. – 307 с.

30. ГОСТ Р 56946-2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания» модифицированному по отношению к международному стандарту ИСО 13500:2008.

## References:

1. Baibakov N.K., Garushev A.R., Antoniadis D.G. Kuban – the cradle of Russian oil and gas industry. – Krasnodar : Center for Information and Economic Development of Printing, Television and Radio of Krasnodar Region, 1999. – 308 p.
2. Skoblo A.I. Technical analysis of fuels and mineral oils. – M. : GNTI of Oil and Mining and Fuel Literature, 1951. – 567 p.
3. Griffin W.C. Classification of Surface-Active Agents by «HLB» / J. Soc. Cosmet. Chem. – 1950. – № 1. – P. 311.
4. Babalyan G.A., Kravchenko N.N., Markasin I.A. Physico-chemical bases of application of surface-active substances in oil reservoir development. – M. : Gostoptekhizdat, 1962. – 176 p.
5. Shaw M.C. Grinding Fluids // Industrial Lubrication and Tribology. – 1970. – № 10. – P. 283–284.
6. Sinitsyn V.V. Selection and application of greases. – M. : Chemistry, 1974. – 416 p.
7. Fuel, lubricants, technical fluids. Assortment and application: Reference book / I.G. Anisimov [et al.]; Under edition of V.M. Shkolnikova. – M. : Techninform, 1999. – 596 p.
8. Mang T., Dresel U. (ed.) Lubricants. Production, application, properties. Reference book: 2nd ed. per. / Under edition of V.M. Shkolnikov. – St. Petersburg : TSOP «Profession», 2012. – 944 p.
9. Bulatov A.I., Penkov A.I., Proselkov Yu.M. Reference book on well flushing. – M. : Nedra, 1984. – 317 p.
10. Chubik P.S. Qualimetry of the drilling flushing liquids. – Tomsk : NTL, 1999. – 300 p.
11. Reference book of the oil engineer / U.R. Lions [et al.]. – V. II. Drilling engineering, 2014. – 1064 p.
12. Samota A.K. Prevention and elimination of pipe clamping during well drilling. – M. : Nedra, 1979. – 182 p.
13. Pokonova Yu.V. Oil and oil products. – St. Petersburg : ANO NPO «Peace and Family», 2003. – 904 p.
14. Kister E.G. Chemical processing of the drilling fluids. – M. : Nedra, 1972. – 392 p.
15. Agayev F.T., Garayev M.M., Krutkin R.A. [et al.] // Gas industry, 1982. – № 1. – P. 27–28.
16. Kovaleva Z.S. Drilling of the gas and gas condensate wells // Ref. of VNIIEgazprom. – 1978. – № 1. – P. 13–17.
17. Samota A.K. Some peculiarities of development of the process of taking a drilling tool under conditions of high temperatures and pressures // Azerbaijan Oil Industry. – 1970. – № 3. – P. 22–24.
18. Federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules in oil and gas industry». Series 08. Issue 19. 2nd edition. – M. : ZAO NTC PPB, 2015. – 316 p.
19. Drilling fluids with improved lubricating properties / A.N. Yarov [et al.]. – M. : Nedra, 1975. – 143 p.
20. Babalyan G.A., Dusushe M.Zh., Sentsova E.P. About the surface-active substances application for the drilling speed increase // Oil industry. – 1967. – № 3. – P. 22–27.
21. World Oil. – 2000–2004. – № 6.
22. Moisa M.Y., Moisa N.Y., Moisa Y.N. Lubricants for drilling fluids // Oil service. Special issue of the «Oil of Russia» magazine. – 2010. – № 1 (7). – P. 42–45.
23. Moisa Yu.N., Frolova N.V., Barmotin K.S. Lubricant additive modifications of FK 2000 Plus for sidetracking and horizontal wells drilling in the intervals of productive formations // Restoration of oil and gas wells productivity. Collection of scientific articles by OAO NPO «Burenie». – Issue 10. – Krasnodar, 2003. – P. 254–262.
24. Moisa Y.N. et al. Anti-seize lubricant additive for drilling at the fields of YUKOS-EP // New technologies, technical means and materials in the field of flushing during drilling and workover of oil and gas wells. Collection of scientific articles by OAO NPO Burenie. – Issue 6. – Krasnodar, 2001. – P. 152–161.
25. Moisa Yu.N., Barmotin K.S. Development of a method for the liquid bath efficiency determination at the release from the differential tacking // Technique and technology of the well completion and workover under the conditions of the ANPD. Collection of scientific articles by OAO NPO Drilling. – Issue 8. – Krasnodar, 2002. – P. 184–192.
26. Barmotin K.S. Lubricating additives development with the increased anti-seize properties for drilling and liquidation of the tackles during the well construction : Autoref. ... Candidate of Technical Sciences: 25.00.15 – Technology of drilling and development of wells. – Krasnodar, 2007. – P. 22.
27. Proskurin V.A., Kambulov E.Yu., Ivakhnenko A.E. Experience of the clay-free biopolymer drilling mud «Green-Drill» application at the horizontal well sections drilling on the Yursk deposits of the Western Siberia deposits (in Russian) // Well construction and repair – 2011. Collection of reports of the International Scientific and Practical Conference. Gelendzhik, Krasnodar Region, September 26 – October 01, 2011. – P. 42–44.
28. Yakhin A.R. Improvement of the tribotechanical properties of the drilling flushing liquids by application of additives of complex action: Author's note. ... Candidate of Technical Sciences : 25.00.15 – Well drilling and development technology. – Ufa, 2015. – С. 23.
29. Practical guidance on the flushing and cementing of the oil and gas wells / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2015. – 307 с.
30. ГОСТ R 56946-2016 «Oil and Gas Industry. Materials of drilling fluids. Specifications and tests» modified in relation to the international standard ISO 13500:2008.



УДК 622

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИСПЕРСНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА  
ПРОИЗВОДСТВА ООО «АГЕНСТВО РТУТНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»****STUDY OF THE PRODUCTION CARBON BLACK DISPERSION OF  
THE «MERCURY SAFETY AGENCY» LTD****Максимович Валерий Геннадьевич**

кандидат технических наук,  
председатель совета директоров,  
ООО «Агентство Ртутной Безопасности»

**Мойса Юрий Николаевич**

кандидат химических наук,  
директор,  
ООО «НПО «Химбурнефт»  
ld.yug2016@gmail.com

**Барышников Алексей Михайлович**

генеральный директор,  
ООО «ЭкоСистемы»

**Аннотация.** В статье исследованы физико-химические показатели и структурные свойства промышленных образцов технического углерода производства ООО «Агентство Ртутной Безопасности».

**Ключевые слова:** технический углерод, промышленные образцы.

**Maximovich Valery Gennadyevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Chairman of the Board of Directors,  
Mercury Safety Agency LLC

**Moisa Yuri Nikolaevich**

Candidate of Chemical Sciences,  
Director,  
NPO Khimburneft LLC  
ld.yug2016@gmail.com

**Baryshnikov Alexei Mikhailovich**

CEO,  
EcoSystems LLC

**Annotation.** In the article physical and chemical parameters and structural properties of industrial samples of technical carbon produced by «Agency of Mercury Safety» Ltd. are investigated.

**Keywords:** carbon black, industrial samples.

**Т**ехнический углерод (ТУ, техуглерод, Carbon black) – высокодисперсный аморфный углеродный продукт, химически инертен, светостоек, обладает высокой красящей способностью. По химическому составу технический углерод состоит главным образом из углерода (не менее 90 %), содержит до 5 % хемосорбированного кислорода, до 0,8 % водорода, до 1,1 % серы и до 0,45 % минеральных примесей. Примеси равномерно распределены в объеме частиц технического углерода, за исключением кислорода. Кислород находится преимущественно на поверхности частиц, входя в состав функциональных групп (–COOH, –CHO, –OH, –C(O)–O–, –C(O)–), а также сорбированные остатки неразложившихся углеводов, связанных с углеродным скелетом.

В мировой практике около 70 % всего выпускаемого ТУ используется в производстве шин, ~20 % в производстве резино-технических изделий. Остальное количество находит применение в качестве чёрного пигмента; замедлителя «старения» пластмасс; компонента, придающего пластмассам специальные свойства: (электропроводные, способность поглощать ультрафиолетовое излучение, излучение радаров). В некоторых случаях ТУ является антиоксидантом, сдерживая термическую деструкцию полимеров. Это связано с возможностью ТУ присоединять кислород и свободные радикалы. При покраске полимера в темные цвета ТУ добавляется до 2 % к массе полимера, для более светлых цветов в концентрации 0,02–0,5 % в сочетании с диоксидом титана, оксидом железа и иными пигментами. ТУ добавляют практически ко всем полимерам для повышения их устойчивости к атмосферному влиянию, поскольку данное вещество имеет способность защищать полимеры от действия на него ультрафиолетового излучения.

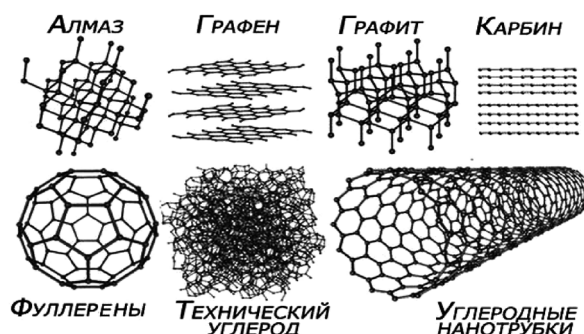
ТУ может применяться в качестве усиливающего компонента в производстве резин и других пластических масс. ТУ используется для стабилизации термостойкости и изменения цвета виниловых полимеров, полиолефинов и других термопластичных полимеров. ТУ используется также в качестве пигмента в производстве изделий из цементно-песчаных композиций: тротуарная и фасадная плитка, строительные смеси, для окрашивания силикатного кирпича, наливных полов, штукатурки, и других строительных материалов [1].

Дисперсные единицы технического углерода (первичные агрегаты) – гроздевые образования сферических частиц представляют собой единую структуру, включающую углеродные полимерные соединения различной степени упорядоченности от двумерных полициклических образований до относительно крупных графитоподобных кристаллитов. Частицы ТУ представляют собой глобулы, состоящие из деградированных графитовых структур. Межплоскостное расстояние между графитоподобными слоями составляет 0,35–0,365 нм (для сравнения, в графите 0,335 нм). По данным некото-



рых авторов ТУ состоит из сферических частиц размером 10–350 нм, образованных слоями углеродных атомов, подобных слоям в графите, но не плоских, а изогнутых в ассоциаты [2].

Графическое схематическое изображение дисперсной единицы аморфного технического углерода представлено в сравнении с другими аллотропными формами структурных единиц углерода на рисунке 1.

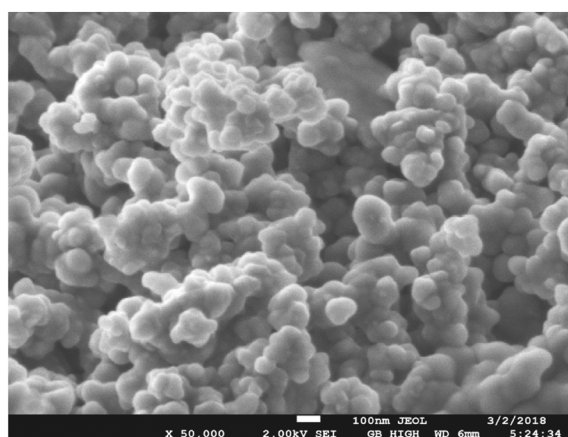


**Рисунок 1** – Аллотропные формы углерода – графическое изображение различных видов формирования структурных единиц углерода: решетки алмаза, графена, графита, карбина, фуллерена, технического углерода, углеродных нанотрубок

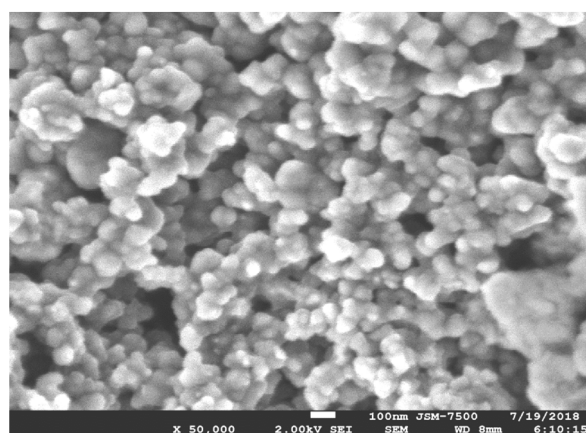
ООО «Агентство Ртутной Безопасности» (далее ООО «АРБ») промышленно производит ТУ пиролизным методом утилизации автомобильных шин для применения в различных промышленных и строительных материалах. Физико-химическим показателем, характеризующим дисперсность ТУ, является удельная поверхность. Поверхность частиц обладает шероховатостью, за счёт наползающих друг на друга слоёв. Мерой шероховатости служит соотношение между показателями удельной поверхности техуглерода и его йодным числом (поскольку йодное число определяет полную поверхность частиц с учётом шероховатостей). Частицы ТУ в процессе получения объединяются в т.н. «агрегаты», характеризующиеся «структурностью» – мерой которой служит показатель абсорбции масла. Агрегаты слипаются в менее прочные образования – «хлопья» или «ассоциаты».

На электронных снимках (рис. 2, 3) при 50 000 X – кратном увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония) исходного образца промышленного ТУ производства ООО «АРБ» и образца после ультразвуковой активации видно, что реальные размеры шарообразных глобул исходного ТУ имеют диаметры в диапазоне от 30–60 нм до 100–120 нм, а образца ТУ после ультразвуковой активации имеют уменьшенные размеры глобул, диаметры которых преимущественно составляют 10–30 нм.

Известно, что основные характеристики ТУ зависят и определяются качеством сырья и способом получения: например, при размере частиц среднего диаметра 10-50 нм удельная адсорбционная поверхность составляет 10–1000 м<sup>2</sup>/г, а структурность (объем пустот в первичных агрегатах, который оценивают по абсорбции дибутилфталата) равной 20–400 см<sup>3</sup>/100 г. Маслосемкость ТУ зависит от удельной поверхности и с уменьшением диаметра частиц увеличивается; она составляет для термического технического углерода 50–80 г/100 г. Истинная плотность частиц технического углерода составляет 1,76–1,9 г/см<sup>3</sup>. Насыпная плотность хлопьевидного («пылящего») техуглерода составляет 330–420 кг/м<sup>3</sup> и более. Для удобства транспортирования и использования ТУ гранулируют до плотности 300–600 кг/м<sup>3</sup>.



**Рисунок 2** – Электронное изображение исходного образца технического углерода ООО «АРБ» при 50 000 X увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония). Измерительная белая шкала на снимке 100 нанометров (100 нм)



**Рисунок 3** – Электронное изображение исходного образца технического углерода ООО «АРБ» после ультразвуковой активации при 50 000 X увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония). Измерительная белая шкала на снимке 100 нанометров (100 нм)



Для определения диспергируемости исходного ТУ производства ООО «Агенство Ртутной Безопасности» в различных жидких средах проведены исследования с применением лазерного анализатора микрочастиц «ЛАСКА-1К». Высокое качество, точность и воспроизводимость получаемых результатов на лазерном анализаторе микрочастиц «ЛАСКА-1К» основывается на применении международных стандартов для данного класса приборов (ISO 13320:1999 «Particle size analysis – Laser diffraction methods», ISO 9276:1998 «Representation of results of particle size analysis») и стандартных образцов, разработанных NIST (США) для калибровки и проведения оценки приборов лазерной дифракции (SRM 1003с, SRM 659). На основе этих стандартов Отделом дисперсионных систем Группы компаний ЛЮМЭКС были введены ГСО 8453-2003, ГСО 8452-2003. Одним из наиболее важных моментов проведения гранулометрического анализа, является стадия пробоподготовки. Именно она определяет достоверность и корректность полученных результатов. Высокая степень диспергированности материала перед измерением образца является ключевым моментом достижения надежных и воспроизводимых результатов. Диспергирование образцов может быть достигнуто различными способами, включая интенсивное перемешивание в различных средах, ультразвуковую обработку, стабилизацию водородного показателя рН среды диспергирования, добавление дисперсантов, различных ПАВ и т.д. Необходимым условием при использовании этих способов является то, чтобы процесс диспергирования не приводил к образованию стабильных воздушных пузырьков, разрушению хрупких частиц или их агломерации. Проявление любого из этих факторов приведет к искаженным результатам распределения размеров частиц. Аппаратурные и методические решения лазерного анализатора «ЛАСКА-1К» позволяют адекватно оценивать степень готовности исследуемого образца к проведению гранулометрического анализа, а также проводить разработку новых методик анализа сложных дисперсионных систем (в т.ч. гидрофобных).

Результаты лазерного анализа среднего диаметра частиц техуглерода ООО «АРБ» в среде дибутилфталата (ДБФ) показывают, что в среде ДБФ технический углерод образует крупные ассоциаты средним диаметром частиц 44,87 мкм (микрон,  $\mu\text{m}$ ) (см. рис. 4).

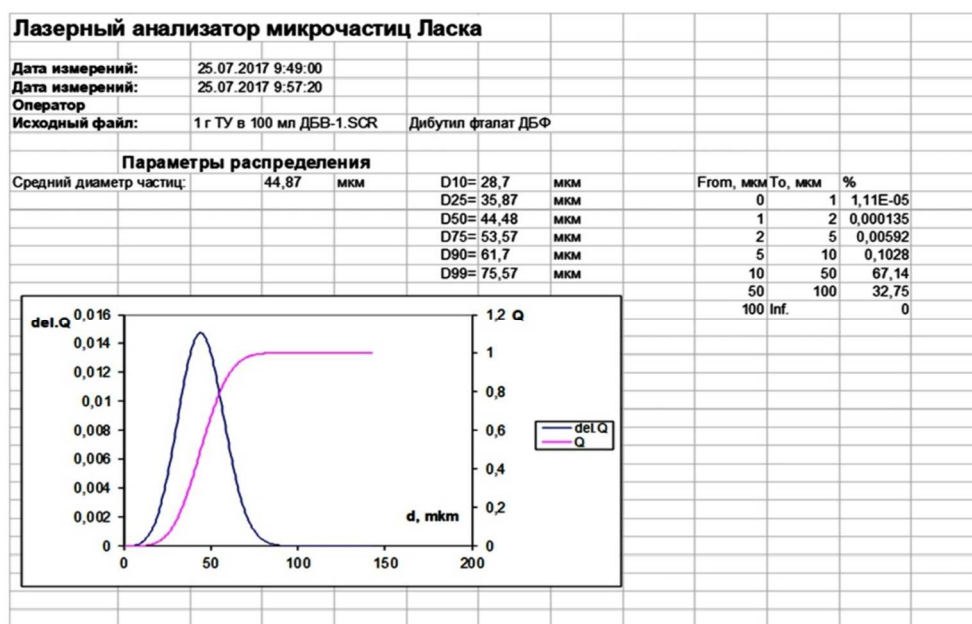


Рисунок 4 – Данные лазерного анализа и диаграмма распределения 1 % частиц техуглерода ООО «АРБ» в среде дибутилфталата (ДБФ)

Лазерные измерения дисперсного состава и среднего диаметра частиц техуглерода ООО «АРБ» на анализатора «ЛАСКА-1К» в среде 10 % этилового спирта в дистиллированной воде показывают, что в этой дисперсной среде ТУ хорошо диспергируется с образованием мелких частиц и ассоциатов средним диаметром 5,31 мкм (микрон,  $\mu\text{m}$ ) (рис. 5).

На рисунке 6 приведены данные измерения на анализаторе «ЛАСКА-1К» дисперсного состава и среднего диаметра частиц техуглерода производства ООО «АРБ» в среде 96–100 % этилового спирта. ТУ в этой дисперсной среде диспергируется с образованием более мелких частиц и ассоциатов средним диаметром 4,014 мкм ( $\mu\text{m}$ ).

В РФ применяются две классификации ТУ по ГОСТ 7885 и стандарту американского общества испытания материалов ASTM D1765. В соответствии с классификацией по ГОСТ установлены 10 марок технического углерода. В зависимости от способа получения (печной, канальный, термический) маркам присвоены буквенные индексы «П», «К», «Т». Следующий за буквенным цифровой индекс характеризует средний размер частиц техуглерода в целых десятках нанометров. Основные физико-химические характеристики марок техуглерода по ГОСТ приведены в таблице 1.

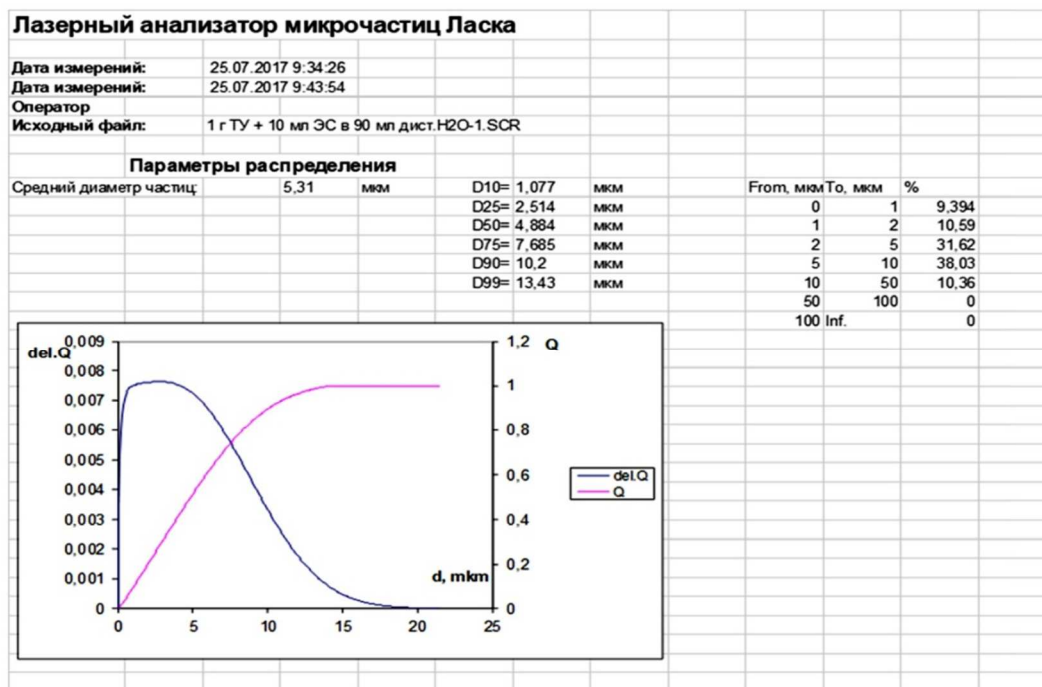


Рисунок 5 – Результаты лазерного анализа на «ЛАСКА-1К» диспергируемости ТУ производства ООО «АРБ» в среде: 10 % этилового спирта +90 % дистиллированной воды

**Лазерный анализатор микрочастиц Ласка**

Дата измерений: 25.07.2017

Дата измерений: 25.07.2017

Оператор

Исходный файл: 1 г ТУ в 100 мл С2Н5ОН

Параметры распределения

Средний диаметр частиц:	4,014	мкм	D10= 0,8143	мкм	From, мкм	To, мкм	%
			D25= 1,9	мкм	0	1	13,16
			D50= 3,692	мкм	1	2	13,68
			D75= 5,809	мкм	2	5	40,34
			D90= 7,709	мкм	5	10	31,62
			D99= 10,15	мкм	10	50	1,195
					50	100	0
					100	Inf.	0

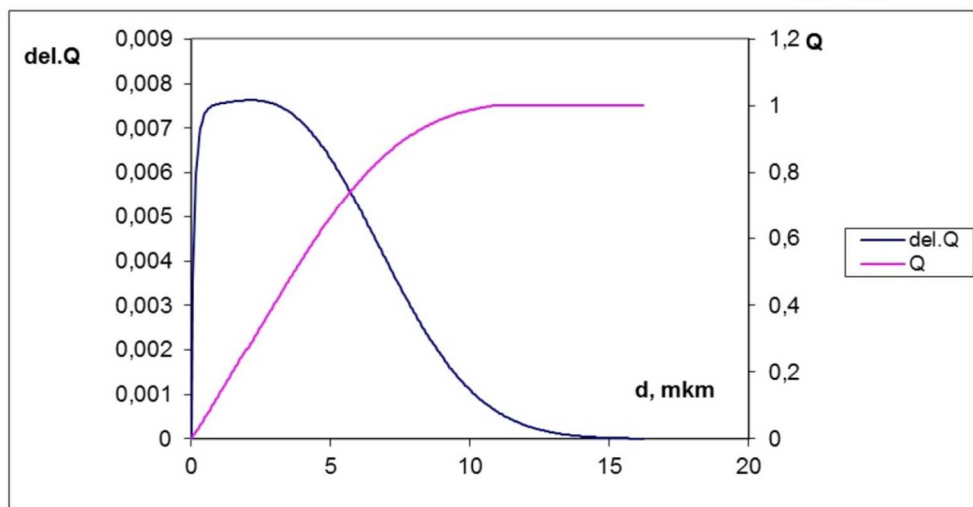


Рисунок 6 – Результаты лазерного анализа на «ЛАСКА-1К» диспергируемости ТУ производства ООО «АРБ» в среде: 96–100 % этилового спирта



**Таблица 1** – Основные физико-химические характеристики марок техуглерода

Марка по ГОСТ 7885	Удельная поверхность, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> /кг	Йодное число, г/кг	Абсорбция масла, 10 <sup>-5</sup> м <sup>3</sup> /кг	Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>
П245	119	121	103	330
П234	109	105	101	340
К354	150	–	–	–
П324	84	84	100	340
П514	–	43	101	340
П701	36	–	65	420
П702	37,5	–	70	400
П705	23	–	110	320
П803	16	–	83	320
Т900	14	–	–	–

Испытания технического углерода производства ООО «Агенство Ртутной Безопасности», выполненные в лаборатории физико-химического анализа ООО «НПО «Химбурнефть» на соответствие требованиям ГОСТ 7885-86 показали, что исследованный технический углерод по основным показателям в соответствии с классификацией по ГОСТ 7885 соответствует нормам марки П803. Технологические показатели ТУ ООО «Агенство «Ртутная безопасность» на соответствие требованиям марки П803 по ГОСТ 7885-86 приведены в таблице 2

**Таблица 2** – Технологические показатели ТУ ООО «Агенство «Ртутная безопасность» на соответствие требованиям марки П803 по ГОСТ 7885-86

Наименование показателя	ГОСТ 7885-86 Норма марки П803	Фактически партия технического углерода	Методы измерения
Внешний вид при 20 °С	Порошок черного цвета	Порошок черного цвета	Визуально
Абсорбция дибутилфталата, см <sup>3</sup> / 100 г	93 ± 7	85,4	ГОСТ 25699.5
Водородный показатель (рН) водной суспензии, ед.изм.	7,5–9,5	7,5	ГОСТ 25699.6
Массовая доля потерь при 105 °С, не более, %	0,5	0,2	ГОСТ 25699.7
Зольность (900–950 °С), %	0,45	0,4	ГОСТ 25699.8
Массовая доля остатка, не более, %, после просева через сито с сеткой ГОСТ 25699.10-93 0,045 мм (45 мкм) 0,5 мм (500 мкм) 0,125 мм (125 мкм)	0,08 0,001 0,01	0,078 0,0014 0,008	ГОСТ 25699.10
Лазерный анализ микрочастиц)* в жидкой среде, средний диаметр частиц, мкм: – в водно-спиртовом растворе – в этиловом спирте – в дибутилфталате (ДБФ)		5,310 4,014 44,87	ISO 13320:1999 «Particle size analysis – Laser diffraction methods», ГСО 8452-2003

Организация контроля технологических показателей углерода технического: отбор проб осуществляется ГОСТ 9980.2, испытания по ГОСТ 7885-86 «Углерод технический для производства резины», ГОСТ 25699.5-10-93 «Ингредиенты резиновой смеси. Технический углерод».

)\* Факультативный анализ по ИСО 13320:1999, ГСО 8452-2003 на лазерном анализаторе микрочастиц «ЛАСКА-1К».

### Выводы

1. Исследованы физико-химические показатели и структурные свойства промышленных образцов технического углерода производства ООО «Агенство Ртутной Безопасности». На электронных снимках ТУ при 50 000 X – кратном увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония) измерены реальные размеры шарообразных глобул исходного ТУ которые имеют диаметры в диапазоне от 30–60 нм до 100–120 нм. Установлено, что применение ультразвуковой активации исходного ТУ позволяет кратно уменьшить размеры глобул ТУ до диаметров 5–20 нм.

2. Для определения диспергируемости исходного ТУ производства ООО «Агенство Ртутной Безопасности» в различных жидких средах проведены исследования с применением лазерного анализатора микрочастиц «ЛАСКА-1К». Лазерный анализ микрочастиц ТУ в жидкой среде показал, что средний диаметр ассоциатов углерода (частиц) в дибутилфталате (ДБФ) составляет 44,87 мкм, в водно-спиртовом растворе 5,31 мкм и в этиловом спирте 4,014 мкм.





3. Испытания физико-химических свойств технического углерода производства ООО «Агентство Ртутной Безопасности» на соответствие требованиям ГОСТ 7885-86 показали, что исследованный технический углерод по основным показателям соответствует нормам марки П803 в соответствии с классификацией ГОСТ 7885-86.

#### **Литература**

1. Ивановский В.И. Технический углерод. Процессы и аппараты : учебное пособие. – Омск : ОАО «Тех-углерод», 2004.
2. Берёзкин В.И. Углерод: замкнутые наночастицы, макроструктуры, материалы. – СПб. : АРТЭГО, 2013. – 450 с.

#### **References:**

1. Ivanovsky V.I. Technical carbon. Processes and apparatuses: manual. – Omsk : OJSC «Tekhuglerod», 2004.
2. Berezkin V.I. Carbon: closed nanoparticles, macrostructures, materials. – St. Petersburg. : ARTEGO, 2013. – 450 p.



УДК 622.245.01

## ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

### PROBLEMS OF WELLBORE STABILITY AND WAYS OF SOLVING THEM

#### Паршукова Людмила Александровна

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет  
parshukoval@tyuiu.ru

#### Симикин Александр Васильевич

магистрант,  
Тюменский индустриальный университет

#### Симикин Алексей Васильевич

магистрант,  
Тюменский индустриальный университет

#### Шакиров Ридик Риноатович

Тюменский индустриальный университет

#### Казанцев Максим Игоревич

Тюменский индустриальный университет

#### Parshukova Ludmila Alexandrovna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor, Department of  
Oil and Gas Well Drilling,  
Tyumen Industrial University  
parshukoval@tyuiu.ru

#### Simikin Alexander Vasilyevich

Graduate Student,  
Tyumen Industrial University

#### Simikin Alexey Vasilyevich

Graduate Student,  
Tyumen Industrial University

#### Shakirov Ridik Rinoatovich

Tyumen Industrial University

#### Kazantsev Maxim Igorevich

Tyumen Industrial University

**Аннотация.** В работе рассматриваются особенности устойчивости ствола скважины в интервалах глин и глиносодержащих пород. Проанализированы два типа растворов, показано, что раствор с добавлением гликоля повышает устойчивость ствола скважины, а также ТЭП бурения.

**Ключевые слова:** горные породы, скважина, буровой раствор, устойчивость ствола скважины, напряженно-деформированное состояние горных пород.

**Annotation.** In work features of stability of a trunk of the well in intervals of clays and clay-containing breeds are considered. Two types of solutions are analysed, it is shown that solution with addition surfactant increases stability of a trunk of the well and also drilling TEP.

**Keywords:** rocks, the well, drilling mud fluid, stability of a trunk of the well, the intense deformed condition of rocks.

По производственным данным буровых предприятий, работающих в Западной Сибири, на ликвидацию осложнений, вызванных осыпями, обвалами, кавернообразованием, а также сужениями ствола скважины приходится от 20 до 30 % времени, затрачиваемого на бурение.

Устойчивостью ствола скважины при бурении в глинистых породах занимались такие ученые-исследователи как В.С. Баранов, В.Д. Городнов, Н.М. Шерстнев, В.В. Ипполитов, И.К. Мухин и другие.

Но до сих пор нет единого мнения по сохранению устойчивости ствола скважины в глинистых породах.

Авторы данной статьи придерживаются точки зрения, которая является результатом комплексного подхода к устойчивости ствола скважины при бурении, основанном на учете следующих факторов:

1. Необходимо, анализировать минералогический состав глин, так как состав, строение и прочность структурных связей определяют свойства и поведение глинистых пород в условиях скважины при внешних воздействиях. Глинистые породы по характеру деформации и разрушения соответствуют известным механическим моделям: скальные метаморфические сланцы, полускальные осадочные аргиллиты и алевролиты соответствуют упругопластичной модели (хрупкий характер разрушения), а дисперсные связные осадочные глины и их разновидности соответствуют пластичной модели (пластичный или вязкопластичный характер разрушения).

2. Необходимо учитывать геомеханические характеристики горных пород с учетом их геологического возраста, так как понятно, что глины раннего, среднего и позднего катагенеза, изначально обладающие разной механической прочностью, проявят разную устойчивость в процессе бурения.

3. Бурение вертикальных и наклонно направленных интервалов глинистых пород имеют разные фактические данные по устойчивости ствола скважины.

При бурении скважины в массиве горных пород и в ее окрестности происходит перераспределение напряжений, связанное с изменением давления в скважине. При этом возникают касательные, сдвиговые напряжения, ответственные за разрушение. Горные породы в большинстве своем являются анизотропными, для которых характерна анизотропия упругих и прочностных свойств, связанная с их слоистой структурой и наличием ориентированной трещиноватости. Для таких пород упругие и деформационные характеристики в плоскостях напластования и в направлении, перпендикулярном к ним, могут сильно отличаться.



В вертикальных скважинах касательные напряжения в горизонтальных плоскостях напластования, отсутствуют. Вокруг вертикальной скважины распределение напряжений, происходит как и в изотропной среде. Опасность разрушения породы на стенках скважины в этом случае минимальна. При увеличении зенитного угла скважины, растут касательные напряжения в горизонтальных плоскостях напластования, порода вблизи скважины уже не выдерживает действующих напряжении и разрушается.

В.В. Ипполитов и др. установили, что в ходе строительства скважин в глинистых породах, при зенитных углах 42–72 градуса от вертикали процесс осыпания глин во времени становится прогрессирующим. Скорость деформационного разрушения стенок скважины при таких зенитных углах в 2–3 раза выше по сравнению с другими значениями углов наклона скважины.

4. Лабораторные исследования, которые и в настоящее время проводятся не совсем корректно с точки зрения условий проведения экспериментов.

Чаще всего экспериментируют либо с чистыми глинами, либо с глинистыми породами, но в любом случае после разрыва естественных межструктурных связей, т.е. отобранные опытные образцы высушивают и диспергируют до порошкообразного состояния.

Определение устойчивости образцов, изготовленных указанным путем, является некорректным. Образцы с естественными и искусственными структурными связями в одинаковых испытуемых жидкостях демонстрируют совершенно разное поведение: образец с естественными связями сохраняет устойчивость в течении 30 суток в водной среде без каких-либо признаков разупрочнения а образец-таблетка, изготовленный прессованием, в той же жидкости превращается в порошок через 5 минут. При таком подходе даже высокоустойчивые глинистые породы ошибочно могут быть приняты за потенциально неустойчивые [1].

Учитывая вышеизложенное, авторами проанализированы применение двух типов буровых растворов, используемых на производстве, с точки зрения устойчивости ствола двух скважин для интервалов, где минералогический состав глин одинаков, зенитный угол отхода ствола в пределах 40 градусов.

Рецептура бурового раствора № 1: бентопорошок ПБМБ, сода кальцинированная, сода бикарбонат, сода каустик, ПАЦ (КМУ-ТС)-Н, ПАЦ-В (КМЦ-9В), биоксан, полидефом, СМЭГ, Микан-40, Наполнитель КФ 1-5Ц.

В раствор № 2 был дополнительно введен полиэколь (ГКЖ-11П) как ингибирующая добавка с ПАВ.

Сравнение результатов бурения интервала эксплуатационной колонны 950–2500 м на растворах № 1 и № 2 показывает следующее. В скважинах, бурившихся на растворе № 1 в интервале 967,8–1861,2 м, отмечаются два участка кавернозности: I 1033,4–1250 м и II 1450–1458 м. Коэффициент кавернозности для I равен 1,45, для II соответственно 1,25. В При бурении на растворе № 2 также отмечаются два участка кавернозности: I 1088,3–1230 м и II 1452–1457 м. Коэффициент кавернозности для I равен 1,20, для II соответственно 1,04. Кавернозность стволов на участках раствора № 2 оказалась на 20 % меньше, чем при бурении на растворе № 1. При сравнении ТЭП бурения механическая скорость на растворе № 2 выше на 18 %, время на СПО уменьшилось на 58 %, прихваты сократились в 5 раз.

Это может объясниться тем, что ингибированный буровой раствор № 2 содержит эколь, который адсорбируясь на поверхности глин, гидрофобизирует стенки скважины, уменьшая кавернообразование, повышая устойчивость ствола.

### Выводы:

1. Необходим комплексный подход к вопросам состояния устойчивости ствола скважины с учетом геомеханических, минералогических и возрастных особенностей строения горных пород;
2. Учитывать профиль разбуриваемого интервала, из-за анизотропности прочностных свойств в слоистых структурах;
3. Оптимизировать составы применяемых буровых растворов путем обработки их соответствующими реагентами, перед этим обязательно проведение качественных лабораторных исследований.

### Литература:

1. Паршукова Л.А., Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 222–230.
2. Паршукова Л.А., Павельева О.Н., Басов А.О., Разветвленное бурение как метод интенсификации добычи // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Международной научно-технической конференции. – 2016. – С. 46–48.

### References:

1. Parshukova L.A. Complex approach to the problem of clay rock stability during the drilling of wells // Bulatov readings. – 2017. – V. 3. – P. 222–230.
2. Parshukova L.A., Pavel'eva O.N., Basov A.O. Extended drilling as a method of production intensification // Geology and oil and gas content of the West Siberian megapool (experience, innovations): Proceedings of the International Scientific and Technical Conference. – 2016. – P. 46–48.



УДК 624.196

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОБЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

### PREVENTION OF ANNULAR FLOWS BY APPLYING GAS-BLOCKING COMPOSITIONS

**Плиева Елена Борисовна**

магистр кафедры «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин»,  
Самарский государственный технический университет  
helena-plieva@yandex.ru

**Капитонов Владимир Алексеевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Самарский государственный технический университет  
kapitonovva@gmail.com

**Спиридонов Павел Юрьевич**

инженер лаборатории  
аналитических и технологических исследований  
при строительстве скважин,  
ООО «СамараНИПИнефть»  
SpiridonovPYu@samnipineft.ru

**Аннотация.** Поступление газа из пласта в зацементированное пространство ведет в последующем к образованию в цементном камне связанных каналов, которые негативно отражаются на качестве разобщения пластов. Это способствует появлению заколонных межпластовых перетоков, что, в свою очередь, ведет к нарушению цементной крепи и в целом увеличивает сроки строительства скважины. Статья посвящена проблеме заколонных перетоков, а также возможности предотвратить их появление введением специальных газоблокаторов в рецептуру цементного раствора.

**Ключевые слова:** цементирование, каналы в цементном камне, заколонные перетоки, газоблокатор, изоляция газопритока.

**Plieva Elena Borisovna**

Master's programme of Construction  
deviating and horizontal wells,  
Samara State Tehnical University  
helena-plieva@yandex.ru

**Kapitonov Vladimir Alekseevich**

Ph. D., Associate Professor of  
oil and gas wells Drilling Department,  
Samara State Tehnical University  
kapitonovva@gmail.com

**Spiridonov Pavel Yuryevich**

Laboratory Engineer  
analytical and technological research  
at well construction,  
SamaranIPneft LLC  
SpiridonovPYu@samnipineft.ru

**Annotation.** The flow of gas from the reservoir into the cemented space leads subsequently to the formation of connected channels in the cement stone, which negatively affect the quality of the segregation of the layers. This contributes to the emergence of annular interlayer flows, which, in turn, leads to the breakdown of cement lining and, in general, increases the construction time of the well. The article is devoted to the problem of annular flows, as well as possibility of preventing their occurrence by introducing special gas blockers into the cement slurry recipe.

**Keywords:** cementation, channels in cement stone, annular flows, gas blocker, gas flow insulation.

### Отрицательное влияние заколонных перетоков

Цементный камень, образовавшийся после схватывания цемента, должен иметь требуемую прочность и быть достаточно эластичным, чтобы выдерживать циклические изменения температур и нагрузок, которые негативно влияют на его целостность и герметичность цементной оболочки.

Наличие в стратиграфическом разрезе флюидосодержащих прослоев приводит к миграции флюида во время формирования цементного камня, а образование в нем каналов отрицательно отражается на качестве разобщения пластов.

Неоднородности внутри цементной пасты или граничные эффекты на обсадной колонне или пласте могут вызывать особые события, такие как неравномерный прорыв газа, которые по определению непредсказуемы [3]. Никто не может утверждать, что каким-то определенным способом возможно предсказать миграцию газа или найти его конкретное решение.

Заколонные перетоки флюида могут неблагоприятно влиять на процесс нефтедобычи из-за возможности значительного повышения газового фактора или обводненности добываемой продукции [1]. Сложность обнаружения перетока заключается в том, что часть из них имеет скрытый характер, а повышенный газовый фактор при добыче нефти может возникать и по другим причинам (рис. 1).

Из рисунка 1 видно, что на долю межпластовых перетоков приходится 15–25 %.

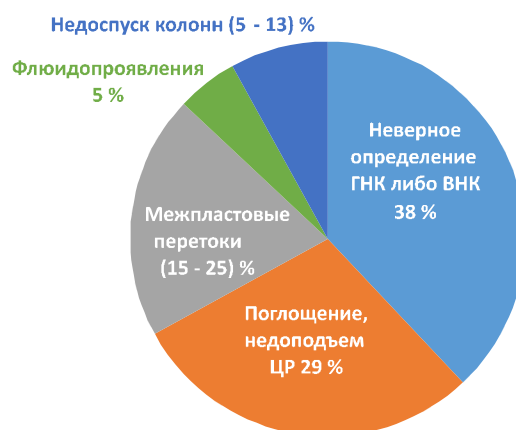


Рисунок 1 – Возможные причины высокого газового фактора

### Механизм возникновения заколонных перетоков

Миграция газа представляет собой сложную проблему, связанную с контролем плотности флюида, вытеснением бурового раствора цементным, свойствами цементной суспензии, гидратацией цемента и сцеплением цемента с обсадной колонной и пластом (породой).

Многие авторы публикаций на данную тему обычно говорят об одном эффекте: снижении газопроницаемости тампонажных смесей при поступлении газа из пласта. Газ сначала вторгается в поровые пространства цемента и, в конце концов, проникает во всю цементную матрицу (Parcevaux et al., 1983; Parcevaux, 1984). [3]

Следует отметить, что системы с низкой плотностью цемента и высоким водоцементным отношением могут иметь довольно высокую проницаемость (от 0,5 до 5,0 мД). Поэтому газ может протекать, хотя и с малыми скоростями, внутри матрицы таких цементов и равномерно достигать поверхности. Такие события могут занять недели или месяцы, чтобы проявить себя как измеримые явления на поверхности, где они обычно проявляются как медленное нарастание давления в закрытом кольцевом пространстве.

Трудность в понимании и моделировании явления миграции газа возникает из-за того, что материал, через который может проходить газ, т.е. затрубное пространство, заполненное цементной суспензией (возможно, с некоторой буферной жидкостью и буровым раствором, оставшимся в стволе скважины), изменяется (твердеет) с течением времени. Физическое состояние суспензии изменяется: из жидкости сразу после заливки в гель, оставаясь в этом состоянии некоторое время, до проникновения нетвердого вещества при схватывании и, наконец, к непроницаемому твердому веществу после затвердевания. [4]

В 1979 году Tinsley и др. ввели понятие «переходное состояние», промежуточный период, в течение которого цемент ведет себя не как жидкость, не как твердое вещество, а суспензия, теряющая способность передавать гидростатическое давление. Понятие переходного состояния было количественно определено временем перехода, начиная с первой измеряемой прочности геля (около 21 фунт / 100 фут<sup>2</sup> или 10 Па) и заканчивая, когда газ больше не может просачиваться в гелеобразный цемент. Они показали, что прочность геля в диапазоне от 250 до 500 фунтов / 100 фут<sup>2</sup> (от 120 до 240 Па) была достаточной, чтобы ликвидировать «просачивание газа». Цементные суспензии ведут себя как неньютоновские жидкости, поэтому этот процесс включает в себя разрушение прочности геля суспензии. Однако газ также может протекать на микроскопическом уровне в порах гелеобразной цементной структуры или непосредственно вдоль стыков цемента / трубы и цемента / пласта. [3]

### Подходы по предупреждению прорывов газа из заколонного пространства

Эксплуатация скважин с большим содержанием свободного газа значительно снижает выработку запасов нефти и эффективность работы насосного оборудования.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около (15–20) % от стоимости всей скважины [2]. Поэтому проще и дешевле предотвратить аварию, нежели впоследствии её ликвидировать.

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки, флюидопроявления и низкое качество очистки ствола скважины требуют изменения технологии крепления и применение других тампонажных материалов, а так же повышения качества геофизического исследования скважин [2].

Существует широкий спектр методов предотвращения миграции газа. Немногие применимы повсеместно, но большинство из них оказались эффективными при определенных обстоятельствах (условиях). Как правило, универсальность и стоимость напрямую связаны. Прежде чем использовать какой-либо про-



гностический метод, важно оценить его ограничения. Не следует забывать, что прогнозирование, предлагаемое любым подходом, основано на ряде предположений, будь то физических или статистических [3].

На сегодняшний день имеется достаточно много методов, технологических мероприятий и технических устройств, комплексное применение которых позволяет устранить межколонные газопроявления в скважинах и восстановить герметичность межколонного пространства [2]. Разработанные мероприятия по предупреждению и ликвидации перетоков включают в себя, как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технологических средств и приемов ликвидации заколонных газоперетоков [2].

Существующие технологии предупреждения заколонных газоперетоков в основном направлены на повышение качества цементирования, обеспечивающего более полное и равномерное вытеснение бурового раствора, удаление глинистой корки со стенки скважины, разработку новых тампонажных составов, применение заколонных пакеров. Для ликвидации уже образовавшихся путей движения газа используется исправительное цементирование под давлением, закачка различных герметизирующих составов, перевод скважины на пакерную схему эксплуатации, применение металлических продольно-гофрированных труб, пластырей и т.д. [2]

**Применение газоблокирующих составов**

При цементировании как нефтяных, так и газовых скважин используют одинаковую химию для получения растворов с пониженной водоотдачей (30–50 см<sup>3</sup>/30 мин) и нулевым водоотделением, с тем только отличием, что для газовых скважин должна быть получена нулевая газопроницаемость. Наличие газоносных пластов в геологическом разрезе усложняют процесс бурения и эксплуатации. Для того чтобы газ не проник в еще не схватившийся цементный раствор достаточно выполнение одного самого главного и простого условия, которое прописано в инструкции по креплению, а именно: соблюдение условия превышения гидростатического давления в скважине над пластовым давлением в газовом пласте. Чтобы не допустить падение величины давления в затрубном пространстве в зоне газоносного интервала ниже величины давления пластового газа, должна срабатывать целая цепочка действий: от планирования до реализации (задач).

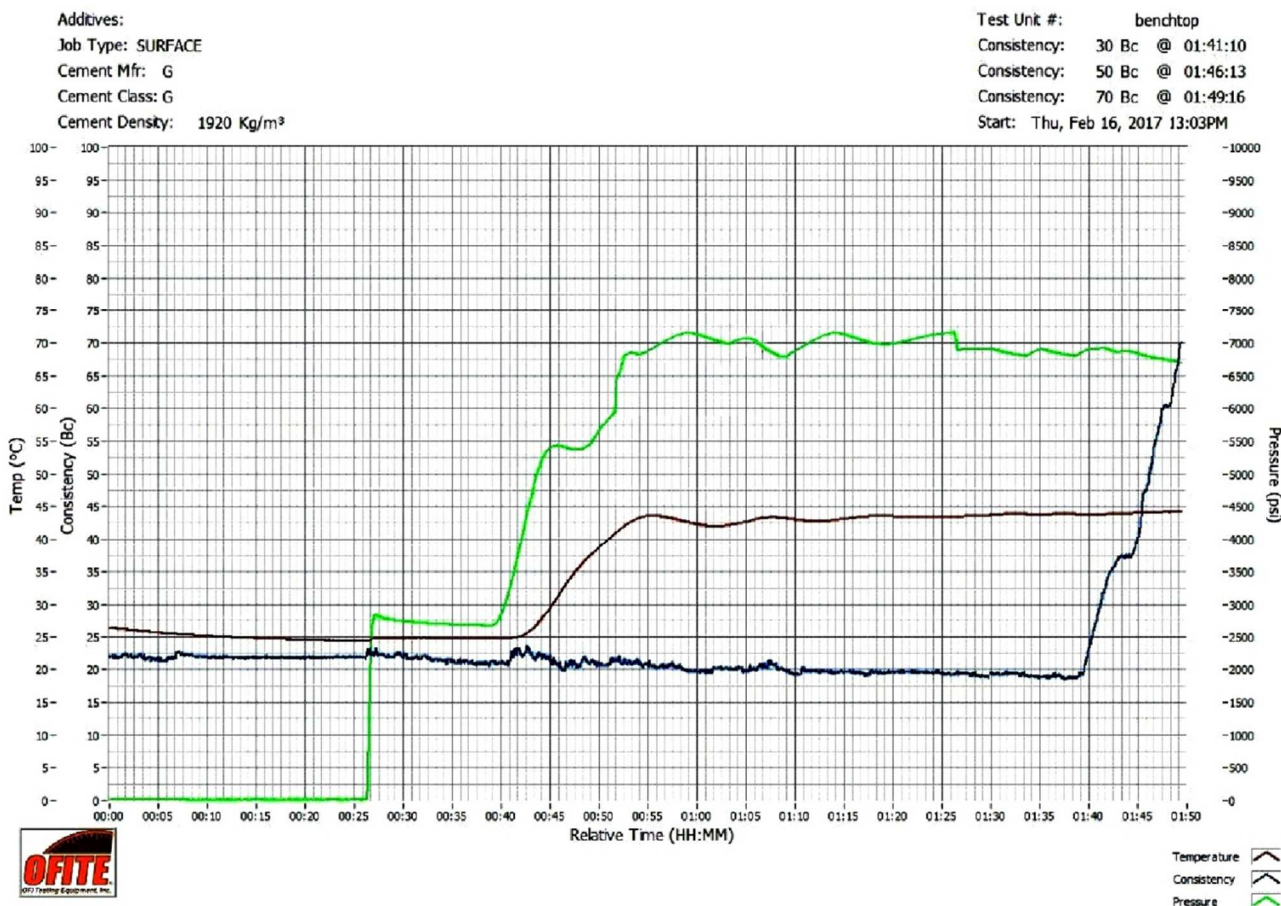


Рисунок 2 – Консистенция тампонажного состава



Перед цементированием скважины необходимо не только верно рассчитать плотность жидкости затворения, но и организовать (правильно и чётко) работу: начиная завозом необходимых химреагентов и заканчивая прослеживанием за тщательным перемешиванием, для того, чтобы добиться заданной плотности. Но не всегда каждый этап работ выполняется в нужной мере в виду ряда причин. Для расширения допустимых границ изменения параметров технологического процесса были разработаны газоблокаторы. Механизм их действия охватывает два физических процесса:

- придание цементному гелю требуемых тиксотропных свойств от 250 до 500 фунтов / 100 фут<sup>2</sup> (от 120 до 240 Па);
- сокращение времени перехода гель – цементный камень.

Пример высокой газоблокирующей способности приведён для рецептуры, использованной при цементировании эксплуатационной колонны на скважинах АО «Самаранефтегаз». Интервал цементирования (2700–1670) м. Статическая температура – 59 °С, циркуляционная – 44 °С. Забойное давление – 46 МПа, время нагрева – 25 мин.

Водосмесевое отношение – 0,42, выход – 0,71 м<sup>3</sup>/т, плотность – 1,92 г/см<sup>3</sup>, растекаемость – более 250 мм.

Консистенция тампонажного состава приведена на рисунке 2.

Время достижения консистенции 30 Вс – 101 мин, 70 Вс – 109 мин.

Статическое напряжение сдвига (SGSM) приведено на рисунке 3. Время нагрева до циркуляционной температуры 44 °С – 30 мин, переход к статической температуре 59 °С – 240 мин. Прочность от 100 Па (37 мин 57 с) до 500 Па (53 мин 1 с) набралась за 15 мин 4 с (переходный период).

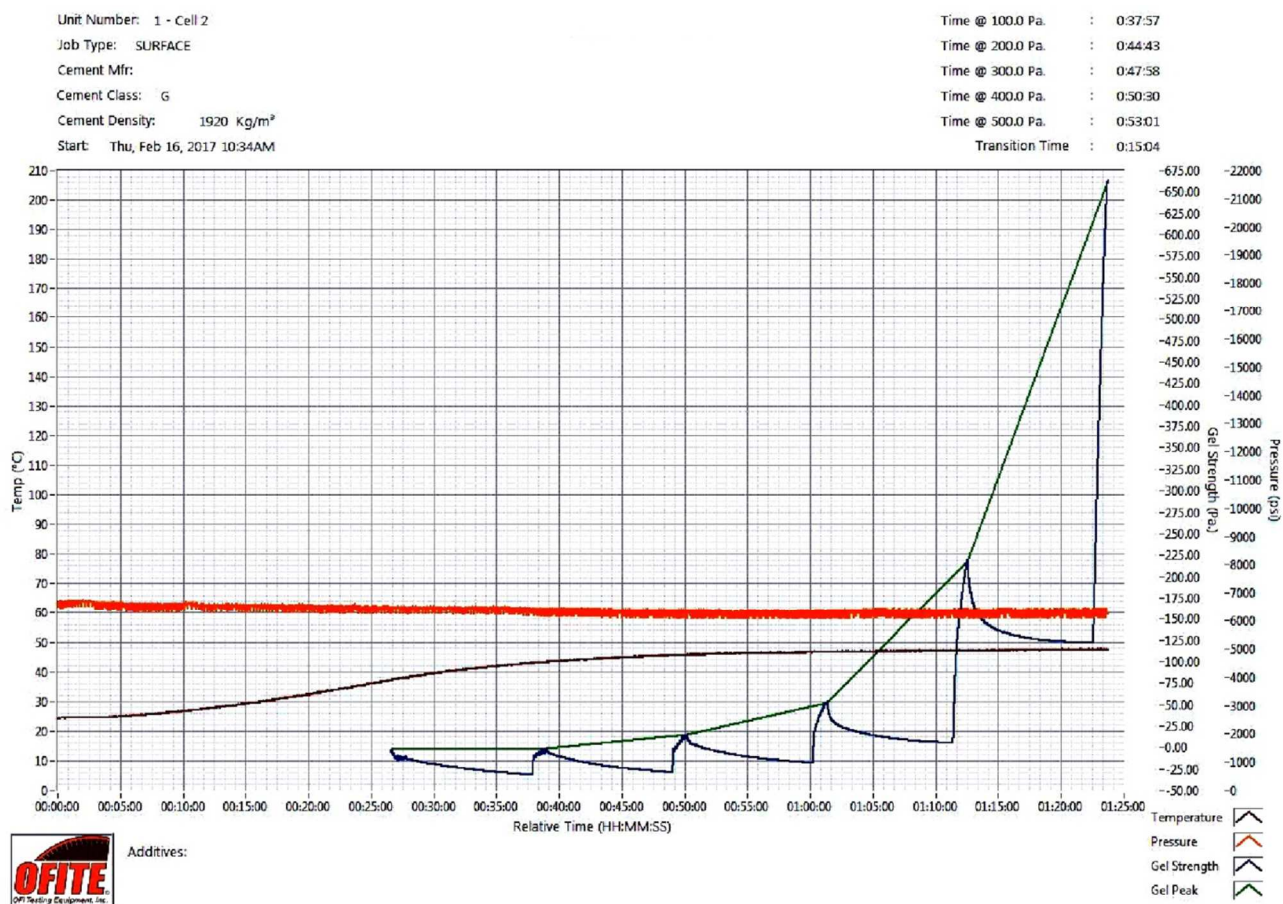


Рисунок 3 – Статическое напряжение сдвига

Пример статического напряжения сдвига для рецептуры облегчённого тампонажного материала плотностью 1,50 г/см<sup>3</sup>, приведён на рисунке 4. Циркуляционная температура – 19 °С, статическая температура – 10 °С, время кондиционирования с нагревом до 19 °С – 30 мин. Для данной рецептуры переходный период составил 3 ч 40 мин.



Unit Number: 1 - Cell 2  
 Job Type: SURFACE  
 Cement Mfr:  
 Cement Class: G  
 Cement Density: 1470 Kg/m<sup>3</sup>  
 Start: Thu, Mar 01, 2018 09:53AM

Time @ 100.0 lb/100ft<sup>2</sup> : 0:17:48  
 Time @ 200.0 lb/100ft<sup>2</sup> : 2:17:10  
 Time @ 300.0 lb/100ft<sup>2</sup> : 2:46:39  
 Time @ 400.0 lb/100ft<sup>2</sup> : 3:27:50  
 Time @ 500.0 lb/100ft<sup>2</sup> : 3:58:28  
 Transition Time : 3:40:40

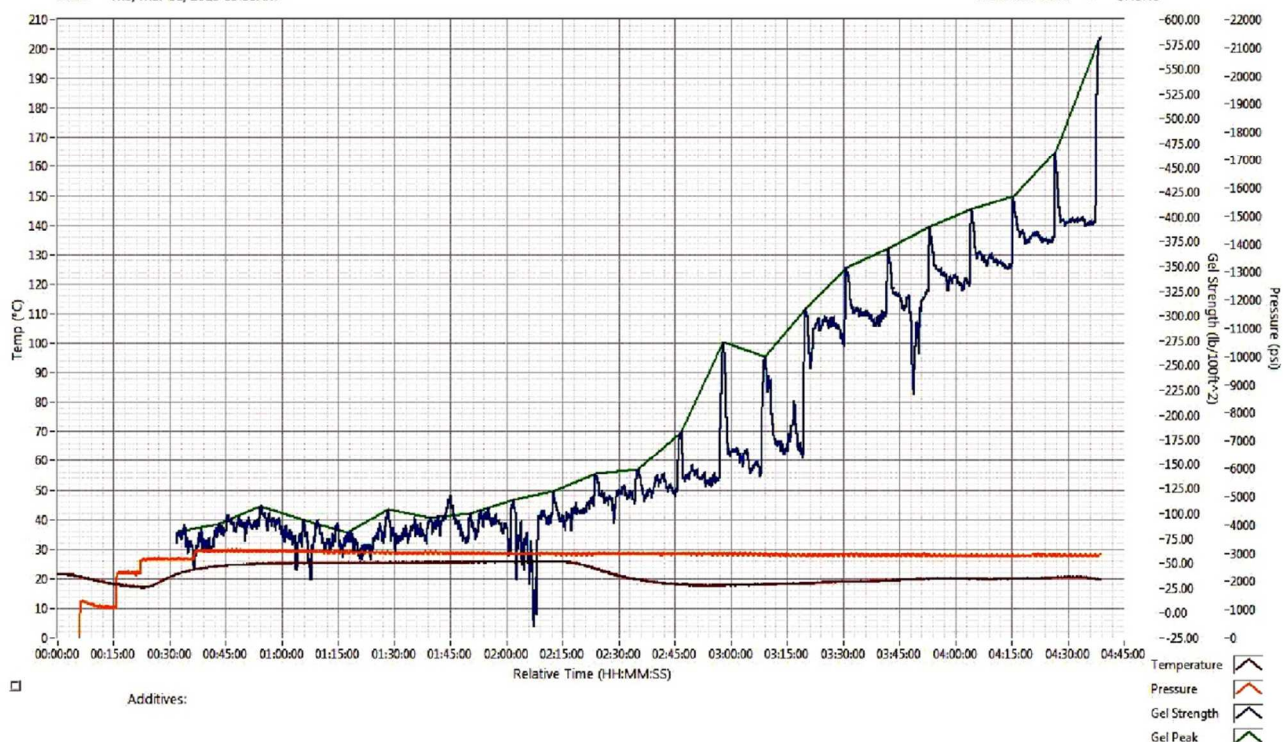


Рисунок 4 – Статическое напряжение сдвига облегченного тампонажного материала

**Выводы :** контроль консистенции и статического напряжения сдвига позволяет подбирать составы, предупреждающие прорыв газа на всех стадиях твердения, что предотвращает появление заколонных перетоков в период эксплуатации скважин.

**Литература:**

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
2. Ерка Б.А. и др. – К вопросу о повышении надежности конструкции скважин. – 2015.
3. Philippe Parcevaux, Phil Rae, and Philippe Drecq. Prevention of annular gas migration. Dowell Shlumberger. – 1990.
4. Zhu Haijin et al. A New Method to Evaluate the Gas Migration for Cement Slurries. – 2010.

**References:**

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Drilling flushing and grouting solutions. – M. : Nedra, 1999. – 424 p.
2. B.A. Erka and others. – On the issue of improving the reliability of well design. – 2015.
3. Philippe Parcevaux, Phil Rae, and Philippe Drecq. Prevention of annular gas migration. Dowell Shlumberger. – 1990.
4. Zhu Haijin et al. A New Method to Evaluate the Gas Migration for Cement Slurries. – 2010.





УДК 622.248

## К ВОПРОСУ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

### THE ISSUE OF CONSTRUCTION OF MULTILATERAL WELLS AT OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS

**Рахматуллин Дамир Валерьевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
franka-lingva@yandex.ru

**Rakhmatullin Damir Valeryevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor, Oil and Gas Well  
Drilling Department,  
Ufa State Petroleum  
Technological University  
franka-lingva@yandex.ru

**Четвериков А.А.**

магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Chetverikov A.A.**

Master's Degree  
in Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technological University

**Аннотация.** В настоящей статье рассматривается технология строительства многоствольных скважин на морских месторождениях нефти и газа, а также возможные пути ее совершенствования.

**Annotation.** This article considers the technology of construction of multilateral wells at offshore oil and gas fields, as well as possible ways of its improvement.

**Ключевые слова:** импортозамещение, многоствольная скважина, предупреждение аварий и осложнений при бурении скважин, сложность технологии бурения.

**Keywords:** Import substitution, multilateral well, prevention of accidents and complications during well drilling, complexity of drilling technology.

**С**троительство многоствольных скважин является одним из перспективных способов разработки нефтяных месторождений [1, 2, 3].

Особенную актуальность строительство многоствольных скважин приобретает на морских месторождениях нефти и газа. Ввиду чрезвычайно высоких стоимостей бурения в условиях шельфа и открытого моря сооружение многоствольной скважины позволяет сократить сроки эксплуатации морских буровых установок в несколько раз. Кроме этого значительно сокращаются затраты на промывку ствола скважины и их цементирование. С учетом беспрецедентно высоких затрат при эксплуатации морских буровых платформ экономический эффект от внедрения технологии бурения многоствольной скважины на одном морском месторождении может исчисляться сотнями миллионов долларов. Однако бурение многоствольных скважин неизбежно сопровождается возникновением ряда технологических рисков. Нарушение технологии бурения скважин и отклонение от основных параметров, предусмотренных положениями проектно-сметной документации и геолого-технического наряда, могут стать причиной пересечения соседних стволов. При строительстве скважин в условиях морского месторождения нефти и газа с палубы морской буровой установки стремятся пробурить максимальное количество стволов. При этом значительно возрастают производственно-технологические риски, в том числе и возможность попадания в соседний ствол скважины, что является серьезной аварией. Риск возникновения осложнений и аварий при строительстве многоствольных скважин возрастает с увеличением сложности технологии бурения. Согласно классификации, предложенной рядом исследователей, сложность строительства многоствольных скважин представлена в таблице 1 [4].

На данный момент технологию строительства многоствольных скважин на территории Российской Федерации применяют такие компании, как: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. В настоящее время широкое применение находит технология строительства многоствольных скважин с применением системы Rapid Tie Back производства фирмы Schlumberger [4, 5]. Сущность метода заключается в изготовлении в заводских условиях вырезов в обсадной колонне, которые изнутри закрываются разбуриваемым патрубком, при этом для установки устройства требуются относительно небольшие промежутки времени. Преимуществом такой технологии бурения является наличие в системе до четырех боковых стволов, которые располагаются под углом в 90° к основному стволу [4, 5]. Данная технология относится к пятому уровню сложности строительства многоствольных скважин и соответственно характеризуется высокой степенью возникновения различных осложнений. Кроме этого возникают определенные риски ввиду возможных санкций, обусловленных сложной геополитической ситуацией на мировом рынке нефтегазовых услуг.



**Таблица 1** – Классификация уровней сложности строительства многоствольных скважин

№	Уровень сложности	Характеристика ствола		Специфические особенности
		Основной	Боковой	
1	Первый	Бурение основного ствола	Без крепления обсадными трубами	Свойства горных пород имеют большое значение, так как от них зависят прочность сочленения и изоляция пластов
2	Второй	Основной ствол обсаживается и цементируется	Либо оснащается хвостовиком, либо имеет открытый забой	–
3	Третий	Обсаживается и цементируется	Обсаживается без цементирования	Допустимым является крепление без цементирования у точки разветвления
4	Четвертый	Обсаживается и цементируется	Обсаживается и цементируется	В боковой ствол устанавливается хвостовик
5	Пятый	Обсаживается и цементируется	Обсаживается и цементируется	Крепление технологического оборудования производится с использованием пакера. Места сочленений главного ствола с боковыми секциями являются одними из самых важных элементов бурения многоствольных скважин.
6	Шестой	Обсаживается и цементируется	Обсаживается и цементируется	Отличается наличием на основном стволе забойного разветвления

С целью снижения рисков при строительстве многоствольных скважин целесообразным представляется разработка буровых инструментов отечественного производства и совершенствование существующих технологий бурения. Следует также отметить, что впервые многоствольная скважина на территории Башкирии была пробурена в 1953 году отечественными специалистами. Таким образом, в современной практике бурения накоплен определенный опыт строительства многоствольных скважин.

Применение технологии многозабойного бурения позволяет уменьшить отрицательное воздействие на окружающую среду, поскольку уменьшается количество скважин на поверхности, а утилизация отработанного бурового раствора и шлама производится в меньших объемах. Применение технологии строительства многоствольных скважин на морских буровых платформах с использованием отечественных инструментов позволит в перспективе не только снизить удельные затраты на формирование одного метра проходки, но и значительно развить производство бурового и вспомогательного оборудования на территории Российской Федерации.

**Литература:**

1. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / А.Г. Калинин [и др.]; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Недра, 1997. – 648 с.
2. Грачев С.И. Теоретические и прикладные основы строительства пологих и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях : Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2000. – С. 47.
3. Никитин В.А., Оганов А.С., Гноевых А.Н. Состояние и перспективы горизонтального бурения в Российской Федерации // Вестник Ассоциации Буровых Подрядчиков. – 2002. – № 4.
4. Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Технология бурения многоствольных скважин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017 : сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф.: в 2-х т. –Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 239–242.
5. Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Применение технологии RAPID при бурении многоствольных скважин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017 : сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф.: в 2-х т. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 242–245.

**References:**

1. Drilling of inclined and horizontal wells: Reference book / A.G. Kalinin [et al.]; under edition of A.G. Kalinina. – М. : Nedra, 1997. – 648 p.
2. Grachev S.I. Theoretical and applied bases of the construction of the flat and horizon-hole wells at the complex oil fields : Dr. Sci. ...Doctor of Engineering Sciences. – Tyumen, 2000. – P. 47.
3. Nikitin V.A., Oganov A.C., Gnoyev A.H. State and prospects of horizontal drilling in the Russian Federation // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2002. – № 4.
4. Huseynova E.L., Huseynov E.M. Technology of multilateral well drilling // Modern technologies in oil and gas business – 2017 : collection of scientific-technical articles: in 2 v. – Ufa : UGNTU, 2017. – V. 1. – P. 239–242.
5. Huseynova E.L.; Huseynov E.M. Application of RAPID technology in multi-well drilling // Modern technologies in oil and gas business – 2017 : collection of scientific-technical articles: in 2 v. – Ufa : UGNTU, 2017. – V. 1. – P. 242–245.



УДК 622.24

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ОЧИСТКИ СТВОЛА ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

### IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING SLANTED AND HORIZONTAL WELLS BY IMPROVING THE WELLBORE CLEANING FROM CUTTINGS

**Климов Вячеслав Васильевич**

кандидат технических наук, профессор,  
профессор кафедры Нефтегазового дела,  
Кубанский государственный технологический университет  
VVKlimov2010@gmail.com

**Силвейра Мигэл Илариу**

студент 4 курса Института нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный технологический университет  
miguelsilveira98@gmail.com

**Усов Сергей Васильевич**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры Нефтегазового дела,  
Кубанский государственный технологический университет  
baku50@mail.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена повышению эффективности бурения наклонно-горизонтальных скважин путем совершенствования очистки ствола от выбуренной породы. Произведены изучение процессов промывки и анализ известных технологий для повышения эффективности очистки ствола скважины от выбуренной породы. Выявлены недостатки применения этих технологий при бурении наклонно-горизонтальных скважин. Предложено специальное инновационное устройство для повышения эффективности очистки ствола скважины при наклонно-горизонтальном бурении. Расчетным и экспериментальным путем доказано, что при применении такого устройства улучшаются основные показатели процесса бурения за счет более совершенной очистки.

**Ключевые слова:** бурение наклонно-горизонтальных скважин, шламовая постель, эффективность очистки ствола, зенитный угол, калибратор-интенсификатор, межлопастное пространство, скорость восходящего потока.

**Klimov Vyacheslav Vasilevich**

Ph.D., Professor at the Department of Oil and gas engineering, Kuban State University of Technology  
VVKlimov2010@gmail.com

**Silveira Miguel Hilário**

4<sup>th</sup> year student of the Institute of Oil, Gas and Power Engineering, Kuban State University of Technology  
miguelsilveira98@gmail.com

**Usov Sergey Vasilevich**

Ph.D., Associate Professor at the Department of Oil and gas engineering, Kuban State University of Technology  
baku50@mail.ru

**Annotation.** This article is related to improvement of the efficiency of drilling slanted and horizontal wells by improving the borehole cleaning from cuttings. Studies were made of borehole cleaning processes and analysis of known technologies used to improve the efficiency of wellbore cleaning. The disadvantages of using these known technologies when drilling slanted and horizontal wells were revealed. A special innovative device has been proposed in order to improve the efficiency of wellbore cleaning in case of slanted and horizontal drilling. Calculations and experiments proved that the use of such a device improves the drilling performance due to more advanced cleaning.

**Keywords:** slanted and horizontal drilling, cuttings bed, wellbore cleaning efficiency, zenith angle, calibrator-intensifier, space between the blades, annular velocity.

Одними из основных процессов при бурении скважины являются:

- разрушение горной породы на забое скважины;
- вынос промывочной жидкостью выбуренных частиц шлама на поверхность.

Причем, второй процесс облегчает реализацию первого. Струя промывочной жидкости должна гарантировать полный вынос выбуренных частиц (рис. 1).

В настоящее время наклонно-направленное и горизонтальное бурения получили широкое распространение. Процесс бурения наклонно-направленных скважин сопровождается осаждением частиц разрушенной горной породы на забой и стенки скважины и образованием шламовой постели (рис. 2), что вызвано неэффективным режимом очистки.

Оседание шлама и барита, изменение эквивалентной циркуляционной плотности, неудовлетворительные реологические свойства и возникновение прихватов являются основными проблемами при бурении таких скважин.

В вертикальных скважинах около 30 % всех прихватов связано с очисткой. В скважинах с большим зенитным углом около 80 % всех прихватов связано с очисткой.

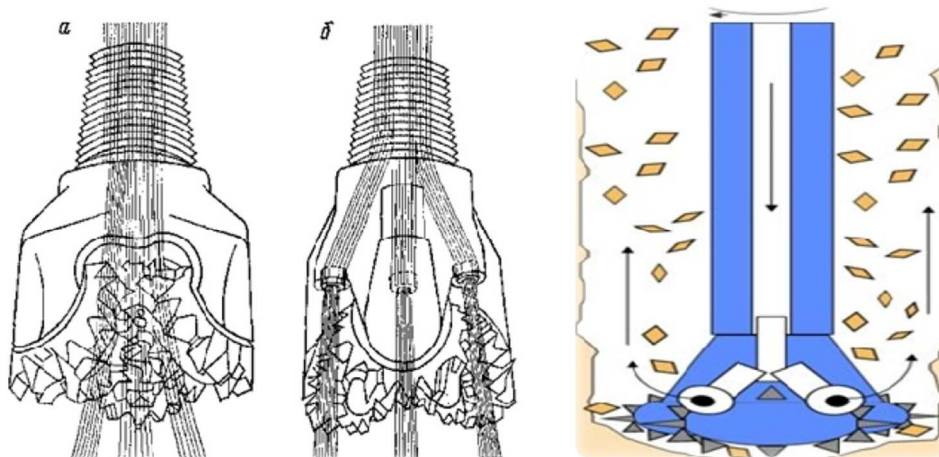


Рисунок 1 – Процесс промывки скважины и разрушения горной породы

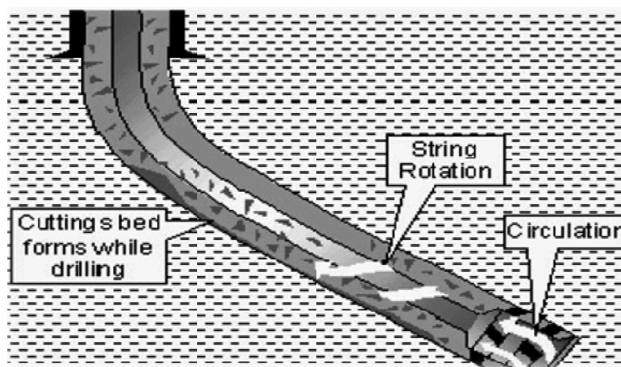


Рисунок 2 – Образование шламовой постели

На эффективность очистки ствола влияют следующие факторы:

- скорость вращения;
- расход раствора;
- реология раствора;
- диаметр ствола;
- наличие каверны;
- диаметр буровой трубы;
- зенитный угол;
- режим течения;
- размер частиц шлама;
- удельный вес раствора;
- расхождение инструмента;
- скорость проходки;
- устойчивость ствола;
- твердая фаза раствора;
- степень дисперсности частиц шлама.

**Зенитный угол**

При механическом удалении шлама буровой раствор ведет себя по-разному в зависимости от зенитного угла (рис. 3).

В интервалах с зенитными углами до 30° при значительно повышенных скоростях (зона 1) шлам эффективно выносится потоком бурового раствора, и осадок на стенках не образуется. При пониженных скоростях (зона 3) осуществляется медленный вынос шлама.

При зенитных углах больше 30 °шлам оседает на нижней стенке скважины. При пониженных скоростях (зона 4) осевший шлам перемешивается вверх единой массой, а при турбулентном режиме (зона 2) подниматься на поверхности контакта осадка с буровым раствором в виде дюн.

Идеальными для очистки ствола от шлама являются условия, соответствующие зонам 1 и 2. Условия, соответствующие зоне 5, гарантируют возникновение затяжек инструмента, так как при низких скоростях восходящего потока выноса шлама нет.

Как видно, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла и при меньшей скорости течения в затрубном пространстве. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах от 30 до 60°, поскольку при таких условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки.

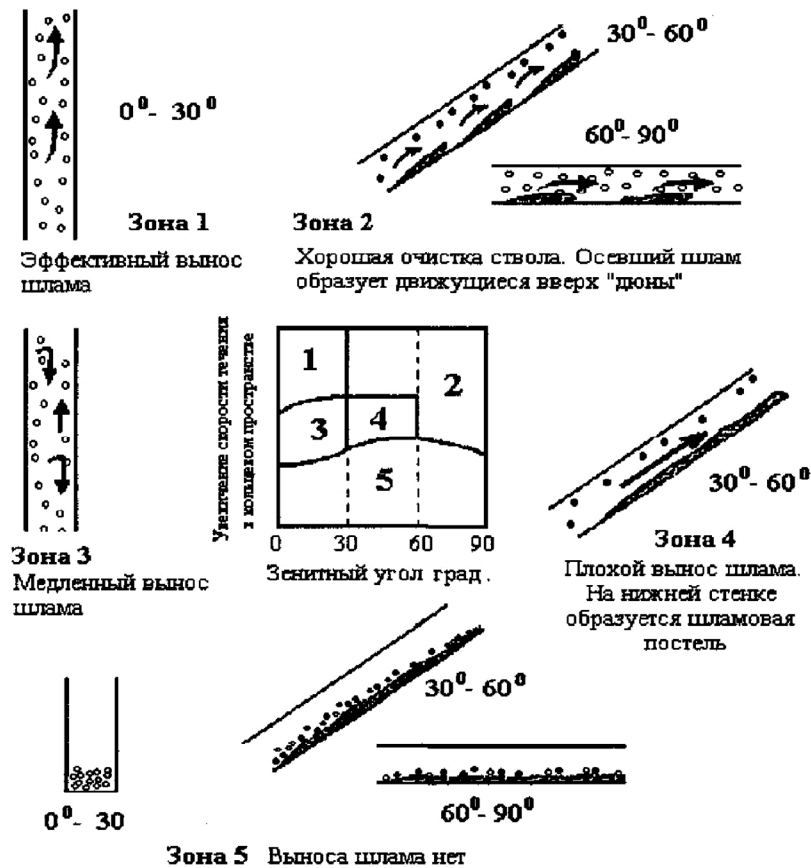


Рисунок 3 – Механизм транспортировки шлама для различных диапазонов зенитного угла при разных скоростях в кольцевом пространстве

**Содержания шлама в кольцевом пространстве**

При повышении механической скорости проходки увеличивается количество шлама в кольцевом пространстве (рис. 4). Опыт свидетельствует о том, что для эффективного бурения вертикальных скважин максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5 %. При бурении наклонных скважин увеличение скорости проходки приводит к росту толщины осадка. Для удаления более толстого слоя осевшего шлама необходимо увеличение подачи бурового раствора.

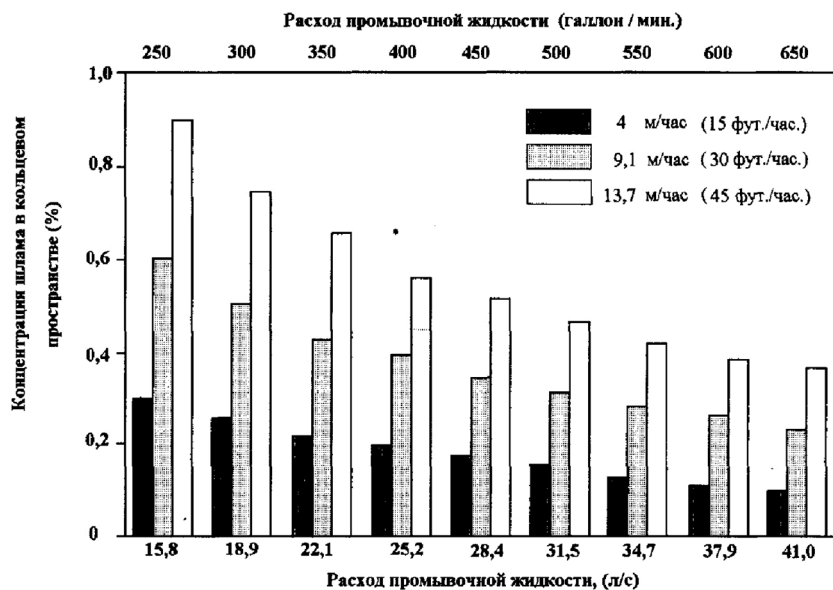


Рисунок 4 – Зависимость содержания шлама в кольцевом пространстве от механической скорости проходки и расхода промывочной жидкости



### Расход раствора

С увеличением подачи бурового раствора механическая скорость бурения растет почти прямолинейно (рис. 5). При достижении достаточного расхода  $Q_d$  механическая скорость еще может расти, но медленно и осуществляется более качественная очистка забоя. А далее при росте  $Q$  возрастают гидравлические потери на преодоление сопротивлений движению промывочной жидкости по кольцевому пространству, увеличивается общее давление на забой и, как следствие, уменьшается механическая скорость бурения.

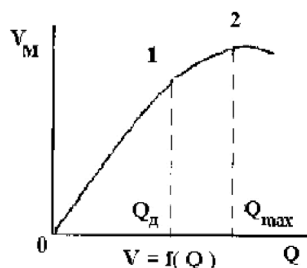


Рисунок 5 – Зависимость механической скорости бурения от расхода бурового раствора

Видно, что чем выше расход промывочной жидкости, тем лучше очистка забоя скважины от выбуренной породы. Однако повышение расхода может вызвать поглощение промывочной жидкости в определенных склонных к этому осложнению горных породах.

### Калибратор-интенсификатор

В отечественном и зарубежном практике известны калибраторы типа КРБ 3714 (рис. 6) имеющие резкие перегибы и изломы и одинаковы площади сечения и толщина лопастей по длине.

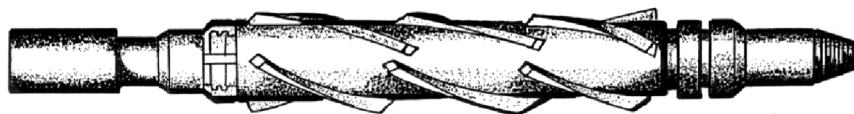


Рисунок 6 – Пример применяемых калибраторов

Недостатком известных устройств является ограничение их функциональных возможностей только калибрующим эффектом. Кроме того, указанные устройства создают повышенное сопротивление выносу частиц шлама и способствует образованию сальников, что снижает технико-экономические показатели буровых работ.

Для повышения эффективности удаления выбуренной породы в стволе скважины и улучшения условий промывки скважины предлагается специальное оборудование – «калибратор-интенсификатор».

Калибратор-интенсификатор (рис. 7) имеет 4 специальные лопасти, армированные твердосплавным материалом. Лопасти имеют равномерно изменяющийся по их длине угол наклона к оси корпуса. Угол наклона изменяется от 15 в нижней части до 60 градусов в верхней части. Площади поперечных сечений лопастей так же равномерно по длине увеличиваются снизу вверх. Причем в верхней части площади поперечных сечений лопастей превышают площади поперечных сечений этих же лопастей в нижней части в 1,45–1,55 раза.



Рисунок 7 – Калибратор-интенсификатор и схема уменьшения межлопастного пространства:  
1 – корпус; 2, 4 – спиральные лопасти; 3, 5 – твердосплавные материалы; 6 – резцы

Устройство работает следующим образом:

Калибратор-интенсификатор устанавливается непосредственно над долотом. При вращении буровой колонны приводится во вращение и калибратор-интенсификатор. При этом лопасти



устройства захватывают восходящий поток бурового раствора. За счет плавного изменения изгиба лопастей происходит захват частичек шлама и по мере увеличения угла наклона лопастей происходит плавный разгон частиц с выбросом их в затрубное пространство. Увеличение выброса способствует уменьшению межлопастного пространства, так как в этом стесненном пространстве увеличивается скорость восходящего потока, улучшающая вынос частиц шлама. Отсутствие резких перегибов лопастей создает благоприятные условия для работы калибратора-интенсификатора без сальников, а увеличение сечения лопастей снизу доверху, кроме улучшения выноса твердых частиц за счет увеличения их скорости способствует повышению долговечности работы устройства.

Калибратор-интенсификатор работает как винтовой шламовой насос, способствующий отрыв частиц шлама от забоя и исключает вторичное перемалывание.

Расчетным путем приводим доказательства относительно соотношения площади сечения лопастей сверху и внизу как  $\pm 1,5$ .

Для этой цели рассмотрим положение калибратора в скважине наиболее употребительных размеров: 215,9 и 295,3 мм. Расход бурового раствора составляет 0,015 и 0,025 м<sup>3</sup>/с соответственно.

Скорость восходящего потока  $V$  в кольцевом пространстве и площадь кольцевого пространства  $S_{КП}$  составят:

$$V_{п} = \frac{q}{S_{КП}} ; \tag{1}$$

$$S_{КП} = 0,785(D_{СКВ}^2 - d_{к}^2) - 4h\ell , \tag{2}$$

где  $D_{СКВ}$  – диаметр скважины, м;  $d_{к}$  диаметр корпуса калибратора, м;  $h$  – ширина лопастей, м;  $\ell$  – длина лопастей, м.

Согласно формуле Риттингера, скорость падения частицы в турбулентном потоке бурового раствора составит:

$$u = k \cdot k_y \sqrt{d_{п} \frac{\rho_{п} - \rho_{ж}}{\rho_{ж}}} , \tag{3}$$

где  $k$  – коэффициент формы частиц;  $k_y$  – коэффициент уширения скважины;  $d_{п}$  – условный диаметр частицы, см;  $\rho_{п}$  и  $\rho_{ж}$  – плотность породы и жидкости, г/см<sup>3</sup>.

$$\text{Тогда } u = 40 \cdot 1,05 \sqrt{4 \frac{2,05 - 1,2}{1,2}} = 0,87 \text{ м/с} .$$

Минимально необходимая скорость восходящего потока должна составлять:

$$V = u \cdot 1,14 = 0,99 \text{ м/с} .$$

При вращении калибратора на частицу воздействует сила потока бурового раствора и дополнительная подъемная сила вращающихся лопастей, которая составляет:

$$V_{д} = V_{в} \cdot \cos \alpha , \tag{4}$$

где  $V_{д}$  – скорость движения потока за счет вращения калибратора со скоростью  $V_{в}$ ;  $\alpha$  – угол наклона лопасти калибратора.

При минимальной скорости вращения бурильной колонны  $n = 40$  об/мин, линейная скорость на лопастях калибратора составит:

а) для калибратора  $\varnothing = 215,9$  мм  
– в начале ( $\alpha = 15^\circ$ )

$$V_{д1} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 15 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,105 \cdot 0,96 = 0,42 \text{ м/с}$$

– в конце ( $\alpha = 60^\circ$ )

$$V_{д2} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 60 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,105 \cdot 0,5 = 0,2 \text{ м/с}$$



- б) для калибратора  $\varnothing = 295,3$  мм  
– в начале ( $\alpha = 15^\circ$ )

$$V_{д1} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 15 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,14 \cdot 0,96 = 0,56 \text{ м/с}$$

- в конце ( $\alpha = 60^\circ$ )

$$V_{д2} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 60 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,145 \cdot 0,5 = 0,293 \text{ м/с}$$

Определение скорости восходящего потока в кольцевом пространстве:

- а) для калибратора  $\varnothing = 215,9$  мм

$$S_{кп} = 0,785 \cdot (0,227^2 - 0,142^2) - 4 \cdot 0,025 \cdot 0,038 = 0,0207 \text{ м}^2,$$

при  $n = 0$ ;  $V_n = 0,72$  м/с

при  $n = 40$ :

– в начале  $V_n = V_n + V_{д1} = 0,72 + 0,42 = 1,14$  м/с ,

– в конце  $V_k = V_n + V_{д2} = 0,72 + 0,2 = 0,92$  м/с ;

- б) для калибратора  $\varnothing = 295,3$  мм

$$S_{кп} = 0,785 \cdot (0,315^2 - 0,203^2) - 4 \cdot 0,04 \cdot 0,038 = 0,0385 \text{ м}^2,$$

при  $n = 0$ ;  $V_n = 0,65$  м/с

при  $n = 40$ :

– в начале  $V_n = V_n + V_{д1} = 0,65 + 0,56 = 1,21$  м/с ,

– в конце  $V_k = V_n + V_{д2} = 0,65 + 0,29 = 0,94$  м/с .

Следовательно, конечная скорость меньше минимально необходимой, равной 0,99 м/с. Необходимо увеличить скорость на 0,05 м/с.

Увеличение скорости потока достигаем за счет увеличения сечения лопастей в верхней части калибратора.

Различные величины соотношения увеличения сечения и скорости потока при этом представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Соотношения увеличения сечения и скорости потока

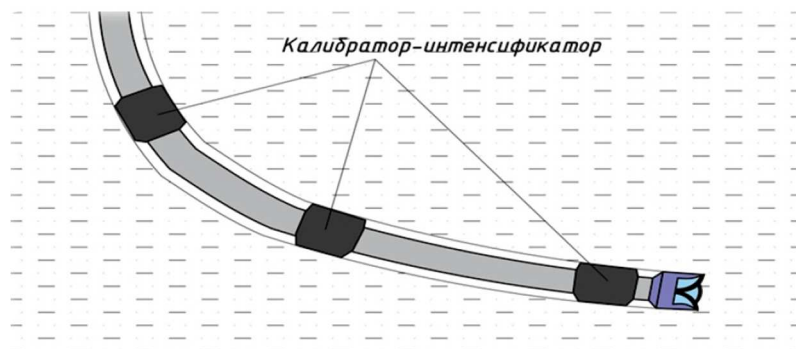
№ п/п	Условный диаметр калибратора							
	215,9 мм				295,3 мм			
	h <sub>к</sub> , мм	h <sub>к</sub> / h <sub>н</sub>	S <sub>кп</sub> , м <sup>2</sup>	V, м/с	h <sub>к</sub> , мм	h <sub>к</sub> / h <sub>н</sub>	S <sub>кп</sub> , м <sup>2</sup>	V, м/с
1	30	1,15	0,0201	0,948	50	1,25	0,0370	0,965
2	32	1,23	0,0198	0,959	52	1,3	0,0367	0,970
3	34	1,31	0,0195	0,971	54	1,35	0,0364	0,975
4	36	1,38	0,0191	0,983	56	1,4	0,0361	0,980
5	38	1,46	0,0188	0,996	58	1,45	0,0358	0,988
6	40	1,54	0,0185	1,009	60	1,5	0,0355	0,994
7	42	1,62	0,0182	1,022	62	1,55	0,0352	1,000
8					64	1,6	0,0349	1,006

Как следует из таблицы, необходимая скорость восходящего потока достигается при соотношении сечений лопастей в  $1,5 \pm 0,05$ , что следует принять за границы признака.

Технико-экономическая эффективность предложенного калибратора-интенсификатора определяется улучшением основных показателей процесса бурения за счет более совершенной очистки призабойной зоны лопастями с переменным углом закручивания и увеличенной длиной. Совмещение же функций калибратора и интенсификатора позволяет снизить количество рейсов бурильной колонны, износ обсадной колонны, снизить количество осложнений в скважине за счет стабилизации ее ствола и исключения перегибов.

По сведениям проф. Климова В.В. Калибратор-интенсификатор был испытан в Волгоградском УБР при бурении вертикальных скважин на глубине 2000–2500 м. Калибратор установился над долотом в бурильной колонне диаметром 146 мм. Диаметр калибратора был приблизительно равен диаметру долота. Длина калибратора составляла 2,3 м. Испытания проводились на 8 скважинах, при этом скорость проходки увеличилась в среднем на 8–16 %. Таким образом можно предложить, что проходка в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах увеличится более чем на 16 % и соответственно сократятся затраты на бурение. Тем более мы предлагаем его установить не только непосредственно над долотом, но и между секциями бурильных труб (рис. 8), особенно при бурении скважины с достаточно большим значением зенитного угла.





**Рисунок 8** – Калибратор-интенсификатор между секциями бурильных труб

В настоящее время широко применяется Роторная управляемая система (РУС), позволяющая оптимизировать показатели наклонно-направленного бурения.

Компоновка РУС (рис. 9) включает в себя колонный стабилизатор, базисный контрольный блок в виде переводника центратора а также нижний наддолотный калибратор. Применение предлагаемого калибратора-интенсификатора в компоновке РУС позволит повысить качество очистки и калибровки ствола скважины.



**Рисунок 9** – Компоновка роторной управляемой системы

**Литература:**

1. Александров С.С., Лагуманов М.Г. Регулирование очистки скважины в процессе бурения // Бурение и нефть. – 2013. – № 2. – С. 34–36.
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – С. 10–12.
3. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Органов А.С. Технично-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 28–35.
4. Соседин К.В., Анашкина А.Е., Семенов А.Ф., Тайгибов А.И. Особенности очистки горизонтальных стволов скважин // Молодой ученый. – 2017. – № 41. – С. 12–15. – URL : <https://moluch.ru/archive/175/45940/> (дата обращения: 23.11.2018).
5. Технично-технологический уровень горизонтального бурения за рубежом // сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Обзорная информация, зарубежный опыт. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3–1–12.

**References:**

1. Aleksandrov S.S., Lagumanov M.G. Regulation of well cleaning in the drilling process // Drilling and oil. – 2013. – № 2. – P. 34–36.
2. Matytsyn V.I., Ryabchenko V.I., Shmarin I.S. Peculiarities of the cuttings removal process from horizontal and slanted borehole sections // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2002. – № 3. – P. 10–12.
3. Raikhert R.S., Tsukrenko M.S., Organov A.S. Techno-technological solutions for cleaning directional and horizontal boreholes from cuttings // Oil. Gas. Novations. – 2016. – № 3. – P. 28–35.
4. Sosedin K.V., Anashkina A.E., Semenenko A.F., Taygibov A.I. Peculiarities of horizontal boreholes cleaning // Young Scientist. – 2017. – № 41. – P. 12–15. – URL : <https://moluch.ru/archive/175/45940/> (Accessed November 11, 2018).
5. Technical and technological level of horizontal drilling abroad // Construction of oil and gas wells on land and at sea. Survey information, foreign experience. – M. : VNIIOENG, 1994. – № 3–1–12.



УДК 622.24

## ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО ТИПА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ

### THE EXPERT SYSTEM FOR THE SELECTION OF THE EFFICIENT TYPE OF HYDRAULIC DOWNHOLE MOTOR FOR DRILLING

**Симонянц Сергей Липаритович**

доктор технических наук,  
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
ssturbo@mail.ru

**Гуринович Алёна Владимировна**

аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет)  
имени И.М. Губкина  
for\_alena@yahoo.com

**Аннотация.** Рассматривается проблема выбора рационального типа гидравлического забойного двигателя для заданных геолого-технических условий с целью обеспечения высоких технико-экономических показателей бурения. Данная задача может быть решена разработкой и внедрением consultирующей экспертной системы, выполняющей функции специалиста-эксперта. В статье описаны основные компоненты и функции экспертных систем – активно развивающейся области технологий искусственного интеллекта. Исследуются преимущества и недостатки их использования, особенности разработки и применения.

**Ключевые слова:** гидравлический забойный двигатель, бурение, информационные технологии, экспертные системы, искусственный интеллект.

**Simonyants Sergey Liparitovich**

Doctor of technical science,  
Professor of drilling oil  
and gas wells department,  
National University of Oil  
and Gas «Gubkin University»  
ssturbo@mail.ru

**Gurinovich Alyona Vladimirovna**

Postgraduate student of drilling oil  
and gas wells department,  
National University of Oil  
and Gas «Gubkin University»  
for\_alena@yahoo.com

**Annotation.** The article deals with the problem of selection of the most suitable and efficient type of hydraulic downhole motor depending on given geological conditions and technological issues in order to ensure high technical and economic drilling performance. This can be done by the introduction of an expert consulting system that performs the functions of an expert. The article describes the main components and functions of expert systems which make a rapidly-developing field of artificial intelligence technologies. The authors investigate the advantages and disadvantages of expert systems, as well as the distinctive features of their development and usage.

**Keywords:** hydraulic downhole motor, drilling, information technology, expert systems, artificial intelligence.

При разработке проектов на строительство нефтегазовых скважин и программ бурения (ГЗД), который является не только силовым приводом бурового долота, но и важной частью компоновки низа бурильной колонны (КНБК), определяющей параметры режима бурения и траекторию проводки скважины [5]. На российском рынке бурового оборудования представлены десятки типоразмеров турбобуров и винтовых забойных двигателей, как отечественных, так и зарубежных производителей. Однако в каждом конкретном случае для обеспечения высоких технико-экономических показателей бурения следует выбирать наиболее рациональный тип ГЗД, подходящий для заданных геолого-технических условий.

При выборе рационального типа ГЗД важно соблюдение следующих основных требований:

- Императивное требование состоит в том, что гидравлический забойный двигатель должен обеспечивать качество, эффективность и безопасность процесса бурения скважины.
- Тип и номинальный размер (наружный диаметр корпуса) ГЗД должны соответствовать типоразмеру применяемого породоразрушающего инструмента.
- Рабочие параметры энергетической характеристики ГЗД должны соответствовать параметрам режима бурения заданного интервала скважины. Энергетическая характеристика ГЗД должна обеспечивать работу бурового долота при оптимальной или близкой к ней частоте вращения, иметь достаточный запас крутящего момента для реализации регламентированной величины осевой нагрузки на долото и минимальный перепад давления.



- Конструкция ГЗД должна в максимальной степени способствовать бурению ствола скважины по заданной траектории с целью реализации ее проектного профиля. При необходимости ГЗД должен оснащаться узлом искривления с регулируемым углом перекоса осей, а также предусматривать установку корпусных центрирующих устройств.

- Надежность конструкции ГЗД должна обеспечивать наработку на отказ не менее нормированного (согласованного между арендатором и арендодателем забойного двигателя) срока эксплуатации ГЗД при работе в скважине, включая время углубления, промывок и проработок ствола. Энергетические параметры ГЗД не должны существенно изменяться в течение нормированного срока его эксплуатации.

- Применение ГЗД не должно явиться причиной возникновения осложнений и аварий при бурении. Форсирование параметров режима бурения разрешается в пределах установленных ограничений. Конструкция ГЗД должна быть оснащена противоаварийными приспособлениями и допускать использование, при необходимости, стандартного ловильного инструмента.

Выбор гидравлического забойного двигателя для бурения производится на стадии проектирования строительства скважины. При этом используется техническая и технологическая информация о характеристиках ГЗД, долот, буровых насосов, составе КНБК, а также статистические данные обработки долот и ГЗД в идентичных горно-геологических условиях [5, 6]. Решение о выборе конкретной конструкции забойного двигателя принимается проектировщиком на основе анализа указанной информации с учетом стоимостных факторов. Обоснованность выбора существенно зависит от полноты информации и правильности используемого алгоритма, который должен учитывать различные конструктивные и энергетические параметры существующих ГЗД, технические и технологические характеристики долот, буровых насосов и другого оборудования. В современном мире такие задачи успешнее всего решаются применением компьютерных систем.

В 1960-х годах в исследованиях по искусственному интеллекту сформировалось, а в 1980-х широко распространилось самостоятельное направление, получившее название *экспертные системы* [1, 2, 3]. Основным назначением экспертных систем (ЭС) является разработка программных средств, которые при решении задач, трудных для человека, получают результаты, не уступающие по качеству и эффективности решениям, полученным специалистом-профессионалом. Экспертная система – это компьютерная система, которая содержит базы знаний в некоторой узкой предметной области, имеет средства доступа к этим знаниям и оперирования ими. Экспертные системы по праву стали первыми интеллектуальными системами, и до сих пор основным критерием интеллектуальности является наличие механизмов работы со знаниями [7].

Экспертные системы применяют в различных сферах, где требуется принятие управленческих и других решений. В частности, их используют в медицине, финансах, нефтяной и газовой промышленности, энергетике, горном деле, фармацевтической промышленности, металлургии, машиностроении, на транспорте и во многих других областях.

Экспертные системы имеют некоторые общие характерные черты [2]:

- наличие четко ограниченной предметной области, для которой предназначена конкретная ЭС;
- возможность принятия решений в условиях неопределенности: для этого применяются специальные методы и компьютерные алгоритмы;
- способность объяснять мотивы и результат принимаемого решения с использованием соответствующего профессионального языка (специалистам, не являющимся экспертами, достаточно легко общаться и работать с экспертной системой);
- четкое разделение фактов и выводов;
- возможность постоянного пополнения базы знаний и наращивания системы, а также ее обучения в процессе эксплуатации;
- вывод результата в форме рекомендаций с перечнем конкретных действий, которые необходимо выполнить для решения проблемы;
- ориентация на решение трудноформализуемых и неформализуемых задач принятия решений;
- отсутствие заранее заданного алгоритма принятия решений: алгоритм строится самой системой в процессе анализа имеющихся данных;
- отсутствие гарантии получения оптимального результата (как правило, результат бывает хорошим, но не наилучшим из возможных).

Основные компоненты, из которых состоит ЭС, показаны на рисунке 1.

**База данных (рабочая память)** предназначена для хранения исходных и промежуточных данных решаемой в текущий момент задачи. Этот термин совпадает по названию, но не по смыслу с термином, используемым в информационно-поисковых системах (ИПС) и системах управления базами данных (СУБД) для обозначения всех данных (в первую очередь долгосрочных), хранимых в системе.

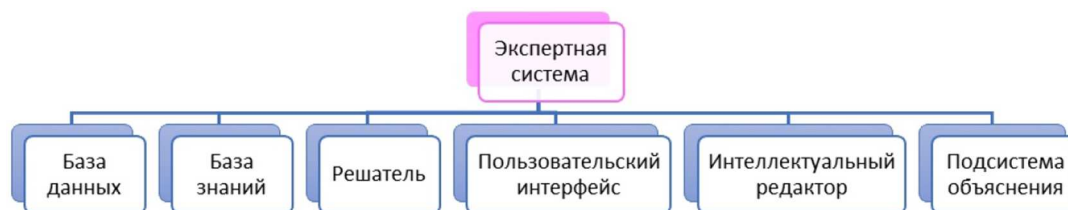


Рисунок 1 – Типичная структура ЭС

**База знаний (БЗ)** экспертной системы предназначена для хранения долгосрочных *данных*, описывающих рассматриваемую область (не текущих данных), и *правил*, которые используются для оперирования данными – описывают их целесообразные преобразования.

Данные (факты) характеризуют рассматриваемые объекты и явления, которые для данной предметной области являются постоянными, содержат статистическую информацию. Правила представляют собой типовые алгоритмы обработки данных, которые позволяют получить новые знания из имеющихся данных. Для экспертной системы выбора гидравлического двигателя в качестве данных должны выступать такие факты, как проектный профиль скважины, типоразмер долота, частота вращения долота, осевая нагрузка на долото, плотность и расход бурового раствора и т.д., а правилами будут являться сравнение фактов и показателей с характерными или рекомендуемыми для того или иного случая значениями, методики исключения неподходящих вариантов на основе анализа имеющихся данных и прочее.

ЭС запрашивает и анализирует параметры и факты, интерпретирует результаты, генерирует временные гипотезы, запрашивает дополнительную информацию и учитывает полученные результаты анализа. Процесс продолжается до получения достаточной информации для формирования заключения.

При разработке ЭС наиболее критическим фактором является человеческий, поскольку разработка таких систем требует высочайшей квалификации от коллектива разработчиков [7]. Для создания БЗ привлекают три основных группы специалистов:

- эксперты в предметной области;
- инженеры по знаниям (специалисты в области разработки искусственных интеллектуальных систем);
- программисты, которые реализуют экспертную систему на практике.

Задача эксперта состоит в определении данных и правил, которые характеризуют предметную область, а также обеспечивают полноту и правильность БЗ. Инженер по знаниям выступает в роли промежуточного буфера между экспертом и базой знаний. В задачи инженеров по знаниям входит выявление и структурирование знаний. Они также выбирают наиболее подходящие для решения поставленных задач программные средства, способы представления знаний с помощью этих программных средств, а также программируют стандартные функции и процедуры, которые будут использоваться во вводимых экспертом правилах. Задачами программистов является разработка необходимых программных средств и осуществление сопряжения этих средств с программным окружением ЭС.

**Решатель** как компонент ЭС, используя исходные данные из рабочей памяти и знания из БЗ, формирует такую последовательность правил, которые, будучи примененными к исходным данным, приводят к решению задачи. Это механизм получения и вывода результата.

**Интеллектуальный редактор** базы знаний предназначен для автоматизации работы пользователя по наполнению ЭС новыми знаниями.

**Подсистема объяснения** выводит описание способа решения поставленной задачи, а также использованных для этого знаний. Если результат не получен, подсистема дает пояснение причин этого события.

**Пользовательский интерфейс** предназначен для организации общения ЭС и пользователей на всех этапах работы.

Интерфейс пользователя обеспечивает два режима работы экспертной системы: режим **приобретения знаний** и режим **решения задач**.

В режиме приобретения знаний эксперт при помощи инженера по знаниям наполняет ЭС необходимыми знаниями, которые в дальнейшем позволяют экспертной системе уже в режиме решения задач самостоятельно находить ответ. В режиме решения задач ЭС для пользователя является или просто носителем информации (справочником), или позволяет получать результат и объясняет способ его получения. Конечный пользователь в режиме решения задач вводит в ЭС данные, которые поступают в рабочую область и обрабатываются решателем (с привлечением необходимой информации из базы знаний).

Экспертные системы имеют ряд важных преимуществ перед человеком-экспертом [2, 3]:

- *постоянство и стабильность* – компетентность экспертных систем не зависит от колебаний, которые связаны с состоянием здоровья человека, усталостью и другими подобными факторами;
- *простота передачи информации* – имеющаяся ЭС можно легко копировать, и это намного проще, чем многократно передавать знания от человека к человеку;



• *устойчивость и воспроизводимость получаемых результатов* – эксперт-человек может принимать в сходных условиях различные решения из-за эмоциональных факторов, результаты же экспертной системы стабильны;

• *стоимость* – разработка ЭС затратна, но они дешевы в эксплуатации;

• *быстрый отклик* – ЭС формирует решение в короткие сроки и может быть более готовой к работе, чем эксперт-человек, может применяться в экстремальных ситуациях, когда требуется быстрая реакция в реальном времени.

Вместе с тем экспертные системы имеют ряд существенных недостатков [1, 2]:

• *предназначение для узкой предметной области* – в отличие от других систем искусственного интеллекта ЭС не могут решать универсальные задачи, такие как классификация данных, подбор зависимостей и т.п.;

• *существенная зависимость качества работы от качества базы знаний*, которая содержится в ЭС, а качество этой БЗ определяется, с одной стороны, квалификацией тех экспертов, которых привлекали для разработки ЭС, а с другой стороны, сложностью формализации предметных областей (существуют такие предметные области, для которых сегодня в принципе невозможно создать качественную ЭС);

• *ненадежное функционирование вблизи границ их применимости* – наиболее уязвимы экспертные системы в распознавании границ своих возможностей;

• *значительные трудозатраты для пополнения базы знаний*. ЭС не способны к самообучению. Получение знаний от экспертов и внесение их в базу знаний представляет собой сложный процесс, сопряженный со значительными затратами времени и средств (как правило, такой процесс поддается очень слабой автоматизации);

• *низкая приспособляемость к обучению новым правилам и концепциям, к творчеству и изобретательству*;

• *необходимость обновления программных средств*: быстрое развитие информационных технологий, возникновение новых алгоритмов приводит к тому, что надо постоянно улучшать используемые средства сопряжения ЭС с операционными системами и другим программным окружением.

Экспертные системы сегодня классифицируют по множеству критериев, таких как назначение, сложность и объем базы знаний, класс решаемой задачи, связь с реальным временем, способ формирования решения, вид используемых данных и прочее [4, 7].

Экспертная система выбора рационального типа гидравлического забойного двигателя для бурения скважин (ЭС-ГЗД) является консультирующей (информационной) по своему назначению, с достаточно объемной базой знаний – при подборе оборудования должно быть учтено большое число взаимосвязанных и взаимозависимых факторов. Класс решаемой задачи данной ЭС – планирование и проектирование. Это статическая экспертная система, поскольку ее БЗ предполагает содержание структурированных неизменных знаний о предметной области. По виду используемых данных и знаний ЭС-ГЗД должна быть отнесена к детерминированным ЭС (данные и знания четко определены). Способ формирования решения экспертной системы выбора рационального типа ГЗД – аналитический, предполагающий подбор из множества известных альтернатив.

Для успешного построения ЭС-ГЗД необходима разработка подробного описания методики решения задачи выбора рационального типа ГЗД и эффективная совместная работа по формированию базы знаний экспертов по буровому оборудованию, специалистов в области искусственного интеллекта и разработчиков программного обеспечения.

В настоящее время экспертные системы признаны перспективным направлением, они используются во многих областях нашей жизни. В России исследования и разработки в области ЭС включены в ряд государственных и отраслевых научно-технических программ. ЭС находят практическое применение в бизнесе и в решении серьезных информационных задач и демонстрируют ощутимый эффект от их использования. Безусловно, только человек способен находить творческие, нестандартные решения, однако использование компьютерных технологий сможет сильно облегчить работу профессионала.

## Литература:

1. Аждер Т.Б. Об экспертных системах // Новая наука: от идеи к результату: Международное научное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 декабря 2016 г., г. Сургут) / в 4 ч. Ч. 3. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – № 12–3. – С. 10–12.
2. Бояркина А.К., Ермолаева В.В. Экспертные системы // Молодой ученый. – 2016. – № 11. – С. 286–289. – URL : <https://moluch.ru/archive/115/31247/> (дата обращения: 11.02.2019).
3. Джарратано Дж., Райли Г. Экспертные системы: принципы разработки и программирование, 4-е издание / Пер. с англ. – М. : ООО «ИД Вильямс», 2007. – 1152 с.
4. Попов Э.В. Экспертные системы: решение неформализованных задач в диалоге с ЭВМ. – М. : Наука, 1987. – 287 с.



5. Симонянц С.Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями : учебное пособие. – Н. Новгород : Изд-во «Вектор ТиС», 2007. – 160 с.
6. Симонянц С.Л., Двойников М.В. Гидравлические забойные двигатели / В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – Тюмень, 2017. – Т. 1. – С. 448–522.
7. Частиков А.П., Гаврилова Т.А., Белов Д.Л. Разработка экспертных систем. Среда CLIPS. – СПб. : БХВ–Петербург, 2003. – 608 с.

#### References:

1. Azhder T.B. Expert systems // New Science: from Idea to Result: The International scientific periodical of the International scientific-practical conference (December 22, 2016, Surgut). In 4 parts. – P. 3. – Sterlitamak, 2016. – № 12–3. – P. 10–12.
2. Boyarkina A.K., Ermolaeva V.V. Expert systems // Young scientist. – 2016. – № 11. – P. 286–289. – URL : <https://moluch.ru/archive/115/31247/> (accessed 11 February 2019).
3. Jarratano D., Riley G. Expert systems: principles and programming, 4th edition / Transl. from English. – M. : Publishing House «Williams», 2007. – 1152 p.
4. Popov E.V. Expert systems: Decision of nonformalized tasks in the dialogue with computer. – M. : Science, 1987. – 287 p.
5. Simonyants S.L. The technology of drilling hydraulic downhole motors : a manual. – N. Novgorod : Publishing House «Vector TiS», 2007. – 160 p.
6. Simonyants S.L., Dvoynikov M.V. Hydraulic downhole motors / In the book: Technology of drilling oil and gas wells: a textbook for university students. – Tyumen, 2017. – V. 1. – P. 448–522.
7. Chastikov A.P., Gavrilova T.A., Belov D.L. Development of expert systems. CLIPS. – St. Petersburg : BHV-Petersburg, 2003. – 608 p.



УДК 622.244.44 (075.8)

## К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

### ON THE USE OF POLYMER REAGENTS IN DRILLING FLUIDS FOR DRILLING IN PRODUCTIVE FORMATIONS

**Уляшева Надежда Михайловна**

кандидат технических наук, профессор,  
заведующая кафедрой бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
nulyasheva@ugtu.net

**Шишов Александр Михайлович**

аспирант кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
shishovvalexandr@mail.ru

**Логачев Юрий Леонидович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
u.logachev@yandex.ru

**Дуркин Василий Вячеславович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры бурения,  
Ухтинский государственный технический университет  
durkinvv@mail.ru

**Аннотация.** В статье затронуты вопросы использования полимерных буровых растворов при бурении пластов-коллекторов и возможности импортозамещения входящих в их состав химических реагентов. В работе представлены результаты исследований связанных с оценкой термостойкости полимерных реагентов, используемых для приготовления полимерных буровых растворов и их проникающей способности в проницаемую среду. Результаты исследований показали, что использование отечественных полимерных реагентов в пресных и минерализованных буровых растворах не вызывает необратимых процессов в продуктивных пластах.

**Ключевые слова:** полимерный реагент, термостойкость, кинематическая вязкость, буровой раствор, продуктивный пласт, пористость, проницаемость.

**Ulyasheva Nadezhda Mikhaelovna**

Candidate of Technical Sciences, Professor,  
Manager of department of drilling,  
Ukhta state technical university  
nulyasheva@ugtu.net

**Shishov Alexandr Mikhailovich**

Postgraduate student of drilling,  
Ukhta state technical university  
shishovvalexandr@mail.ru

**Logachev Yuri Leonidovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
associate professor of drilling,  
Ukhta state technical university  
u.logachev@yandex.ru

**Durkin Vasily Vyacheslavovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
associate professor of drilling,  
Ukhta state technical university  
durkinvv@mail.ru

**Annotation.** The article deals with the use of polymer drilling fluids in drilling reservoir formations and the possibility of import substitution of chemical reagents included in their composition. The paper presents the results of studies related to the assessment of the thermal stability of polymer reagents used for the preparation of polymer drilling fluids and their penetrating power into the permeable medium. The research results showed that the use of domestic polymeric reagents in fresh and mineralized drilling fluids does not cause irreversible processes in productive formations.

**Keywords:** polymer reagent, heat resistance, kinematic viscosity, drilling mud, productive formations, porosity, permeability.

Известно, что технология бурения и качество вскрытия продуктивных пластов (особенно составы и технологические свойства буровых растворов) оказывают существенное влияние не только на показатели работы породоразрушающих инструментов, но и геолого-геофизическую информативность результатов исследования разреза и эффективность эксплуатации, а в итоге – на достоверность оценки запасов и эффективность разработки месторождения [1]. В большинстве случаев вскрытие продуктивных горизонтов происходит с использованием полимерных буровых растворов на основе пресной и минерализованной воды. В таких растворах при фильтрации в пласт вместе с фильтратом проникают полимерные реагенты, которые могут оказать большое влияние на ФЕС пласта и дальнейшую продуктивность скважины. При этом необходимо учитывать, что буровой раствор – это «живая» система, постоянно меняющаяся в зависимости от внешних факторов. Причем не только вследствие наработки твердой фазы (выбуренной породы различного состава) и изменения содержания в нем химических реагентов из-за адсорбционных процессов, но и температурного фактора. Высокие температуры могут вызвать не только изменение формы макромолекул полимерных



реагентов, но и их деструкцию. Оба эти процесса сопровождаются, как правило, снижением реологических свойств как реагента, так и бурового раствора в целом. Таким образом, изменяется и характер фильтрационных процессов в проницаемые породы.

В лаборатории кафедры Бурения был проведен комплекс исследований, направленных на оценку термостойкости полимерных реагентов, используемых для приготовления полимерных систем, и их проникающей способности в проницаемую среду, изготовленную из натурального и искусственного кернового материала. В данной статье представлены результаты реологических исследований реагентов отечественного и импортного производства: биополимеры (Биоксан ТУ 2458-025-97457491-2010 и Barazan), полианионная целлюлоза высокой (Оснопак В и PolyPac R) и низкой (Оснопак Н и Pac L) вязкости, входящие в состав буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов [2].

Для исследований использован капиллярный вискозиметр ВПЖ-4, как самый быстрый и простой метод оценки изменения вязкостных характеристик водных растворов реагентов. Концентрация химических реагентов выбрана одинаковой и составляла 0,2 % с учетом предварительной отработки рецептур безглинистых буровых растворов. Диапазон температур выбран с учетом фактических данных для условия месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) и составил от 20 °С до 80 °С с шагом 10 °С.

Методика исследований заключалась в нагреве водного раствора полимера до температуры на 2–3 градуса выше установленной (в соответствии с программой исследований) и определяли кинематическую вязкость. При составлении программы работ учитывалось, что, как правило, в полимерном буровом растворе обычно поддерживается щелочная среда, а при вскрытии продуктивных пластов в большинстве случаев повышается минерализация. В связи с этим оценивалось воздействие всех вышеназванных факторов одновременно. При этом концентрация хлорида калия была выбрана 50 кг/м<sup>3</sup> как наиболее распространенная в таких системах на месторождениях ТПНГП для вскрытия продуктивных пластов. Содержание каустической соды для каждого раствора свое и выбрано по наибольшим показаниям кинематической вязкости [3]. Результаты испытаний (табл. 1) представлены в порядке уменьшения кинематической вязкости «чистых» растворов полимеров (рейтинг полимеров).

Результаты исследований (табл. 1) с учетом их математической обработки позволяют оценить взаимосвязь вязкостных свойств водных растворов полимерных реагентов и температуры (рисунки 1–6).

**Таблица 1** – Изменение кинематической вязкости растворов

Реагенты, 0,2 %	KCl, кг/м <sup>3</sup>	NaOH, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С						
			20	30	40	50	60	70	80
Оснопак В	0	0	39,65	31,69	27,95	24,12	20,81	18,51	16,05
		1	11,56	9,95	7,66	6,72	5,61	4,85	4,09
	50	0	7,18	6,34	5,15	4,19	3,60	2,97	2,53
		1	5,89	5,32	4,51	3,67	3,00	2,60	2,21
Barazan	0	0	30,33	25,55	23,43	20,22	16,54	12,23	8,23
		1	18,19	16,02	11,79	7,22	4,43	3,31	2,72
	50	0	16,58	13,95	13,05	–	11,19	–	8,02
		1	14,49	13,19	11,97	9,37	8,17	7,12	6,39
PolyPac R	0	0	27,13	22,33	20,83	17,61	15,62	14,51	11,86
		0,5	10,29	7,91	6,93	5,82	5,10	4,45	4,24
	50	0	5,35	4,00	3,23	2,77	2,35	2,02	1,92
		0,5	4,60	3,96	3,27	2,73	2,27	1,91	1,57
Биоксан	0	0	13,39	11,84	10,44	9,39	8,01	6,77	6,15
		0,5	10,51	8,89	7,37	6,63	5,76	5,10	4,57
	50	0	12,07	10,96	9,45	7,97	7,20	6,07	5,25
		0,5	8,44	7,32	6,91	5,53	4,62	4,14	3,70
Pac L	0	0	4,79	3,83	3,25	2,73	2,41	2,12	1,90
		0,75	2,52	2,07	1,75	1,51	1,38	1,21	1,16
	50	0	1,67	1,49	1,32	1,16	1,05	0,98	0,89
		0,75	1,69	1,51	1,34	1,20	1,09	1,01	0,94
Оснопак Н	0	0	3,87	3,17	2,80	2,33	2,10	1,89	1,60
		0,5	2,51	2,05	1,75	1,56	1,40	1,24	1,13
	50	0	1,65	1,47	1,34	1,19	1,10	1,01	–
		0,5	1,69	1,55	1,29	1,17	1,06	0,97	0,91



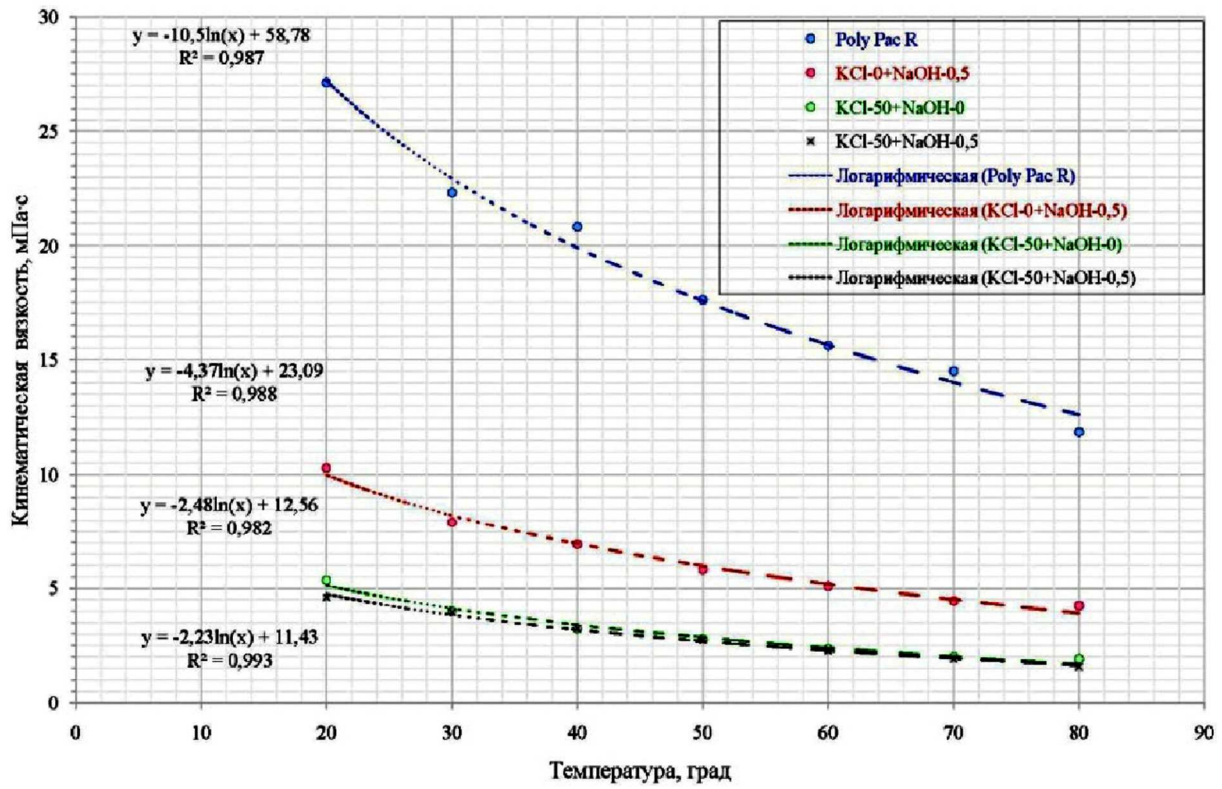


Рисунок 1 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % PolyPasR

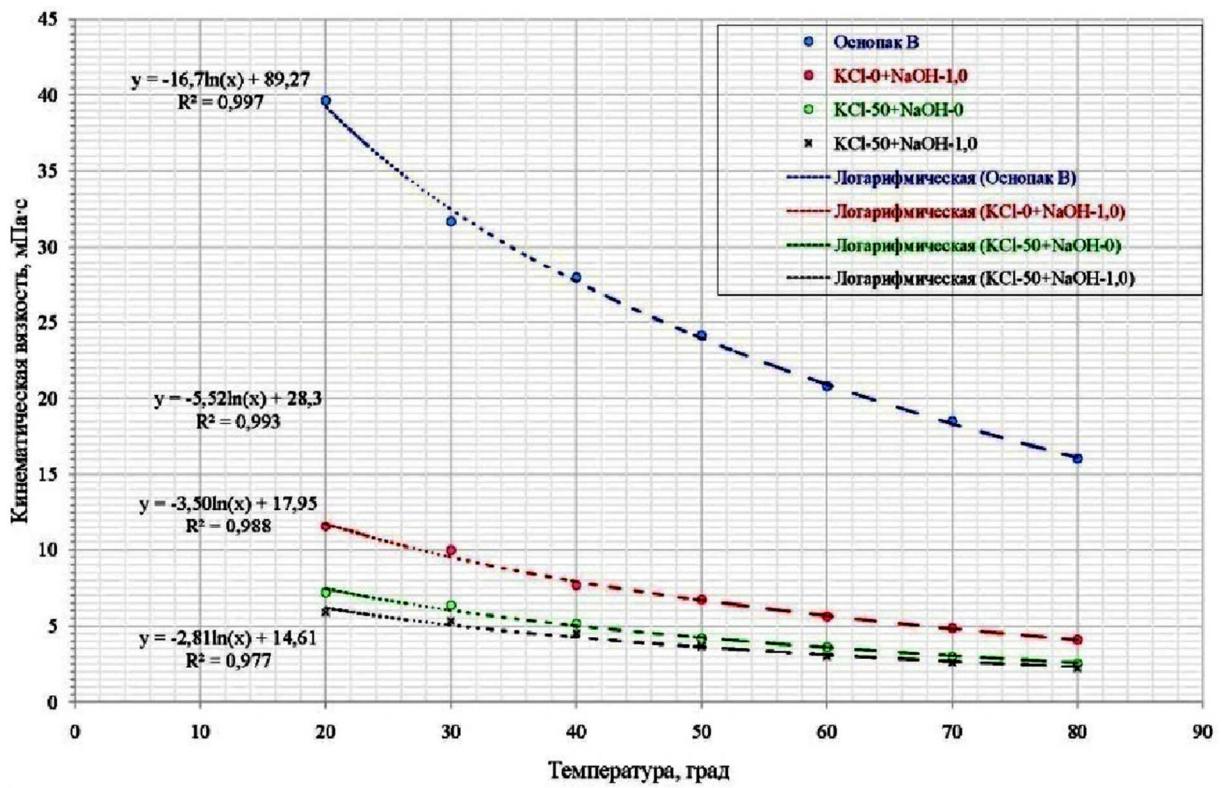


Рисунок 2 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % Оснопак В

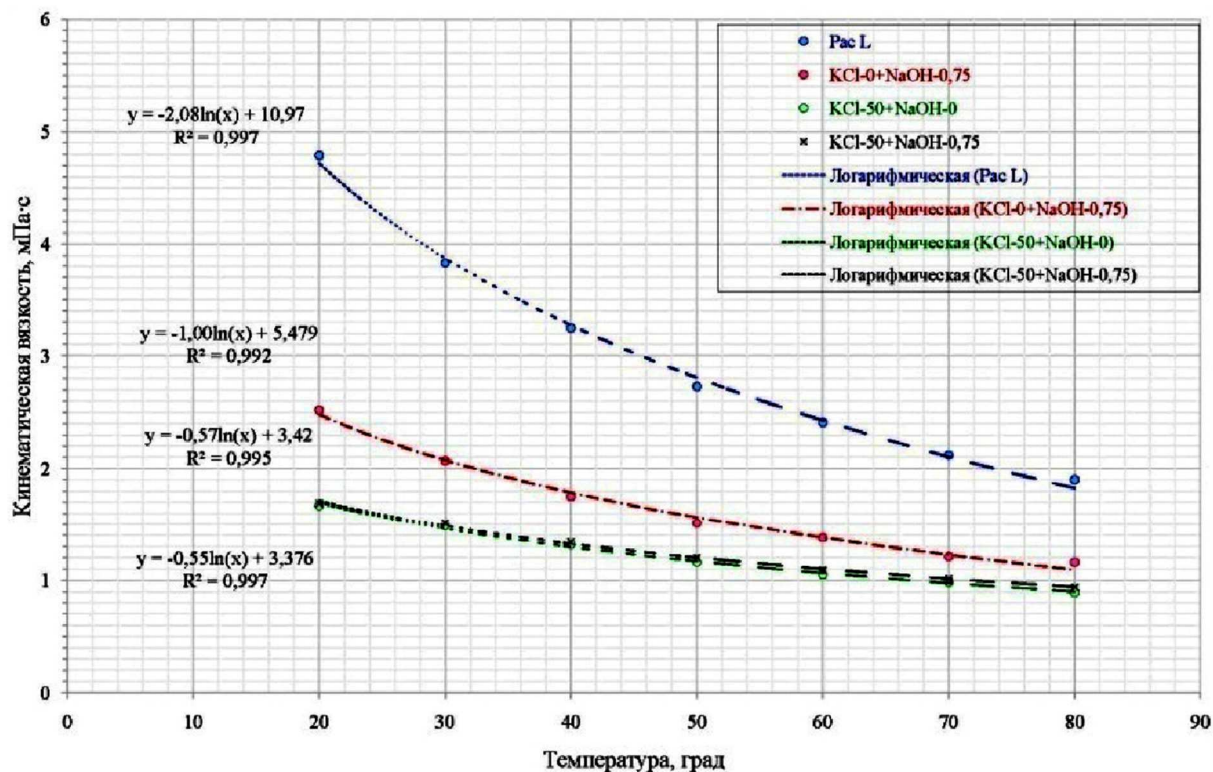


Рисунок 3 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % PacL

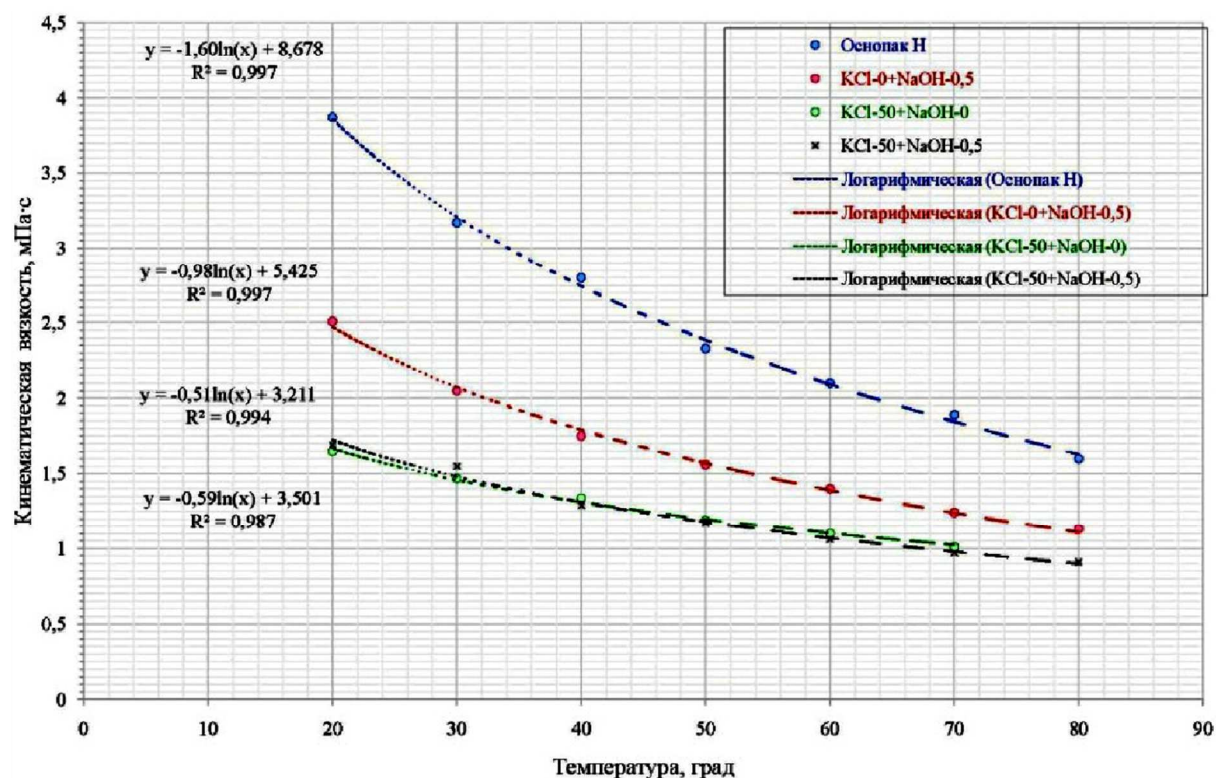


Рисунок 4 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % Оснопак H

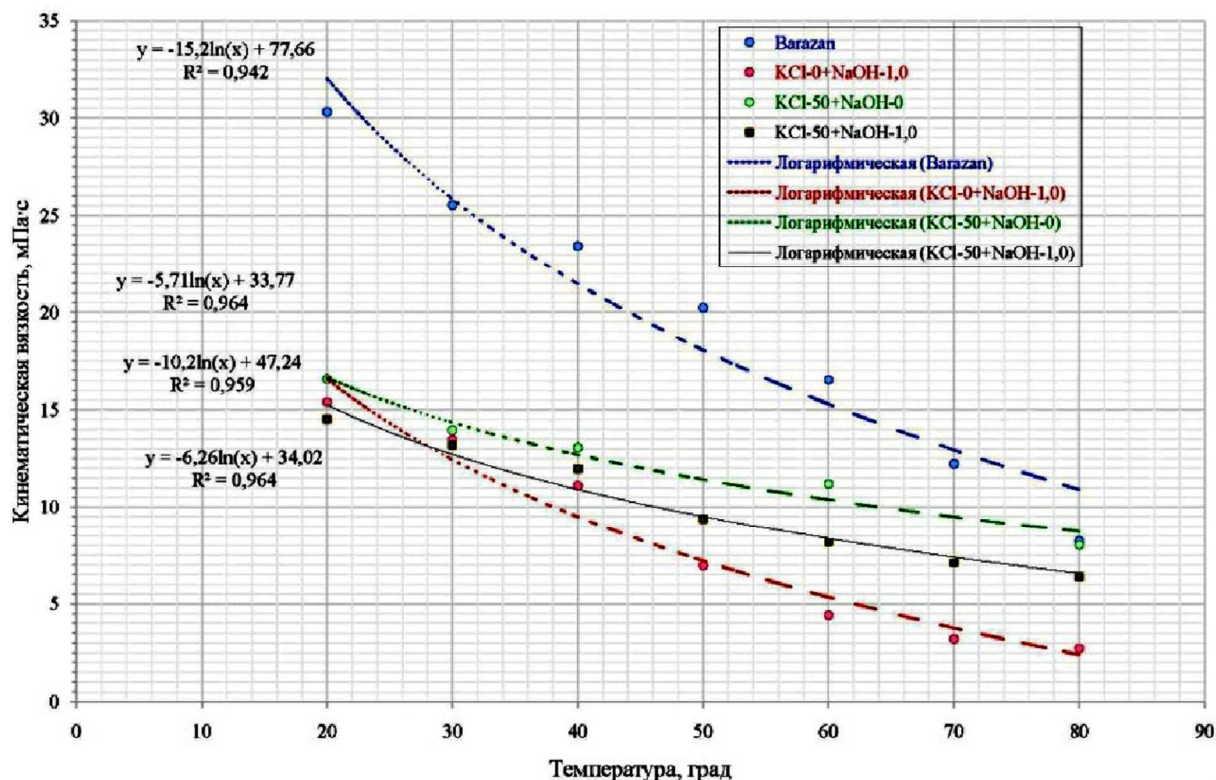


Рисунок 5 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % Barazan

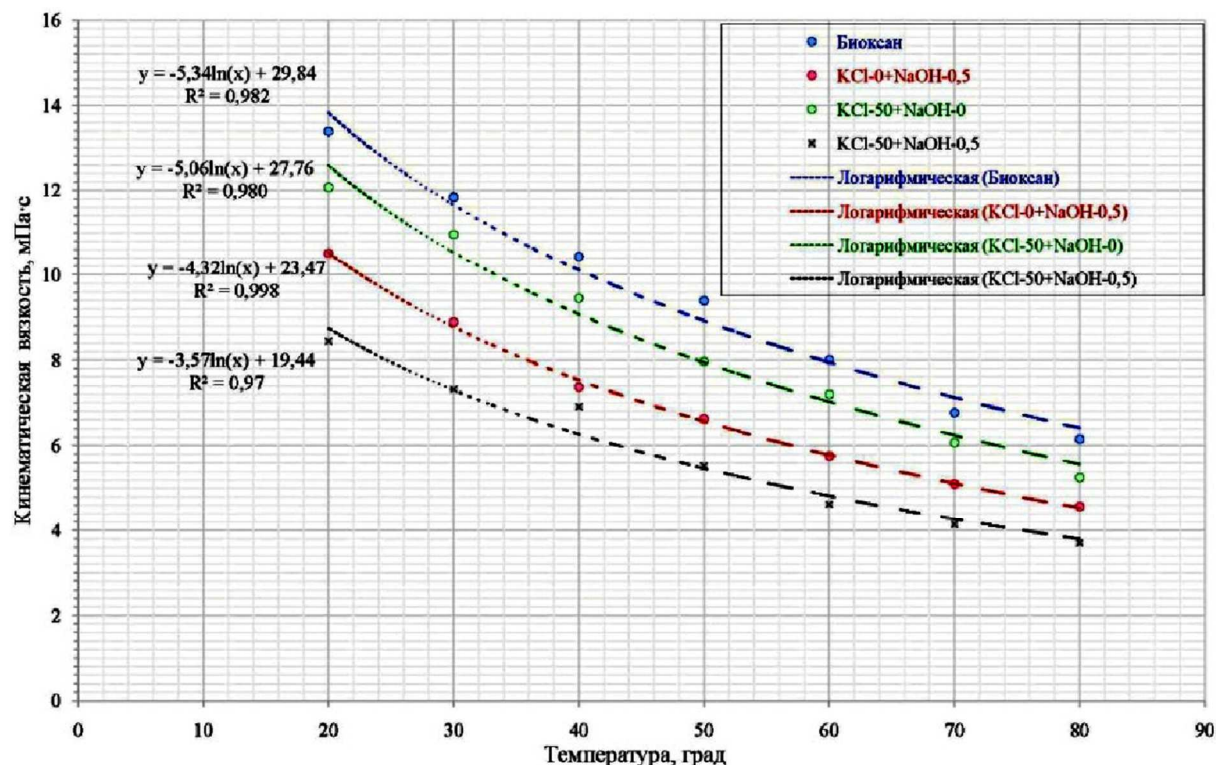


Рисунок 6 – Влияние температуры на водный раствор 0,2 % Биоксан

Математическая обработка с целью выявления зависимости кинематической вязкости от температуры с учетом ранга полимера (номера в рейтинге), позволила получить весьма точные закономерности, у которых достоверность аппроксимации ( $R^2$ ) не ниже 0,99. Графический вид функций для «чистых» растворов показан на рисунке 7. Для всех исследованных полимерных растворов характерна логарифмическая зависимость  $V$  от  $T$ :



$$V = K \cdot \ln(T) + B. \tag{1}$$

Для примера получены значения коэффициентов  $B$  и  $K$  (рис. 8) для «чистых» водных растворов полимерных реагентов ( $x$  – номер реагента в рейтинге):

$$B = 1,67x^3 - 16,65x^2 + 28,88x + 74,93; \tag{2}$$

$$K = -0,34x^3 + 3,40x^2 - 6,06x - 13,77. \tag{3}$$

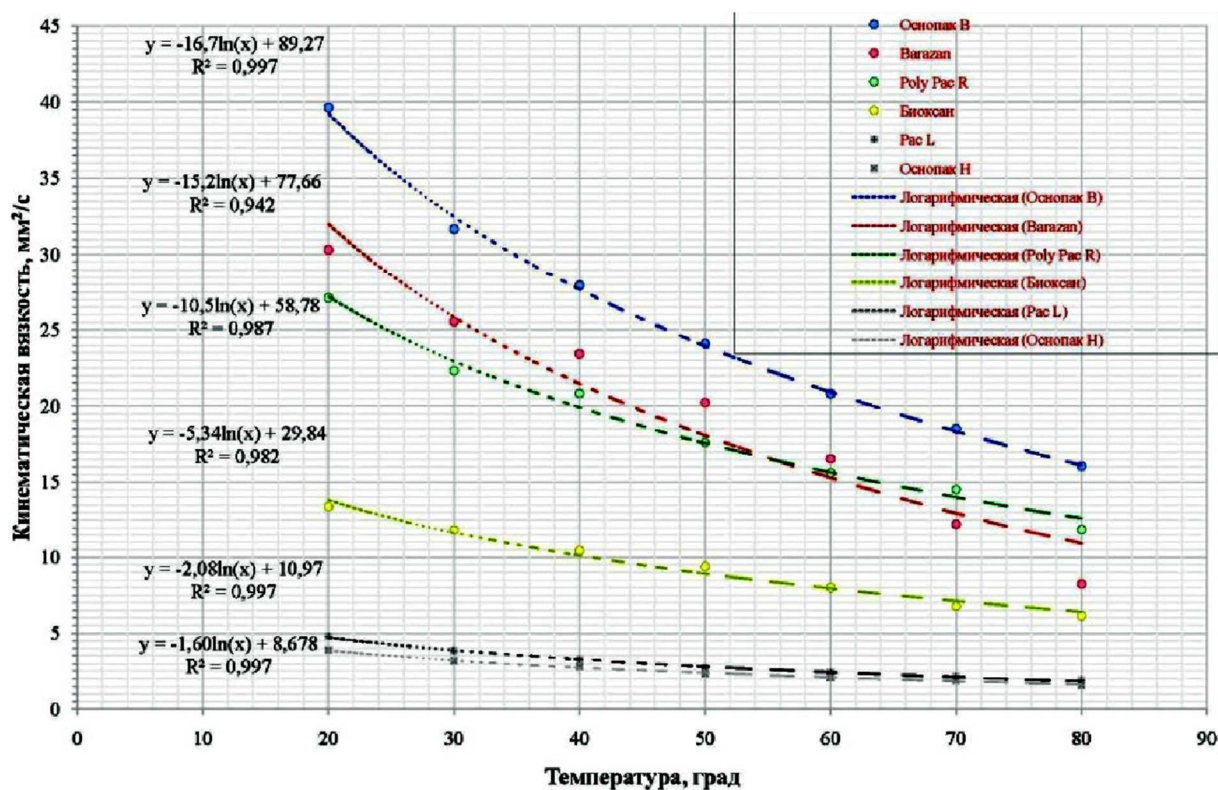


Рисунок 7 – Зависимость кинематической вязкости «чистых» полимеров от температуры

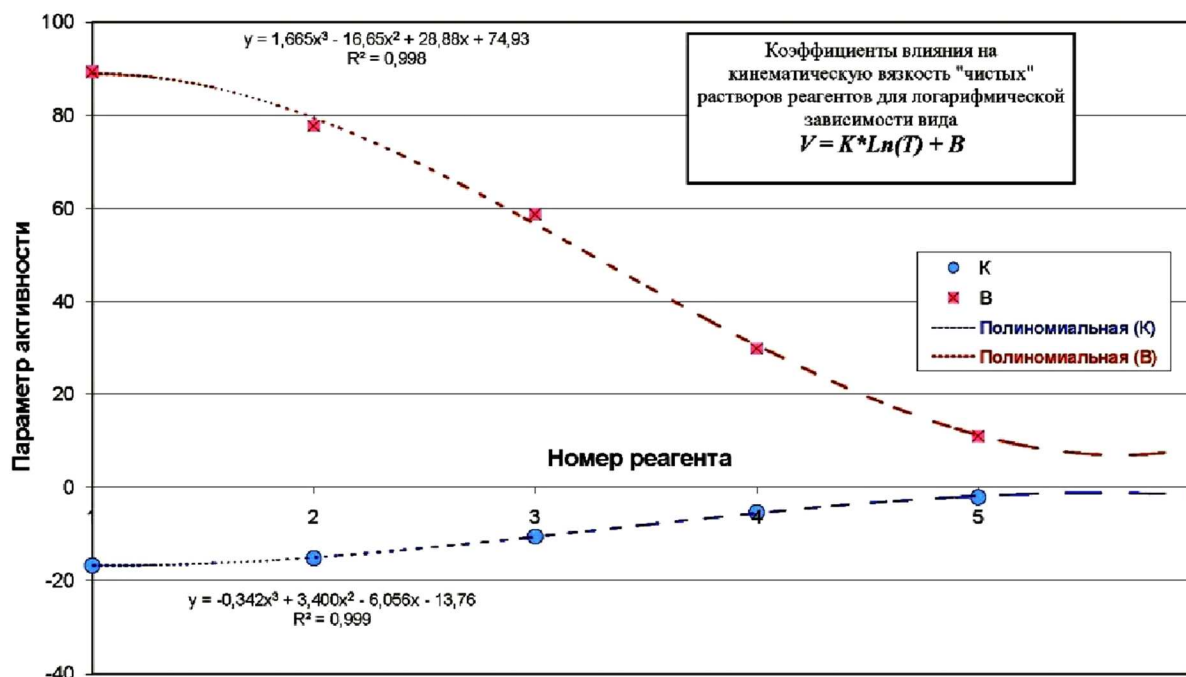


Рисунок 8 – Функциональные параметры для «чистых» водных растворов полимерных реагентов



Установлено, что на изменение вязкостных свойств растворов полимеров определенное влияние оказывает состав воды (присутствие минерализатора, щелочность). При этом интенсивность процессов зависит от собственной молекулярной массы реагента и его природы. Так, например, реакция высоковязких марок полианионной целлюлозы на температурный фактор значительно выше, чем низковязких. В присутствии минерализатора влияние температуры не так заметно, что обусловлено, по нашему мнению, предварительным изменением конформации макромолекул полимерных реагентов. Повышение концентрации каустической соды не только не повышает развернутость макромолекул анионных полимеров, но, наоборот, приводит к их глобулизации. Скорее всего, это обусловлено усилением ионизации активных групп в пресной среде при избыточном количестве щелочного электролита и требует дополнительного исследования. Таким образом, проникновение полимерных реагентов в призабойную зону продуктивного пласта будет усиливаться при повышении температуры в минерализованной среде.

Учитывая полученные результаты по оценке поведения полимерных реагентов при повышенных температурах, в ходе исследований было решено установить (сравнить) влияние пресных и минерализованных растворов с реагентами отечественного (табл. 2) и иностранного производства на фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора. Для оценки влияния полимерных систем на коллекторские свойства использовались терригенные и карбонатные образцы. В данной работе представлены результаты исследований, полученных с применением образцов керна, извлеченного из карбонатных пород различной пористости и проницаемости. КERN плотный, но с некоторым количеством рыхлого материала. Для достоверности результатов число образцов, которые насыщались растворами, было 17–18. В данной статье не представлены результаты сравнительных исследований с реагентами сервисных компаний.

**Таблица 2** – Составы исследуемых буровых растворов

Компоненты	Назначение	Содержание компонентов, % мас	
		пресный	минерализованный
Биоксан	Загуститель	2,0–3,0	3,0–4,0
Полицелл КР-К (Крахмальный реагент)	Загуститель, понизитель фильтрации	3,0–4,0	20,0–25,0
ПАЦ В	Понизитель фильтрации	3,0–4,0	2,0–3,0
ПАЦ Н	Понизитель фильтрации	–	2,0–3,0
Каустическая сода	Регулятор щелочности	2,0–3,0	2,0–3,0
Хлорид калия	Ингибитор	–	40,0–50,0
ИКБАК А	Бактерицидная добавка	0,5–1,0	0,5–1,0
Глитал	Смазочный материал	10,0–20,0	10,0–20,0
Дефом	Пенегаситель	1,0–3,0	1,0–3,0
AtrenPG	Комплекс полигликолей для сохранения проницаемости коллектора	10,0–20,0	10,0–20,0
Мраморная крошка	Утяжелитель, кольматант	согласно расчета	согласно расчета

Определение пористости и проницаемости образцов проводилось до и после насыщения раствором в атмосферных условиях (*В лаборатории Петрофизики УГТУ*). Перед замерами после насыщения растворами образцы керна подвергались экстрагированию.

Полученные результаты изображены на рисунках 9–12. На первых 2 рисунках (рис. 9–10) представлены изменения пористости образцов, а на остальных (рис. 11–12) изменение проницаемости. На графиках слева изображена связь открытой пористости / газопроницаемости, определенной по газу до и после воздействия буровым раствором, а на графиках справа показано распределение открытой пористости / газопроницаемости, определенной по газу до и после воздействия буровым раствором.

Проанализировав полученные данные, можно заметить, что при использовании пресных растворов происходит незначительное увеличение пористости. Это можно объяснить выносом некоторой части рыхлого цементирующего вещества.

В минерализованном же растворе с отечественными реагентами происходит некоторое уменьшение порового пространства. Это может быть вызвано адсорбцией некоторой части химических реагентов на поверхности фильтрационных каналов. Однако это не вызывает существенного ухудшения проницаемости керна.

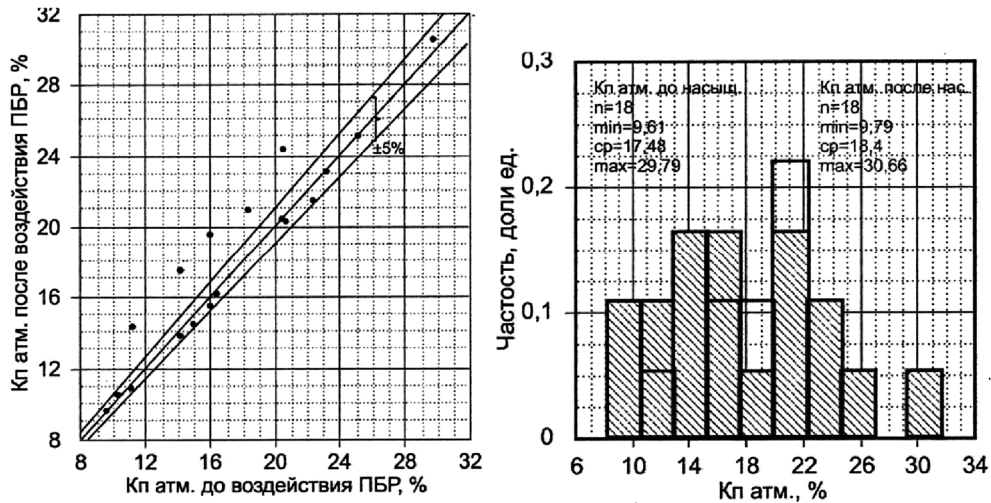


Рисунок 9 – Пористость образца до и после насыщения пресным раствором

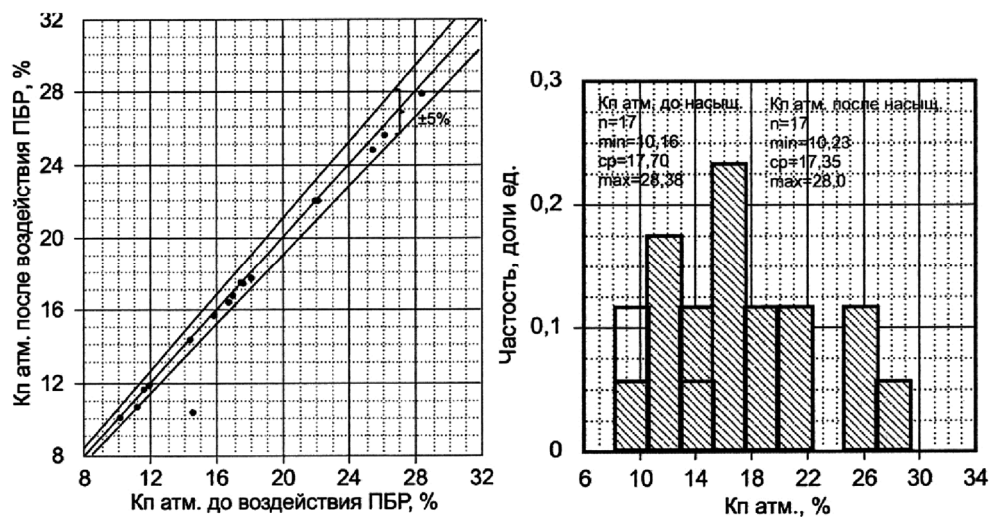


Рисунок 10 – Пористость образца до и после насыщения минерализованным раствором

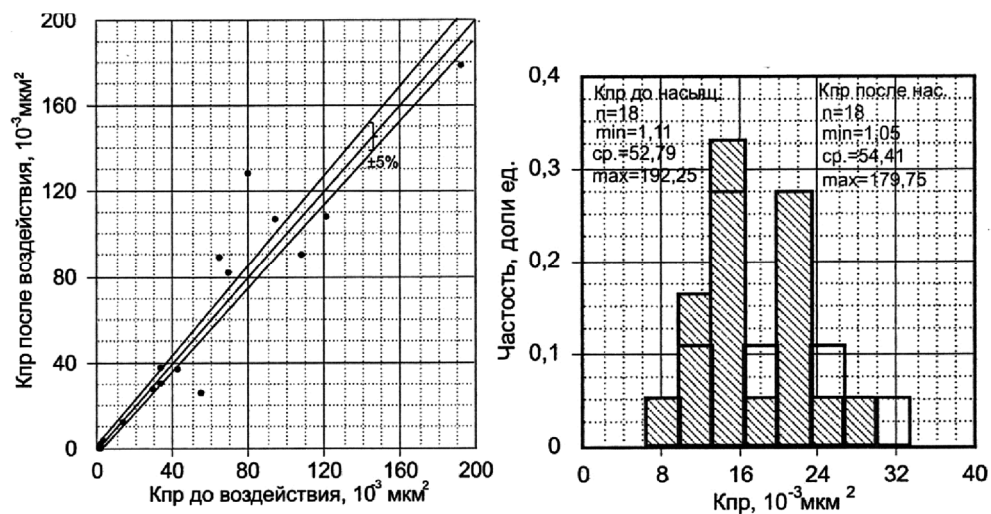


Рисунок 11 – Проницаемость образца до и после насыщения пресным раствором

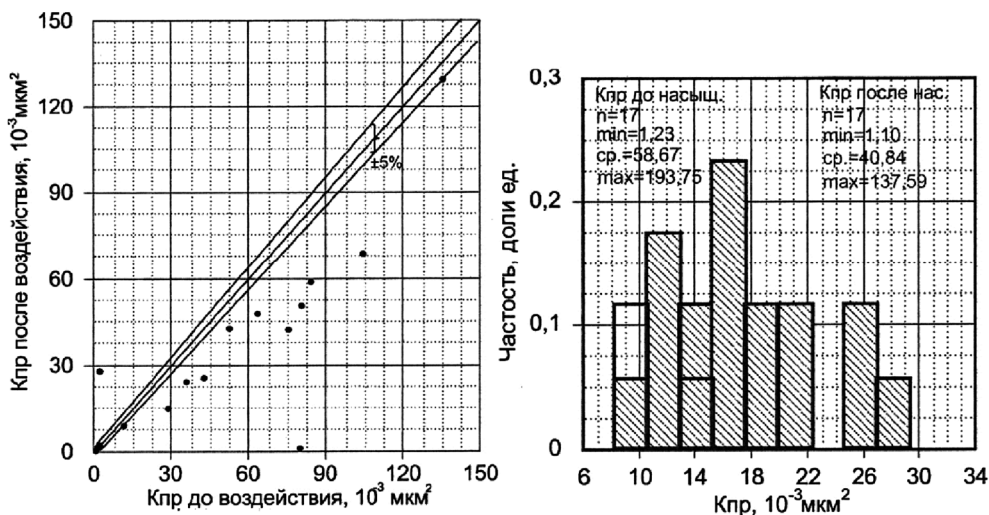


Рисунок 12 – Проницаемость образца до и после насыщения минерализованным раствором

Таким образом, результаты исследований, в том числе на керновом материале, показали, что использование отечественных полимерных реагентов в пресных и минерализованных буровых растворах не вызывает необратимых процессов в продуктивных пластах. Результаты выполненных экспериментальных исследований по оценке влияния различных компонентов промывочных жидкостей на ФЕС керна, отобранного из терригенной и карбонатной частей разреза, позволили сделать вывод о возможности импортозамещения.

**Литература:**

1. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М. : Недра, 1976. – 200 с.
2. Уляшева Н.М. Технология полимерных буровых растворов : учеб. пособие для вузов. – Ухта : Ухтанефтегазгеология, 1992. – 92 с.
3. Шишов А.М. Сравнительная оценка вязкостных свойств водных растворов отечественных и импортных полимерных реагентов // XVII Международная молодежная научная конференция «Севергеотех-2017» : в 5 ч. : материалы конференции (12–14 апреля 2017 г.). – Ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 35–39.

**References:**

1. Zhukhovitsky S.Yu. Flushing fluids in drilling. – М. : Nedra, 1976. – 200 p.
2. Ulyasheva N.M. Technology of polymer drilling fluids: manual for graduate students. – Ukhta : Ukhtaneftgazgeologiya, 1992. – 92 p.
3. Shishov A.M. Comparative assessment of viscous properties of aqueous solutions of domestic and imported polymer reagents // XVII international youth scientific conference «Severgeocotech – 2017»: in 5 parts : proceedings of the conference (12–14 April 2017). – Part 2. – Ukhta : USTU, 2018. – P. 35–39.



УДК 622.24.001.25

## ГАММА-ПРОЦЕНТНЫЙ РЕСУРС СКВАЖИН И КРИТЕРИЙ СРОКА СЛУЖБЫ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

### THE GAMMA-PERCENTAGE SERVICE LIFE OF WELLS AND THE CRITERION OF THREADED CONNECTIONS LIFETIME OF CASING PIPES

**Федорова Наталья Григорьевна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры строительства нефтяных  
и газовых скважин,  
Институт нефти и газа, Северо-Кавказский  
федеральный университет  
ms.sngs@mail.ru

**Димитриади Юлианна Константиновна**

кандидат технических наук,  
доцент, заведующая кафедрой строительства  
нефтяных и газовых скважин,  
Институт нефти и газа, Северо-Кавказский  
федеральный университет  
ms.sngs@mail.ru

**Вагина Таисия Шаиховна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры строительства нефтяных  
и газовых скважин,  
Институт нефти и газа, Северо-Кавказский  
федеральный университет  
ms.sngs@mail.ru

**Воропаева Елена Дмитриевна**

ассистент кафедры строительства нефтяных  
и газовых скважин,  
Институт нефти и газа, Северо-Кавказский  
федеральный университет  
ms.sngs@mail.ru

**Ряполов Никита Андреевич**

магистр 1 курса кафедры строительства  
нефтяных и газовых скважин,  
Институт нефти и газа, Северо-Кавказский  
федеральный университет  
ms.sngs@mail.ru

**Аннотация.** В практике эксплуатации опасных промышленных объектов особое значение имеют два временных этапа: срок службы (ресурс) и остаточный ресурс. Величина указанных сроков имеет существенную экономическую составляющую, связанную с затратами на содержание объекта.

*Назначенный* срок эксплуатации не является показателем надежности и должен уточняться в соответствии с достигнутыми на практике показателями надежности объектов.

Показано, что показатели долговечности скважин определяются соответствующими показателями эксплуатационных колонн.

Обращается внимание, что определение *нормативного* срока службы обсадных колонн с соединениями класса «Премиум» требует от производителей труб информации о величине и

**Fedorova Natalia Grigorevna**

Doctor of Engineering Sciences,  
Professor of sub-department  
«Design of oil and gas wells»,  
Institute of oil and gas,  
North-Caucasus Federal University  
ms.sngs@mail.ru

**Dimitriadi Yulianna Konstantinovna**

Candidate of Engineering Sciences,  
Docent, Head of sub-department  
«Design of oil and gas wells»,  
Institute of oil and gas,  
North-Caucasus Federal University  
ms.sngs@mail.ru

**Vagina Taisiya Shaikhovna**

Candidate of Engineering Sciences,  
Docent of sub-department  
«Design of oil and gas wells»,  
Institute of oil and gas,  
North-Caucasus Federal University  
ms.sngs@mail.ru

**Voropaeva Yelena Dmitrievna**

Assistant of sub-department  
«Design of oil and gas wells»,  
Institute of oil and gas,  
North-Caucasus Federal University  
ms.sngs@mail.ru

**Ryapolov Nikita Andreevich**

1-year magister of sub-department  
«Design of oil and gas wells»,  
Institute of oil and gas,  
North-Caucasus federal university  
ms.sngs@mail.ru

**Annotation.** In the operation practice of dangerous industrial objects, the peculiar significance has two temporal stages: service life and residual service life. A value of indicated periods has considerable economical component connected with the expenses on object maintenance.

*The assigned* service life is not an indicator of reliability and must be corrected in accordance with the indicators of objects reliability achieved on practice.

It showed that the indicators of wells' endurance are determined by correspondent indicators of production casings.

It is pointed out that the definition of *the standard* service life of the casing pipes with connections «Premium class» demands the information about the value and the warrantable periods of





гарантируемых сроках сохранения усилия затяжки узлом герметизации «металл-металл».

preservation of the tightening force by the sealing unit «metal-metal» from pipes producers.

**Ключевые слова:** скважина, обсадная труба, резьбовое соединение, усилие затяжки, разгерметизация, срок службы.

**Keywords:** well, casing pipe, threaded connection, tightening force, unsealing, service lifetime.

## **П** реамбула

В практике эксплуатации опасных промышленных объектов особое значение имеют два временных этапа: срок службы (ресурс) и остаточный ресурс.

Величина указанных сроков имеет существенную экономическую составляющую, связанную с затратами на содержание объектов.

Срок службы обычно назначается и затем корректируется в соответствии с фактическими показателями надежности скважин.

К таким показателям относится гамма-процентный ресурс – фактический срок службы скважин при требуемом значении вероятности гамма ( $\gamma$ ).

Источником получения гамма-процентного ресурса является накопление и статистическая обработка данных о фактических сроках эксплуатации и техническом состоянии скважин.

## **Результаты данных экспертизы промышленной безопасности скважин ПХГ с точки зрения долговечности скважин, крепи и цементных оболочек**

Анализ в указанном ракурсе данных экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) скважин ПХГ за период с 2007 по 2011 гг. показал следующее [1]:

- в эксплуатации находятся скважины, возраст которых составляет 40, 60 и более лет;

- в течение указанных сроков эксплуатации крепь, как объект капитального строительства, сохраняет свою целостность, т.к. по данным диагностики технического состояния скважин, взаимных перемещений обсадных колонн и цементных оболочек и связанных с такими явлениями последствий, не наблюдается.

Вероятность безотказной эксплуатации  $\gamma$  скважин при сроке службы от 30 до 50-ти лет составляет не менее 96 %.

Это фактический эксплуатационный показатель надежности скважин ПХГ, в соответствии с которым откорректирован назначенный срок их эксплуатации.

Срок безопасной эксплуатации скважин ПХГ (обеспечиваемый с вероятностью безотказной работы  $\gamma = 96\%$ ) составляет 42 года.

В этой связи отметим следующее.

Если цементные оболочки рассматривать как конструкции, выполняющие силовую функцию, – разгрузку обсадных колонн от собственного веса, то промысловая практика свидетельствует о том, что долговечность цементных оболочек не ниже (а теоретически – выше) долговечности эксплуатационных колонн.

Кроме того, в скважине цементные оболочки, находятся между обсадными колоннами, или обсадной колонной и стенкой скважины, т.е. между опорными конструкциями, при этом необходимым условием для разрушения цементных оболочек будет являться разрушение именно опорных конструкций.

Из вышеизложенного следует, что долговечность крепи должна определяться долговечностью эксплуатационной колонны, как наиболее нагруженного и подверженного воздействиям (среды и механическим) несущего элемента [2].

Конструктивными элементами, определяющим прочность и долговечность обсадной колонны, являются трубы

Если доминирующим механизмом повреждения на прогнозируемый период эксплуатации является общий коррозионный износ, то нормативный срок службы и остаточный ресурс обсадных труб можно рассчитать в соответствии с [3].

При этом используются характеристики несущей способности труб при увеличении характерного размера коррозионного повреждения.

Такие характеристики индивидуальны для диаметра труб, по сути, это выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности труб (к избыточным наружному и внутреннему давлению) в функции характерного размера повреждения и номинальной толщины стенки.

Приведем для примера алгоритм расчета остаточного ресурса труб диаметром 168,3 мм

Характеристика снижения несущей способности труб диаметром 168,3 мм при общем коррозии внутренней поверхности имеет вид [5]

$$K_2 = (0,0235 \cdot \delta_{\text{ф}} + 0,8038) \cdot \exp((0,0304 \cdot \delta_{\text{ф}} - 0,5455) u), \quad (1)$$

где  $K_2$  – коэффициент снижения несущей способности поврежденных труб к избыточному внутреннему давлению;  $\delta_{\text{ф}}$  – фактическая толщина стенки труб, мм;  $u$  – глубина коррозионного повреждения, мм.



$\delta_\phi$  и  $u$  – устанавливаются при дефектоскопии колонны на момент проведения расчета.

Критерием предельного состояния труб является уменьшение толщины стенки до предельно допустимой величины  $[u]$ . Рассчитывается  $[u]$  по преобразованному относительно нее выражению (1)

$$[u] = \frac{\ln\{[K_2] / (0,0235 \cdot \delta_\phi + 0,8038)\}}{0,0304 \cdot \delta_\phi - 0,5455}, \tag{2}$$

где  $[K_2]$  – допускаемое значение коэффициента снижения несущей способности:

$$[K_2] = n_2 \cdot P_{\text{вн.изб}} / P_T', \tag{3}$$

где  $P_T'$  – избыточное внутреннее давление, при котором максимальные напряжения в стенке поврежденных труб равны пределу текучести материала, МПа. Значение  $P_T'$  рассчитывается, например, в соответствии с [4].  $P_{\text{вн.изб}}$  – эксплуатационная нагрузка (избыточное внутреннее давление) на прогнозируемый период эксплуатации, МПа. Характер давления – статический (повторно статический);  $n_2$  – коэффициент запаса прочности к внутреннему давлению [5].

Остаточный ресурс  $T$  (годы) обсадных труб рассчитывается по формуле

$$T = \frac{[u]}{V}, \tag{4}$$

где  $V$  – скорость коррозии мм/год.

$$V = \Delta\delta / \Delta t. \tag{5}$$

где  $\Delta\delta$  (мм) – изменения толщины стенки к периоду времени  $\Delta t$  (год), за которое оно произошло.

Прогнозирование ресурса выполняется:

- по индивидуальной для каждого диаметра труб характеристике снижения несущей способности при увеличении характерного размера повреждения;
- с учетом фактического технического состояния труб;
- имеющегося резерва прочности к эксплуатационной нагрузке.

Однако, как видно, расчет остаточного ресурса относится к гладкой части обсадных труб.

Повышение нормативных сроков эксплуатации скважин заставляет более пристально обратить внимание на ресурс резьбовых соединений обсадных труб.

В качестве критерия долговечности предлагается рассматривать время сохранения соединением герметичности.

В первую очередь это относится к соединениям класса «Премиум» и времени сохранения усилия затяжки элементами узла герметизации «металл-металл» (рис. 1).

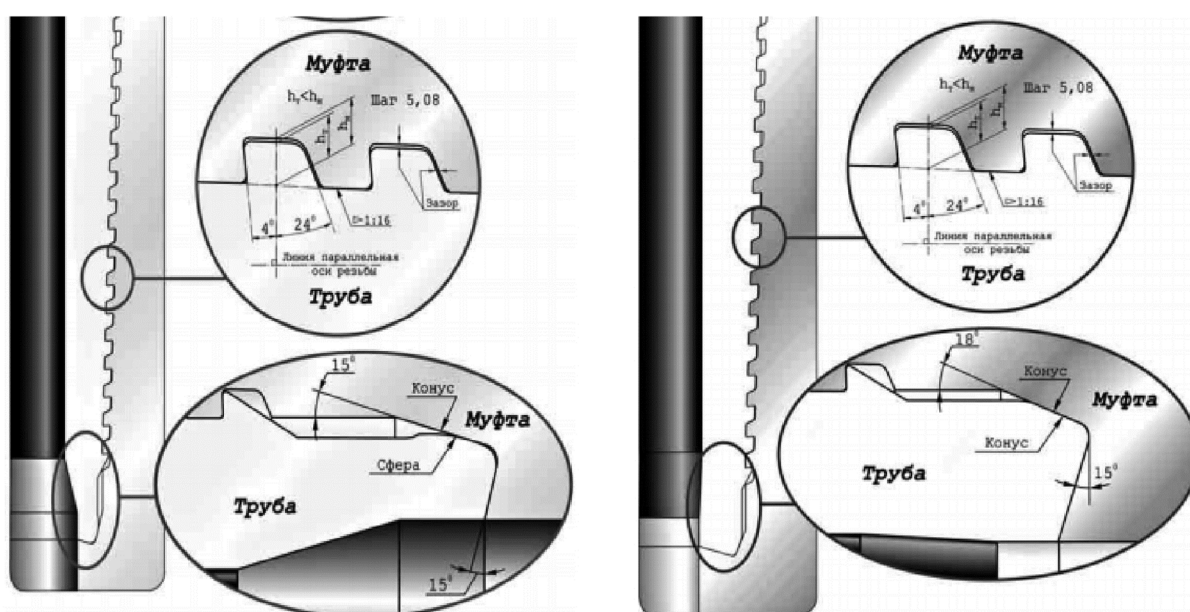


Рисунок 1 – Примеры конструкций резьбовых соединений класса «Премиум»



Механизм разгерметизации соединений такого типа был указан специалистами фирмы Ниррон Стил Корпорейшн (девяностые годы прошлого столетия) – это пластическое деформирование торца трубы под действием значительного сжимающего напряжения и разведение элементов уплотнения при последующем приложении растягивающей нагрузки.

Снижаться усилие затяжки может уже при спуске обсадной колонны в скважину, более того, соединение может быть разгерметизировано [6].

Рассмотрим механизма снижения усилия затяжки узла герметизации соединения при спуске колонны.

На рисунке 2 приведена характеристика узла уплотнения, состоящая из двух ветвей: характеристики растянутого I (элемент муфты) и сжатого II (торец трубы) элементов. Характеристики элементов расположены таким образом, что у них в точке пересечения A общая координата, равная усилию их затяжки  $Q_0$ .

Характеристиками элементов узла герметизации являются перестроенные действительные диаграммы растяжения и сжатия металла из координат «напряжение  $\sigma$  – деформация  $\varepsilon$ », в координаты усилие  $N$  – смещение  $\delta$ .

Координатные оси для торца трубы –  $N_T, \delta_T$ , для ответного элемента муфты  $N_M, \delta_M$  [5].

Нагружение соединения после сборки суммарным сжимающим усилием  $N$ , превышающем усилие затяжки  $Q_0$ , приведет к снижению последнего. Рисунок 2 иллюстрирует механизм снижения усилия затяжки до  $Q'_0$ , если сжимающие нагрузки  $N$  превышают  $Q_0$ .

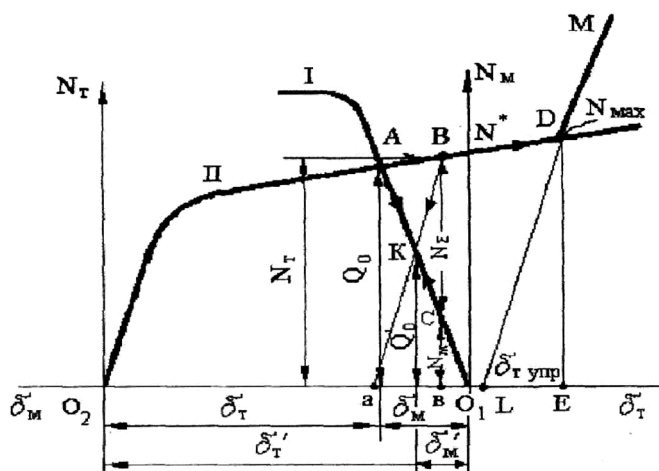


Рисунок 2 – Характеристика соединения

При нагрузке:

- сжатый элемент (торец трубы) нагружается соответственно своей характеристике – по части прямой «AB»;
- растянутый (ответный элемент муфты) разгружается по прямолинейной части своей характеристики, как показано стрелками, исходящими из точки «A».
- графически соответствующие усилия выражаются отрезками:

$$BC = N_{\Sigma};$$

$$Cв = N_M;$$

$$BC + Cв = N_T.$$

При разгрузке:

- сжатый элемент разгружается в соответствии с законом разгрузки по прямой «Ba» параллельно линейному участку диаграммы (показано стрелкой, нисходящей из точки «B»);
- растянутый, работающий в пределах упругости, нагружается по линейному участку своей диаграммы (показано стрелкой, выходящей из точки «C»);
- точка пересечения «K» линий, отражающих разгрузку соединения от усилия  $N_{\Sigma}$ , соответствует новой, вторичной величине усилия затяжки  $Q'_0$ .

$$Q'_0 < Q_0.$$

Если продолжить нагружение соединения сжимающей нагрузкой за точку «B», то при нагрузке  $N^*$  растянутый элемент разгрузится окончательно.

Дальнейшее увеличение нагрузки приведет к тому, что всю внешнюю силу сжатый элемент будет воспринимать самостоятельно.



При  $N = N_{\max}$  (точка «D») на диаграмме, величина пластических деформаций торца трубы будет равна отрезку  $O_2L$  (отрезок  $LE$  соответствует величине упругих его деформаций  $\delta_{T,упр}$ ), которая определит величину зазора при приложении к соединению растягивающего усилия.

Как видно, при наличии достоверных исходных данных можно определить безопасную для соединения величину сжимающей силы.

Однако ответ на вопрос о сроке сохранения усилия затяжки узлом герметизации «металл-металл» остается открытым.

Представляется рациональным включение в сопроводительную документацию на обсадные трубы с соединениями класса «Премиум» сведений о допускаемом усилии сжатия на соединение и сроке сохранения усилия герметизации. Понятно, что это потребует от предприятий-производителей выполнения определенной работы.

Решение указанных вопросов внесет ясность в вопросы обеспечения сохранения усилия затяжки при спуске эксплуатационной колонны в скважину и ее *нормативном* сроке службы с сохранением герметичности резьбовых соединений.

### Литература:

1. Шамшин В.И., Федорова Н.Г., Дубенко В.Е. К определению сроков безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2014. – № 3. – С. 30–32.
2. Федорова Н.Г. Цементные оболочки и долговечность скважин // Нефтяное хозяйство. – М., 2017. – № 8. – С. 86–88.
3. Инструкция по расчету долговечности и остаточного ресурса скважин: СТО Газпром 2-3.2-346-2009. – М. : ООО «Газпром экспо», 2009. – 36 с.
4. Инструкция по расчету поврежденных и находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн: СТО Газпром 2-2.3-117-2007. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 55 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин: взамен РД 39-7/1-0001-89. – М. : ВНИИГАЗ, 1997. – 194 с.
6. Рябоконт А.А., Федорова Н.Г., Дубенко В.Е. Механизм разгерметизации резьбовых соединений обсадных труб с торцевым уплотнением // Сб. научных трудов ВНИИГаз: Строительство газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ВНИИГаз, 1997. – С. 93–100.

### References:

1. Shamshin V.I., Fedorova N.G., Dubenko V.Ye. 2014. About periods definition of the safe operation of oil-and-gas wells // Design of oil-and-gas wells onshore and offshore. – № 3. – P. 30–32.
2. Fedorova N.G. 2017. Cement sheaths and well endurance // Oil economy. – № 8. – P. 86–88.
3. Manual to calculate the endurance and the residual service life of the wells. 2009. STO Gasprom 2-3.2-346-2009. – М. : ООО «Gasprom экспо». – 36 p.
4. Manual to calculate the damaged and situated in special operational conditions the casing pipes. 2007. STO Gasprom 2-2.3-117-2007. – М. : ООО «IRTS Gasprom». – 55 p.
5. Instruction to design the casing pipes for oil and gas wells: instead Regulation document 39-7/1-0001-89. 1997. – М. : VNIIGAS. – 194 p.
6. Ryabokon A.A., Fedorova N.G., Dubenko V.Ye. 1997. A mechanism of the threaded connections unsealing of the casing pipes with the face seal // Collection of research papers VNIIGAS: The design of oil and gas wells. – М. : VNIIGAS. – P. 93–100.



УДК 622.24

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

### USING OF SWELLING PACKERS DURING COMPLETION HORIZONTAL WELLS

**Часовников Дмитрий Валерьевич**

магистрант,  
Российский государственный университет нефти и газа  
(национального исследовательского университета)  
имени И.М. Губкина  
chasovnikov.dmitry@gmail.com

**Chasovnikov Dmitry Valerievich**  
Master degree student,  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
chasovnikov.dmitry@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассмотрены классификация, конструкция, достоинства и недостатки набухающих пакеров.

**Annotation.** The article discusses the classification, design, advantages and disadvantages of swelling packers.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, заканчивание, набухающие пакеры.

**Keywords:** horizontal wells, completion, swelling packers.

Мировой и отечественный опыт свидетельствуют о том, что наиболее эффективная разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов обеспечивается благодаря использованию протяженных горизонтальных скважин, в которые спускают забойное оборудование, позволяющее контролировать и регулировать приток флюидов. Так как горизонтальная скважина вскрывает интервалы с различными фильтрационно-емкостными свойствами, то происходит неравномерная выработка запасов, обводнение высокопроницаемых пропластков, что в целом нарушает процесс разработки объекта. В таких условиях проблема ограничения водопритоков приобретает особую актуальность [1, 2].

Современные технологии предупреждения и ликвидации поступающей в скважину воды весьма разнообразны и включают большое количество как химических, так и технических способов изоляции пластов. Однако промысловый опыт показывает, что использование изоляционных составов не всегда приносит достаточный эффект [3]. Одним из самых простых и надежных способов изоляции обводнившихся пропластков является применение пакеров, резиновые уплотнительные элементы которых при этом сжатию прижимаются к стенке скважины, обеспечивая необходимую герметичность изоляции. По способам образования сил, деформирующих уплотнительный элемент, пакеры подразделяются на механические и гидравлические. Недостатком этих пакеров является сложность конструкции.

Альтернативным вариантом является применение набухающих пакеров, уплотнительный элемент которых набухает в присутствии скважинного флюида или другого активационного вещества с целью образования кольцевого уплотнения [4–8]. В данной статье речь пойдет именно об этом типе пакеров.

В настоящее время в нашей стране и за рубежом активно развивается технология разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков и другие виды работ при креплении скважин с применением набухающих пакеров, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой, нефтью, буровым раствором) (рис. 1).



Рисунок 1 – Классификация набухающих пакеров [6]



Существенными достоинствами таких пакеров являются отсутствие в их конструкции подвижных частей и необратимая изоляция пластов. При воздействии на набухающий пакер скважинных флюидов происходит его набухание, вследствие чего герметизируется затрубное пространство в открытом или обсаженном стволе (рис. 2). В зависимости от температурных режимов, свойств скважинного флюида процесс набухания длится от нескольких дней до недель, а полное увеличение объема может варьироваться от 100 % до 200 %.



Рисунок 2 – Процесс набухания эластомера [8]

Пакерующий элемент с эластомером, изготовленным из многосоставной резиновой смеси, способен выдерживать перепад давлений более 70 МПа при сокращенном времени набухания (от 5 суток). Благодаря относительно большой длине резинового эластомера (по сравнению с гидравлическими и гидромеханическими пакерами) возможно применение набухающих пакеров в скважинах с повышенной кавернозностью открытого ствола.

Набухающие пакеры зачастую являются простым, более надежным способом изоляции, чем альтернативные средства, такие как гидравлические или механические пакеры и даже цементирование.

Конструкция набухающего пакера представлена на рисунке 3.

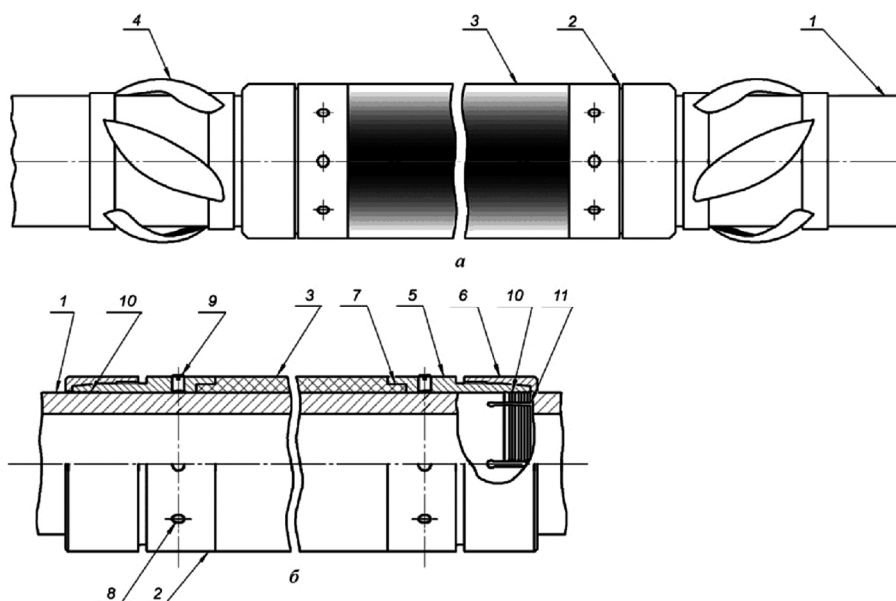


Рисунок 3 – Конструкция набухающего пакера [4]

На рисунке 3 обозначены следующие основные элементы конструкции набухающего пакера: 1 – обсадная труба; 2 – упорные кольца; 3 – набухающий элемент; 4 – центраторы-турбулизаторы; 5 – цанговый фиксатор; 6 – обжимное кольцо; 7 – канавка; 8 – отверстия с резьбой; 9 – винт; 10 – насечки; 11 – разрезы.

Защитные кольца предохраняют уплотнительный элемент (эластомер) и направляют пакер во время его спуска в скважину. После спуска и установки пакера в требуемом месте защитные кольца препятствуют выдавливанию эластомера.

Благодаря прочной конструкции и простоте в эксплуатации, набухающие пакеры представляют собой гибкое решение для многих случаев, в которых требуется герметичное уплотнение. Областями их применения являются: изоляция интервалов гидроразрыва пласта (особенно в горизонтальном стволе); сегментация ствола скважины; изоляция постоянного давления в кольцевом пространстве между колоннами; обеспечение целостности цементного камня путем исключения микрокольцевых зон и формирования каналов для раствора; обеспечение системы разобщения участков просачивания воды; создание зональной изоляции для гравийных и песчаных фильтров.

Результаты лабораторных исследований показывают, что скорость набухания эластомеров зависит от ряда факторов, основными из которых являются структурный состав эластомера, состав



жидкости, в которой происходит его набухание, степень доступа жидкости к поверхности эластомера, а также температурные условия (рис. 4).

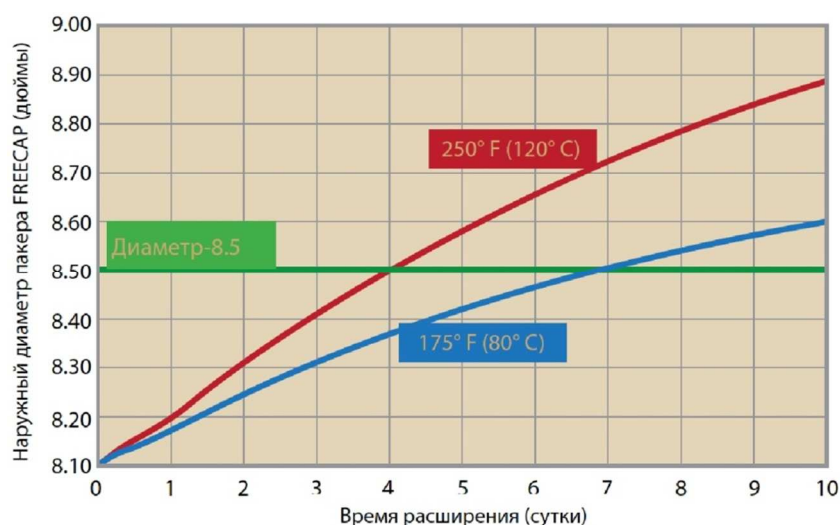


Рисунок 4 – Зависимость расширения эластомера от времени и температуры [8]

При спуске в скважину набухающего пакера существует опасность преждевременного разбухания уплотнительного элемента при контакте со скважинной жидкостью. Для того чтобы исключить преждевременное разбухание пакера применяют различного рода системы, способные замедлять процесс набухания. Наиболее простым решением является применение специального наружного покрытия эластомера. Но есть и более совершенные технические решения, например, пакеры, содержащие встроенный механизм задержки набухания, который позволяет начать термодинамическую абсорбцию сразу после установки, но задерживает набухание эластомера. Наличие задержки, достигаемой без каких-либо наружных покрытий, уменьшает риск преждевременного набухания эластомера в процессе спуска пакера в скважину.

Достоинствами набухающих пакеров являются: отсутствие спускных устройств, самоустановка; подходят для обсаженных и необсаженных стволов скважин, отсутствие движущихся частей, снижение вероятности отказов; самовосстановление, соответствие профилю ствола скважины; долговечность уплотнения; сокращение времени установки и численности персонала – снижение стоимости.

Практика применения набухающих пакеров показала, что наряду с достоинствами они имеют и недостатки, прежде всего: отсутствие возможности быстрой распаковки, при больших перепадах давления существует вероятность выдавливания эластомера, что приводит к потере его герметизирующей способности; ограничено применение в условиях высокой температуры и давления, в газовых скважинах.

#### Выводы:

1. Набухающие пакеры можно устанавливать в скважинах с мягкими, рыхлыми и неустойчивыми породами, так как разбухающий уплотнительный элемент способен предохранять стенки скважины от нарушения целостности пласта. Также их можно использовать в скважинах с поврежденной обсадной колонной, так как уплотняющий элемент пакера (эластомер) обладает самовосстанавливающимися свойствами.

2. Гидравлические и механические пакеры устанавливаются быстро и активируются сразу после спуска компоновки. В этом случае нагрузка на обсадную колонну носит сильный и кратковременный характер, что может привести к ее повреждению. Набухающие же пакеры начинают действовать постепенно, в течение нескольких дней, что обеспечивает долгосрочную изоляцию пластов и предохраняет обсадную колонну от повреждения.

3. Во многих областях применения набухающие пакеры являются более безопасным и простым средством разобщения пластов, чем цементирование и перфорирование.

#### Литература:

1. Конструкции забоев и способы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием ствола / Ф.Ф. Ахмадишин [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – С. 178–181.
2. Балаба В.И., Дунюшкин И.И., Павленко В.П. Промышленная безопасность добычи нефти и газа : научное издание. – М. : Национальный институт нефти и газа, 2008. – 544 с.



3. Зинченко О.Д. Физико-химические методы ограничения и ликвидации водопритоков в газо- и нефтедобывающие скважины // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 4. – С. 64–66.
4. Отечественный водонабухающий пакер для заканчивания и ремонта скважин с горизонтальным окончанием ствола / А.К. Азизова [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 6. – С. 26–30.
5. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин / Н.Г. Ибрагимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 48–50.
6. Казымов Ш.П., Абдуллаева Э.С. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2015. – № 3. – С. 43–51.
7. Катеев Р.И., Исаков А.Р., Зарипов И.М. Опыт применения водонефтенабухающих заколонных пакеров «TAM International» // Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – С. 213–220.
8. TAM FREECAP Эластомерные пакеры затрубного пространства, расширяющиеся при контакте с флюидами. – URL : [tamintl.ru/images/pdfs/brochures/FREECAP\\_Brochure.pdf](http://tamintl.ru/images/pdfs/brochures/FREECAP_Brochure.pdf) (дата обращения 23.03.2019).

#### References:

1. Face constructions and methods of well completion with a horizontal end of the well / F.F. Akhmadishin [et al.] // Collection of scientific works of TatNIPIneft. – M. : VNIIOENG, 2012. – P. 178–181.
2. Balaba V.I., Dunyushkin I.I., Pavlenko V.P. Industrial safety of oil and gas: Scientific publication. – M. : National Institute of Oil and Gas, 2008. – 544 p.
3. Zinchenko O.D. Physical and chemical methods of restriction and elimination of water inflows in gas and oil wells // Quality management in the oil and gas complex. – 2014. – № 4. – P. 64–66.
4. Domestic water-swellable packer for completion and repair of wells with a horizontal end of the barrel / A.K. Azizova [et al.] // Equipment and technologies for the oil and gas complex. – 2015. – № 6. – P. 26–30.
5. The use of water-swellable packers to isolate the fractured sections of horizontal wellbores / N.G. Ibragimov [et al.] // Oil industry. – 2015. – № 7. – P. 48–50.
6. Kazymov Sh.P., Abdullaeva E.S. Review of the structures of swelling packers and the possibility of their application in the fields of Azerbaijan // Scientific works of Research and Development Institute of Oil and Gas of SOCAR. – 2015. – № 3. – P. 43–51.
7. Kateev R.I., Iskhakov A.R., Zaripov I.M. Experience in the use of water-oil-swelled annular packers «TAM International» / Sat. scientific tr. TatNIPIneft. – M. : VNIIOENG, 2011. – P. 213–220.
8. TAM FREECAP Elastomeric annular space packers expanding upon contact with fluids. – URL : [tamintl.ru/images/pdfs/brochures/FREECAP\\_Brochure.pdf](http://tamintl.ru/images/pdfs/brochures/FREECAP_Brochure.pdf) (application date 23.03.2019).





УДК 622.24

## УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ

### EQUIPMENT FOR CEMENTING THE PRODUCTION CASING IN A HORIZONTAL SECTION

**Шмончева Елена Евгеньевна**

доцент,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»  
elena\_drill@mail.ru

**Исмаилов Фуад Назим оглы**

аспирант,  
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

**Аннотация.** В работе предложены и описаны устройства для процесса цементирования эксплуатационной колонны на горизонтальном участке. Произведен анализ существующих устройств и выявлены их недостатки. Разработанные центратор и устройство позволят надежно и качественно произвести цементирование горизонтальных участков и создадут благоприятные условия для последующей разработки нефтегазового месторождения с большими объемами добычи углеводородов и длительными сроками эксплуатации.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, центратор, устройство для приготовления цементного раствора, центрирование обсадной колонны, цементирование.

**Shmoncheva Elena Evgenyevna**

Assistant of professor,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»  
elena\_drill@mail.ru

**Ismayilov Fuad Nazim**

Graduate Student,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»

**Annotation.** The work proposed and described devices for the process of cementing the production casing in a horizontal section. The analysis of existing devices and identified their shortcomings. The developed centralizer and device will reliably and efficiently perform cementing of horizontal sections and will create favorable conditions for the subsequent development of an oil and gas field with large volumes of hydrocarbon production and long service lives.

**Keywords:** horizontal well, centralizer, device for preparing cement slurry, centering the casing, cementing.

**В**ажным этапом при строительстве эксплуатационных горизонтальных скважин является процесс заканчивания скважин. [1].

Рассмотрим некоторые инновационные предложения для процесса цементирования эксплуатационной колонны на горизонтальном участке.

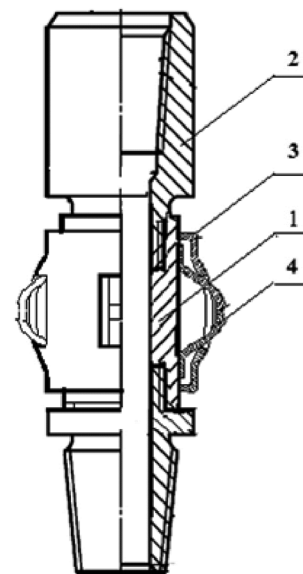
Первое предложение заключается в том, что необходимо по всей длине эксплуатационной колонны на замковых соединениях установить специальные комбинированные центраторы, так как известные традиционные упругие центраторы в этих условиях малоэффективны [2].

Поставленная задача решена разработанным центратором, который состоит из полого корпуса выпуклой формы с прорезными окнами. Во внутренней части корпуса расположен патрубок с двумя переводниками, установленными для его фиксации от продольных перемещений по обеим торцовым сторонам сверху и снизу. Опорные планки вставлены в прорезанные отверстия корпуса, они изготовлены из углеродного волокна и свободно могут перемещаться вдоль прорезных окон корпуса центратора, при этом изготовлены из стали патрубок с переводниками, корпус.

Новизна разработанного центратора в том, что в прорезанные окна корпуса вставляются опорные планки, изготовленные из углеродного волокна. Планки свободно перемещаются во внутренней части корпуса центратора. Сам корпус, патрубок, переводники изготавливаются из стали.

На рисунке 1 представлен разработанный центратор, содержащий корпус – 3 с прорезными окнами, внутри которых установлены опорные планки из углеродного волокна – 4, патрубок – 1, с переводниками – 2. Переводники расположены с двух сторон патрубка.

Центратор собирают по такой схеме. На патрубок 1 наворачивают переводник 2 и переворачивают патрубок другим концом вверх. Затем в прорезанные окна, корпуса центратора вставляют опорные планки из углеродного волокна 4 и собранную конструкцию насаживают на свободный конец патрубка 1 до касания или упора переводника 2. Потом сверху для полной фиксации заворачивают второй переводник, который фиксирует всю конструкцию.



**Рисунок 1** – Центратор для эксплуатационных колонн



Собранный таким образом центратор с планками наворачивают на эксплуатационную трубу, которая будет находиться на горизонтальном участке и все вместе опускают внутрь обсадной колонны, находящейся в скважине. Пройдя сквозь обсадную колонну большого диаметра, центратор выйдет в необсаженный горизонтальный ствол скважины, и опорные планки из углеродного волокна займут положение на нижней стенке горизонтальной скважины, тем самым будут, центрировать эксплуатационную колонну внутри скважины относительно ее оси для качественного цементирования горизонтальной скважины.

Другой важной проблемой является приготовление цементного быстросхватывающего раствора для горизонтального участка.

К наиболее известным устройствам, приготавливающим быстросхватывающие смеси в скважине, используется устройства, состоящего из корпуса, в котором концентрично установлена труба, образующую кольцевую камеру с корпусом. Камера заполнена ускорителем схватывания. Размещенный в камере поршень с патрубком для ввода рабочего агента и патрубка для вывода рабочего агента. Внутри корпуса установлен смеситель, а на наружной поверхности – пакер [3].

Однако промысловая практика цементирования горизонтальных участков скважин показала, что данные устройства имеют ряд довольно существенных недостатков. К числу их можно отнести то, что в процессе приготовления рабочего агента в большинстве случаев наблюдается неравномерность дозировки и смешивания реагентов. Это отрицательно сказывается на качестве цементирования [3].

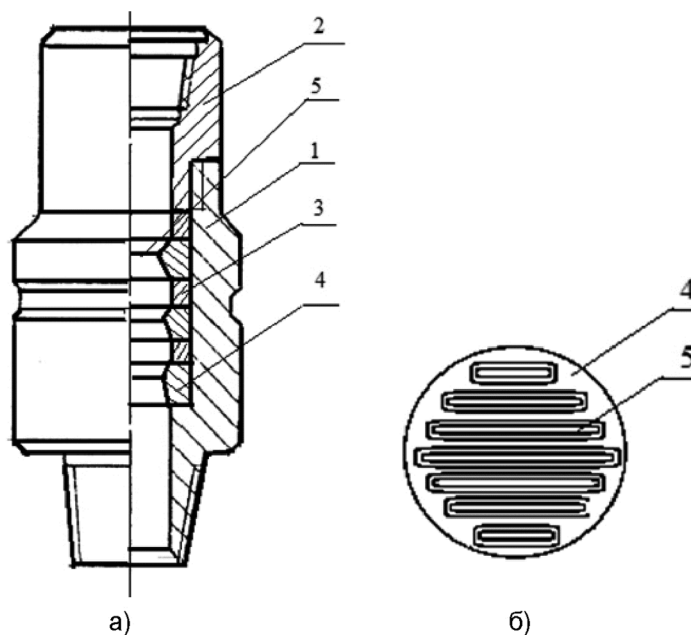
Наиболее качественное цементирование эксплуатационной колонны, можно, создать с помощью устройства ультразвуковой обработки. Данное устройство, применяемое для получения эмульсий и суспензий, тампонажных смесей, содержащее цилиндрический корпус с крышкой внутри которого расположено центральное осевое сопло, выполненное в виде сопла Лавалья с закритической расширяющейся выпуклой частью.

Наряду с большими преимуществами применения устройства ультразвуковой обработки, заложенные в ее конструкции недостатки, не позволяют использовать в горизонтальных скважинах. Это может быть объяснено тем, что в наклонных скважинах интенсифицировать процесс приготовления высоковязких с повышенной дисперсностью тампонажных систем, очень сложно из-за наличия одного сопла Лавалья с закритически расширяющейся выпуклой частью, а в горизонтальных скважинах практическое применение данного устройства невозможно.

Поставленной задачей была разработка устройства для повышения эффективности диспергации тампонажных систем, при заканчивании горизонтальных скважин.

Решение задачи было достигнуто тем, что нами разработано устройство, позволяющее приготовить быстросхватывающиеся смеси при установке его на горизонтальном участке. На рисунке 2 представлено это устройство.

Устройство включает цилиндрический корпус 1 с переводником 2, внутри которого расположены диски 4 с установленными на них щелями с расширяющейся частью 5, при этом диски, образующие камеры установлены на опорных кольцах 3, прилегающих к внутренней поверхности корпуса.



**Рисунок 2** – Устройство, приготавливающее быстросхватывающиеся смеси в горизонтальных скважинах:  
а) устройство в сборке; б) диски со щелями



Габариты разработанного устройства регламентированы внутренним диаметром колонны. Наружный диаметр корпуса устройства равен или меньше диаметра муфты колонны, а его длина не превышает одного метра.

Новизна разработанного устройства в том, что в корпусе нами установлены горизонтальные диски, имеющие щели с расширяющейся частью. За счет щелей на горизонтальных дисках, в момент удара струй жидкости о диски с щелями возникают условия для интенсивного разрушения гидратных оболочек частиц минералов тампонажных систем.

На внутреннее основание корпуса 1 устанавливают опорное кольцо 3 и на него в горизонтальном положении устанавливают диск 4 с щелями с расширяющейся частью 5. Аналогично устанавливают все диски. В заключительной части сборки конструкции устройства для приготовления быстросхватывающей смеси устанавливают переводник 2.

Собранную конструкцию устройства для приготовления быстросхватывающей смеси в скважине, наворачивают на конец насосно-компрессорной трубы и спускают в скважину в зону горизонтального участка. Во время прокачки тампонажной системы через щели с расширяющейся частью 5, расположенных на дисках 4, происходит процесс удара высокоскоростных струй жидкости о перпендикулярную плоскость горизонтальных пластин с щелями. При этом создается препятствия свободному выходу потоку тампонажной системы и это повторяется многократно, что способствует интенсивному разрушению гидратных оболочек частиц минералов тампонажной системы и получению высоковязких с повышенной дисперсностью растворов, которые цементируют горизонтальный участок скважины.

Применение разработанного устройства позволит многократно использовать различные тампонажные системы, в неограниченных объемах, причем с возможностью получения высоковязких систем на горизонтальном участке.

Эффект, который дает это устройство, создается тем, что низковязкая, прокачиваемая тампонажная система входит в это устройство, а из нее выходит не прокачиваемая, очень густая тампонажная система, способная качественно цементировать горизонтальный участок скважины.

Экономическая эффективность использования предлагаемого устройства, рассчитывается на основе повышения времени эксплуатации скважин.

#### **Литература:**

1. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Analysis of incident causes while directional and horizontal wells drilling // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – V. 11. – № 20. – P. 10039–10042.
2. Кузнецов В.А., Исмаилов Ф.Н. К вопросу о цементировании горизонтального участка добывающих горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 30–34.
3. Сулейманов Э.Т. Применение современных технических средств для оценки качества цементирования скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ВНИИОЭНГ. – 2017. – № 2. – С. 34–38.

#### **References:**

1. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Analysis of incident causes while directional and horizontal wells drilling // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – V. 11. – № 20. – P. 10039–10042.
2. Kuznetsov V.A., Ismayilov F.N. The problem of a horizontal part cementing of operational horizontal wells // Construction of oil and gas wells on land and sea. – 2018. – № 9. – P. 30–34.
3. Suleymanov E.T. Use of modern technical equipment to estimate wells cementation quality // Construction of oil and gas wells on land and sea. – 2017. – № 2. – P. 34–38.



УДК 622.244.443

**ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ЭФФЕКТИВНОСТИ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ТИПА МБП-М, МБП-С**

**STUDIES ON THE EFFICIENCY OF MATERIALS FOR THE PREPARATION OF BUFFER LIQUIDS SUCH AS MBP-M, MBP-C**

**Щербич Николай Ефимович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет

**Балуев Анатолий Андреевич**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет  
baluevaa@tyuiu.ru

**Коростелев Алексей Сергеевич**

заместитель генерального директора,  
ЗАО «Гранула»

**Функ Роман Александрович**

магистрант 2 курса,  
Тюменский индустриальный университет

**Щербич Данила Андреевич**

бакалавр 4 курса,  
Тюменский индустриальный университет

**Мансурова Машхура Музаффаровна**

ассистент-стажер «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет  
mansurovamm@tyuiu.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена экспериментальным исследованиям и оценке эффективности материалов для приготовления буферных жидкостей типа МБП-М, МБП-С.

**Ключевые слова:** буферная жидкость, материалы для приготовления буферных жидкостей типа МБП-М, МБП-С, смывающая способность буферной жидкости.

**Shcherbich Nikolai Yefimovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
associate professor at the Oil  
and Gas Drilling Department,  
Tyumen Industrial University

**Baluyev Anatoly Andreevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor at the Oil  
and Gas Drilling Department,  
Tyumen Industrial University  
baluevaa@tyuiu.ru

**Korostelev Alexey Sergeevich**

Deputy CEO,  
CJSC Granula

**Funk Roman Alexandrovich**

Second-year Student,  
Tyumen Industrial University

**Shcherbich Danila Andreevich**

Fourth-year Bachelor's degree,  
Tyumen Industrial University

**Mansurova Mashkhury Muzaffarovna**

Assistant intern at the Oil and Gas Drilling  
Well,  
Tyumen Industrial University  
mansurovamm@tyuiu.ru

**Annotation.** This article is devoted to experimental research and evaluation of the effectiveness of materials for the preparation of buffer liquids such as MBP-M, MBP-C.

**Keywords:** Buffer fluid, materials for the preparation of buffer liquids such as MBP-M, MBP-C, flushing capacity of the buffer fluid.

**М**атериал буферный, порошкообразный моющий (МБП-М) выпускается по ТУ 2148-002-20935980-2009 [1] и предназначен для приготовления буферных жидкостей низкой плотности с целью смыва бурового раствора с обсадных труб и стенок скважины за счет наличия химически активных компонентов и повышенной глиноемкости.

Основные технические показатели материала МБП-М приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Технические показатели МБП-М

Технический показатель	Нормируемого показателя по ТУ 2148002-20935980-2009 [1]	Метод испытаний
Моющая способность, %, не менее	50	ТУ 2148-002-20935980-2009 [1]
Массовая доля общей пятиокиси фосфора (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ), %, не менее	50	ГОСТ 20291-80 и ТУ 2148002-20935980-2009 [1]
pH 1 %-ного водного раствора, не более	9,5	ТУ 2148-002-20935980-2009 [1]



Учитывая, что техническими условиями предусмотрена оценка моющей способности водных растворов МБП-М только по отношению к глинистым растворам, приготовленным в лабораторных условиях, а сама процедура выполнения испытаний не обеспечивает получения объективных данных, была проведена оценка эффективности растворов МБП-М по отношению к реальным промысловым жидкостям с использованием специальной методики.

В качестве тестового раствора, который подлежал смыву буферной жидкостью, в опытах использовался рабочий полимер-глинистый буровой раствор, отобранный при бурении под хвостовик в скважине 2092 Уренгойского ГКМ. Выбор данного раствора обусловлен повышенным содержанием смазочных добавок и других антифрикционных материалов, вводимых для обеспечения безаварийного бурения в условиях больших углов отклонения ствола скважины от вертикали (более  $70^\circ$ ), которые необходимо удалять в процессе цементирования для обеспечения сцепления тампонажного камня со стенками скважины и обсадной колонной.

Для оценки смывающей способности применялась методика, позволяющая с одной стороны имитировать условия удаления слоев бурового раствора с неровной поверхности, а с другой – определять влияние интенсивности (скорости) и времени прокачивания буферной жидкости на степень удаления бурового раствора. С этой целью в опытах использовался ротационный вискозиметр модели 3500 LS (фирмы «Chandler Engineering»). Условия тестирования буферных жидкостей при низких скоростях сдвига обуславливаются необходимостью получения информации о химической активности жидкости, поскольку в условиях высоких скоростей сдвига удаление глинистого раствора происходит в основном за счет эрозийного смыва. Учитывая наличие во многих случаях ламинарного режима течения, испытания при низких скоростях сдвига позволяют оценить степень удаления бурового раствора в зоне, близкой к стенке скважины, очистка которой является весьма важным и необходимым мероприятием.

В качестве модели поверхности горных пород, на которую наносится буровой раствор, применялся специальный сетчатый цилиндрический элемент, который размещался на цилиндре из нержавеющей стали. Последний был изготовлен дополнительно и по размерам соответствовал стандартному внешнему вращающемуся цилиндру прибора, но без верхних циркуляционных отверстий и с заглушенной нижней частью.

Для изготовления сетчатого элемента использовалось стандартное металлическое сито с размером ячейки 0,85 мм. Методика оценки смывающей способности буферных жидкостей заключалась в следующем.

Наружный цилиндр с помещенным сетчатым элементом обезжиривались и закреплялись на приборе (без установки внутреннего измерительного цилиндра). Затем сборка помещалась в буровой раствор (аналогично процедуре по определению реологических свойств) из расчета погружения в раствор сетчатого элемента на всю высоту. Сборка выдерживалась 20 мин в буровом растворе, после чего стакан с раствором опускался, а избыток раствора стекал с цилиндра с сетчатым элементом в течение 5 мин. В дальнейшем сборка с налипшим буровым раствором снималась с прибора, взвешивалась, повторно устанавливалась на прибор и помещалась в стакан с испытываемой буферной жидкостью. Включением вращения наружного цилиндра с сетчатым элементом, покрытым буровым раствором, производился смыв раствора в течение 5 мин. Частота вращения цилиндра составляла 30 об/мин, что соответствовало расчетной линейной скорости течения 0,063 м/с и в большей степени имитирует процессы смыва бурового раствора в пристенной области скважины за счет химической активности буферной жидкости. После 5 мин смыва вращение прекращалось, сборка снималась с прибора и взвешивалась. В дальнейшем производился повторный смыв бурового раствора со сборки в течение еще 5 мин и повторно определялась масса сборки.

Эффективность смыва бурового раствора определялась из отношения массы сборки после воздействия буферной жидкости к начальной массе сборки с буровым раствором. Для сравнения, помимо МБП-М, по указанной методике проверялись другие составы буферных жидкостей, а также вода.

Результаты выполненных исследований приведены в таблице 2. Рассматривая полученные результаты, можно отметить необходимость увеличения времени контакта буферных жидкостей с загрязненной буровым раствором поверхностью до 10 мин для обеспечения максимальной очистки ее от остатков раствора. Очевидно, что это не всегда выполнимо вследствие опасности снижения гидростатического давления в затрубном пространстве составного столба бурового раствора и буферной жидкости низкой плотности ниже пластового давления и возникновение газопроявлений уже в процессе окончания закачивания буферной жидкости.

Для повышения степени очистки ствола скважины при небольших объемах моющей буферной жидкости необходимо обеспечивать скорость движения ее в затрубном пространстве не менее 0,8 м/с.

Материал буферный порошкообразный структурированный МБП-С предназначен для получения буферной жидкости, служащей для разделения по составу и плотности тампонажных и буровых растворов, выпускается по ТУ 9291-001-20935980-2009 [2]. Основные технические показатели материала МБП-С приведены в таблице 3.



**Таблица 2** – Результаты исследований смывающей способности МБП-М, ТПФН, НИКА-4, НТФ и воды

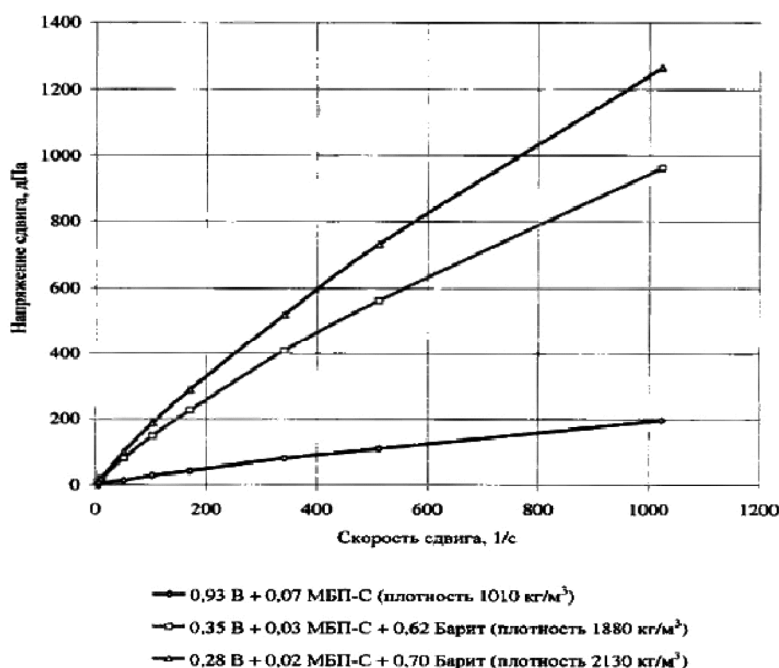
Составы «моющих» растворов	Масса «налипшего» бур. раствора, г	Масса бур. раствора, «смытого» в течение 5 мин, г	Масса бур. раствора, «смытого» в течение 10 мин, г	Степень смыва» бур. раствора через 5 мин, %	Степень «смыва» бур. раствора через 10 мин, %
1,0 вода	10,8	4,8	–	44,4	–
1,0 вода + 0,5 %МБП-М	9,7	5,2	7,8	53,6	80,4
1,0 вода + 1,0 %МБП-М	9,4	4,9	7,8	52,1	82,9
1,0 вода + 2,0 %МБП-М	8,7	5,0	7,4	57,5	85,1
1,0 вода + 1,0 % ТПФН	10,3	4,9	8,2	47,6	79,6
1,0 вода + 2,0 % ТПФН	10,1	5,0	8,3	49,5	82,2
1,0 вода + 0,5 % НИКА-4	9,5	5,5	8,0	57,9	84,2
1,0 вода + 1,0 % НИКА-4	9,5	5,6	8,2	58,9	86,3
1,0 вода + 5,0 % НИКА-4	9,3	4,8	8,2	51,6	88,2
1,0 вода + 10,0 % НИКА-4	9,1	4,9	8,2	53,8	90,1
1,0 вода + 0,1 % НТФ	9,0	4,8	7,0	53,3	77,8

Примечание. Сборка выдерживалась 20 мин в бур.растворе, затем смывалась 5,10 минут со скоростью 30 об/мин

**Таблица 3** – Технические показатели МБП-С

Технические показатели	Нормируемое значение показателя по ТУ 2148002-20935980-2009 [1]	Метод испытаний
Условная вязкость неутяжеленной буферной жидкости, с, не менее	22	ТУ 9291-001-20935980-2009 [2]
Показатель фильтратоотдачи см <sup>3</sup> , не более	15	-/-
Седиментация утяжелителя из буферной жидкости при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	100	-/-

На данном этапе работ были проведены испытания исходной буферной жидкости в соответствии с техническими условиями, а также дополнительные испытания утяжеленных составов с различной плотностью по оценке их стабильности и совместимости с тампонажными растворами. Результаты исследований приведены в таблице 4 и на рисунках 1–4.



**Рисунок 1** – Изменение напряжения сдвига от скорости сдвига буферных жидкостей с различной плотностью на основе МБП-С

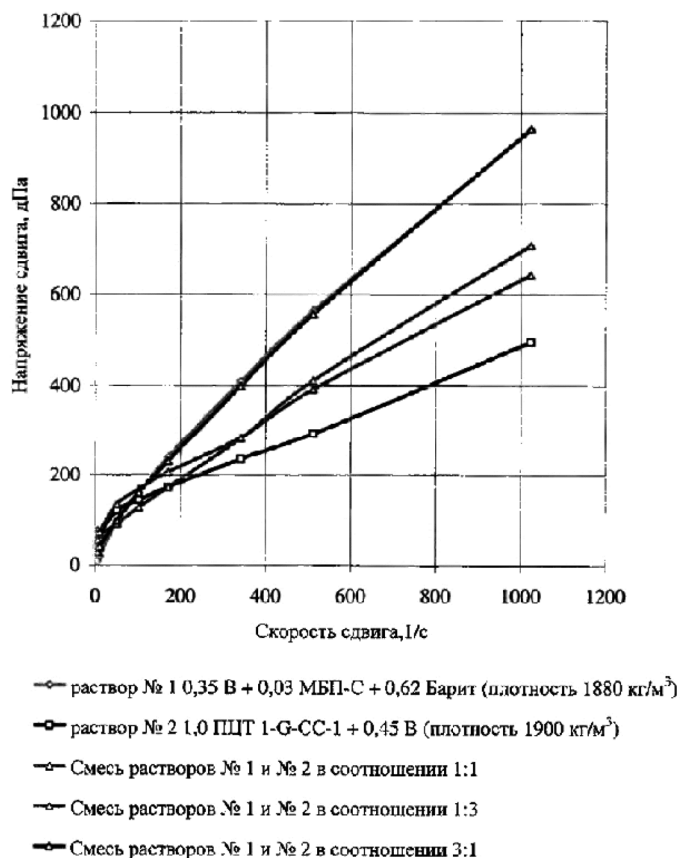


Рисунок 2 – Изменение напряжения сдвига от скорости сдвига утяжеленной буферной жидкости, тампонажного раствора и их смесей в различных соотношениях

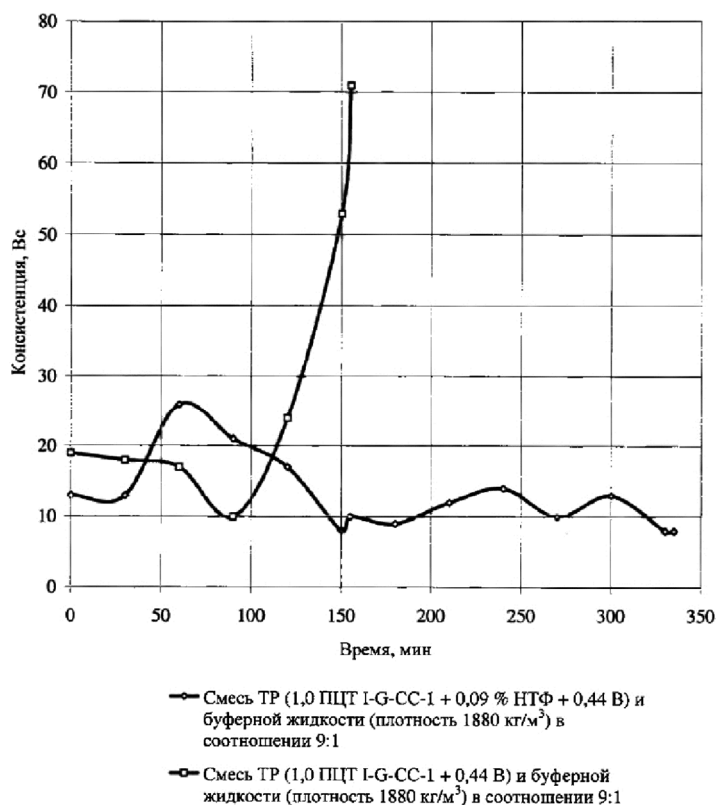
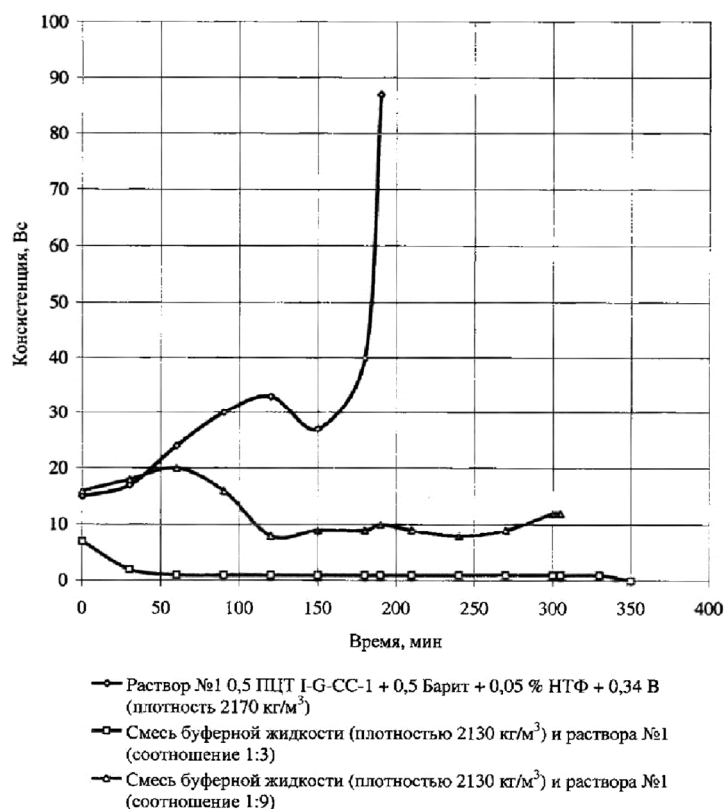


Рисунок 3 – Кривые загустевания смесей тампонажного раствора на основе ПЦТ I-G-CC-1 и буферной жидкости (плотность 1880 кг/м<sup>3</sup>) при температуре 105 °С, давлении 80 МПа (время выхода на режимные параметры 90 мин)



**Рисунок 4** – Кривые загустевания утяжеленного тампонажного раствора и его смесей с буферной жидкостью (плотность 2160 кг/м<sup>3</sup>) при температуре 105 °С и давлении 80 МПа (время выхода на режимные параметры 90 мин)

**Таблица 4** – Состав и технологические свойства буферных жидкостей на основе МБП-С

Состав смеси, мас.ч			Плотность, кг/м <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> / СНС <sub>10</sub> , дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, мПа · с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Стабильность через 15 мин, кг/м <sup>3</sup>
Вода	МБП-С	Барит							
0,93	0,07	—	1100	4,8/9,6	20,0	40	18	24,1	—
0,47	0,06	0,47	1500	9,6/9,6	15,0	55	25	42,0	340
0,36	0,04	0,60	1850	12,1/12,1	10,0	68	38	110,0	60
0,35	0,03	0,62	1880	14,5/14,5	4,0	98	83	163,9	80
0,28	0,02	0,70	2130	24,1/24,1	4,0	100	112	197,6	140
0,26	0,03	0,71	2180	106/159	3,5	110	120	205,0	10

Как можно видеть из таблицы 2 и рисунка 1 по мере увеличения концентрации барита в составе буферных жидкостей происходит повышение реологических показателей и стабильности суспензий, обусловленное усилением структурирующих свойств с увеличением объемного содержания твердой фазы. Тем не менее, отмечается некоторый диапазон плотностей (от 1400 до 1600 кг/м<sup>3</sup>), при которых стабильность полученных утяжеленных буферных жидкостей имеет предельные значения. Этот недостаток может быть устранен повышением начальной концентрации МБП-С в воде до 12 %, либо использованием утяжеляющих материалов с меньшей плотностью (мраморная крошка, кварцевый песок и др.).

Тестирование буферных жидкостей на основе МБП-С на совместимость с тампонажными растворами производилось применительно к условиям цементирования скважин с АВПД в интервале умеренных и повышенных температур.

Вначале в качестве базового буферного раствора использовался состав МБП-С, утяжеленный баритом до плотности 1880 кг/м<sup>3</sup>, который смешивался с тампонажным раствором на основе цемента ПЦТ I-G-CC-1, в соотношениях 1 : 1; 1 : 3; 3 : 1. В данном случае проверялось наличие коагуляции и ее интенсивность, а также изменение реологических показателей тампонажного раствора с увеличением содержания буферной жидкости в смеси с раствором (рис. 2). Как видно из рисунка, увеличение содержания утяжеленной буферной жидкости (в смеси с тампонажным раствором) приводит к постепенному загущению смеси по сравнению с исходным тампонажным раствором, что объясняется изначально более высо-





кой вязкостью буферной жидкости. В случае соотношения в смеси буферной жидкости и тампонажного раствора, равном 3 : 1, т.е. при существенном повышении содержания буфера над тампонажным раствором, практически совпадает с аналогичным графиком для исходной буферной жидкости.

Таким образом, увеличение реологических показателей смеси, с увеличением содержания буферной жидкости, не обусловлено коагуляцией контактирующих растворов, а связано с повышенными реологическими показателями буферного состава. Это фиксируется и визуальным контролем: при смешивании двух растворов отсутствует даже кратковременное коагуляционное загустевание как в процессе добавления буфера, так и при полном его смешивании с тампонажным раствором.

На рисунке 3 приведены консистограммы смесей тампонажного раствора на основе ПЦТ-I-G-CC-1 и утяжеленной буферной жидкости в соотношении 9 : 1. Такое соотношение обычно рекомендуется для проверки влияния буферных жидкостей как наиболее критичное с точки зрения сокращения времени загустевания. Можно видеть, что даже в случае использования исходного тампонажного раствора без замедлителя, при такой концентрации буферной жидкости в смеси время загустевания при температуре 105 °С и давлении 80 МПа даже несколько увеличивается. Для смеси тампонажного раствора на основе ПЦТ I-G-CC-1 с замедляющей добавкой и утяжеленной буферной жидкостью, время загустевания составляет более 335 мин.

Оценка влияния утяжеленной буферной жидкости на время загустевания тампонажного раствора производилась также с использованием составов с более высокой плотностью, которые составляли, соответственно 2130 и 2170 кг/м<sup>3</sup>. Тампонажный раствор представлял собой смесь 50 % портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 и 50 % барита, затворенную водой с добавлением 0,05 % (по массе смеси) НТФ. На рисунке 4 приведены результаты испытания тампонажного раствора и его смеси с утяжеленной буферной жидкостью в соотношениях 1 : 3 и 1 : 9 при температуре 105 °С и давлении 80 МПа (выход на режим 90 мин). Данные термобарические условия при определении времени загустевания характерны для случаев цементирования эксплуатационных колонн при разобщении продуктивных пластов в юрских отложениях.

Как видно на рисунке 4, ввод буферной жидкости в утяжеленный тампонажный раствор не сказывает дополнительного загущающего действия и не сокращает время загустевания раствора. Следует отметить, что наиболее критичным является соотношение суспензий 1 : 9, т.е. при небольшом объемном содержании буферной жидкости в смеси. С увеличением ее содержания в смеси уже в большей степени проявляется разжижающее действие компонентов, входящих в состав МБП-С. Кроме того, при наличии в смеси буферной жидкости исключается ее первичная температурная коагуляция, которая отмечается для исходного тампонажного раствора в процессе выхода на режимные температуру и давления.

Таким образом, выполненные исследования позволяют рекомендовать применение материала МБП-С для приготовления буферных жидкостей различной плотности при цементировании обсадных колонн в условиях АВПД и повышенных температур. Наиболее целесообразно использование МБП-С для получения буферных растворов с плотностью более 1600 кг/м<sup>3</sup>, поскольку при меньших значениях плотности (в случае утяжеления баритом) возможно седиментационное расслоение суспензии. Кроме того, для приготовления составов с плотностью до 1600 кг/м<sup>3</sup> целесообразнее применение других материалов, характеризующихся изначально высокими структурно-реологическими показателями (например, системы на основе СБП-2, СБП-3, СБП-4).

Более эффективным будет также применение буферных жидкостей на основе МБП-С в случае утяжеления их не инертными утяжеляющими материалами, а кремнесодержащими материалами с абразивными свойствами (типа кварцевого песка) или мраморной крошкой.

#### Литература:

1. Материал буферный порошкообразный моющий МБП-М. Технические условия ТУ 2148-002-20935980-2009: утв. ОАО «НПО «Бурение»; введ. в действие с 2009. – М. : ОАО «НПО «Бурение», 2009.
2. Материал буферный порошкообразный моющий МБП-С. Технические условия ТУ 9291-001-20935980-2009: утв. ОАО «НПО «Бурение»; введ. в действие с 2009. – М. : ОАО «НПО «Бурение», 2009.

#### References:

1. Material buffer powder detergent MBP-M. Specifications TU 2148-002-20935980-2009: approved by ОАО NPO Burenie; put into effect since 2009. – M. : ОАО NPO Burenie, 2009.
2. Material buffer powdery washing MBP-C. Specifications TU 9291-001-20935980-2009: approved by ОАО NPO Burenie; put into effect since 2009. – M. : ОАО NPO Burenie, 2009.



УДК 622.245.422

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЦЕМЕНТА ГранЦЕМ-7

### EXPERIMENTAL TESTMENTS CEMENTS GranCEM-7

#### Щербич Николай Ефимович

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет

#### Балуев Анатолий Андреевич

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет  
baluevaa@tyuiu.ru

#### Коростелев Алексей Сергеевич

заместитель генерального директора,  
ЗАО «Гранула»

#### Мансурова Машхура Музаффаровна

ассистент-стажер «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Тюменский индустриальный университет  
mansurovamm@tyuiu.ru

#### Щербич Данила Андреевич

бакалавр 4 курса,  
Тюменский индустриальный университет

**Аннотация.** Данная статья посвящена экспериментальным исследованиям тампонажных растворов на основе ГранЦЕМ-7 для цементирования направлений, кондукторов, промежуточных колонн, хвостовиков на Бованенковском месторождении.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, тампонажная смесь ГранЦЕМ-7, загустевание тампонажного раствора, прочность тампонажного камня.

#### Shcherbich Nikolai Yefimovich

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
associate professor  
at the Oil and Gas Drilling Department,  
Tyumen Industrial University

#### Baluyev Anatoly Andreevich

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor  
at the Oil and Gas Drilling Department,  
Tyumen Industrial University  
baluevaa@tyuiu.ru

#### Korostelev Alexey Sergeevich

Deputy CEO,  
CJSC Granula

#### Mansurova Mashkhury Muzaffarovna

Assistant intern  
at the Oil and Gas Drilling Well,  
Tyumen Industrial University  
mansurovamm@tyuiu.ru

#### Shcherbich Danila Andreevich

Fourth-year Bachelor's degree,  
Tyumen Industrial University

**Annotation.** This article is devoted to experimental studies of cementing slurries based on GranCEM-7 for cementing directions, conductors, intermediate strings, shanks at the Bovanenkovo field.

**Keywords:** cement slurry, cement slurry GranCEM-7, cement slurry thickening, cement slurry strength.

При цементировании обсадных колонн на Бованенковском месторождении первоначально предусматривалось применение облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов.

Цементирование колонны осуществлялось: в интервале 0–700 м облегченным раствором плотностью 1500 кг/м<sup>3</sup>; в интервале 700–1400 м тампонажным раствором нормальной плотности 1900 кг/м<sup>3</sup>.

К недостаткам данного применения растворов относится:

- большая разница в плотностях, соответственно в физико-механических характеристиках тампонажного камня различных составов;
- ухудшение изоляции заколонного пространства в зоне смешения растворов различной плотности;
- необходимость в дополнительных емкостях для хранения тампонажных смесей.

Расчетами по гидравлической программе цементирования было определено, что давление гидроразрыва пластов позволяет цементировать в один прием обсадные колонны с плотностью тампонажного раствора не более 1700 кг/м<sup>3</sup>. В связи с этим был разработан состав тампонажной смеси ГранЦЕМ-7. Цементная тампонажная смесь ГранЦЕМ-7 выпускается по ТУ 5734-013-80338612-2010 [1], предназначена для приготовления тампонажных растворов промежуточной плотности (1700 кг/м<sup>3</sup>) при креплении кондукторов и направлений, размещаемых в интервалах ММП.

На данном этапе работ оценивалось соответствие техническим условиям заявленных показателей физико-механических характеристик указанной выше тампонажной смеси, а также проводились специальные дополнительные испытания по определению стойкости камня к газопроявлениям, циклическому воздействию знакопеременных температур, совместимости с добавками для контроля водоотдачи и газоблокаторами.



Испытания тампонажных растворов на основе сухой тампонажной смеси [1] ГранЦЕМ-7 проводились в соответствии с техническими условиями, РД 39-00147001-767-2000 [2].

Основные требования по физико-механическим показателям согласно техническим условиям и результаты испытаний цементной смеси ГранЦЕМ-7 приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Результаты испытаний цементной тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 на соответствие требованиям ТУ 5734-013-80338612-2010 [1]

Наименование показателя	Нормируемое значение показателя	Результат испытания
Плотность тампонажного раствора, кг/м <sup>3</sup>	1700 ± 40	1680
Водосмесевое отношение	0,42	0,42
Водоотделение, мл, не более	5,00	2,00
Растекаемость, мм, не менее	200	280
Время загустевания при температуре 22 °С и давлении 0,1 МПа, мин, не менее	90	357
Прочность камня через 2 сут. твердения при температуре 22 °С и давлении 0,1 МПа, – при изгибе, МПа, не менее – при сжатии, МПа, не менее	2,70 9,00	5,70 23,70

Дополнительно испытывались составы с использованием растворов хлористого натрия и хлористого кальция в качестве жидкости затворения.

Основные технологические свойства раствора состава 0,1 ГранЦЕМ-7 + 0,43 рСаCl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) приведены в таблицах 2 и 3.

Тампонажный раствор имеет оптимальные растекаемость и время загустевания, а также значения прочности на сжатие (по прессу), превосходящие аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности (1820 кг/м<sup>3</sup>) (рис. 1).

Кривая набора СНС по данным ультразвукового анализатора приведена на рисунке 2. Критический период гидратации тампонажного раствора (время набора СНС от 47,9 до 234,9 Па) составил 67 мин., что является приемлемой величиной для пластов ММП, содержащих газогидратные отложения, превосходящей аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности и облегченных тампонажных растворов на базе ЦТРО и ЦТРС.

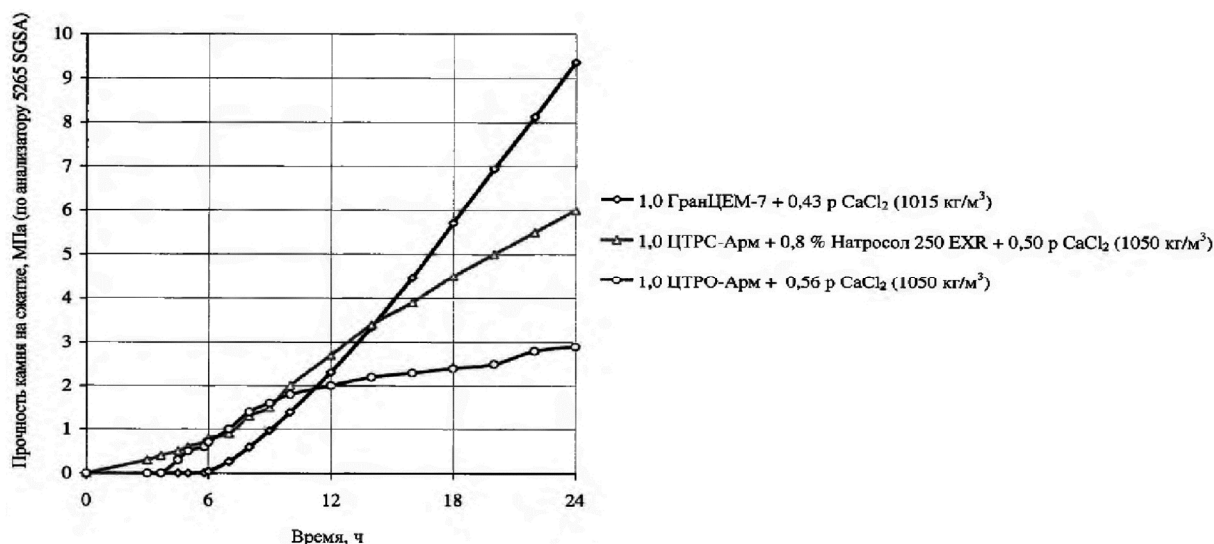
**Таблица 2** – Основные технологические свойства тампонажного раствора и камня составов на основе сухой тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 при различных температурах

Состав раствора	Температура, °С	Водоотделение, мл	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекаемость, мм	Сроки схватывания, ч-мин		Время загустевания до 30 Вс, мин	Прочность, 2 сут, МПа			Теплопроводность, λ, Вт/(м·К)
					начало	конец		изгиб	сжатие	сцепление	
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,42 в	20	2,0	1680	280	–	–	357	5,7	23,7	–	–
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	20	2,0	1710	230	430	465	180	5,0	20,0	1,2	0,50
	14	–	1710	–	657	710	–	4,1	14,5	1,0	
	5	0	1710	–	840	960	–	1,5	3,5	0,7	
1,0 ГранЦЕМ-7 (50) + 0,43 NaCl <sub>2</sub> (1030 кг/м <sup>3</sup> )	20	0	1730	270	–	–	150	15,2	46,1	–	–
	33	0	1730	270	395	425	–	11,0	32,0	–	0,50
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3 % Натросол 250 EXR + 0,45 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	20	0	1680	200	360	405	288	4,5	19,5	–	–
	5	0	1680	–	850	980	–	0,9	1,9	–	
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3 % ПАЦ + 0,43 в	20	0	1700	210	520	580	280	4,3	18,2	–	–
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25 % ПВА + 0,43 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	20	0	1710	188	425	449	237	5,2	22,0	–	–
	5	0	1710	188	–	–	–	1,6	3,6	–	–

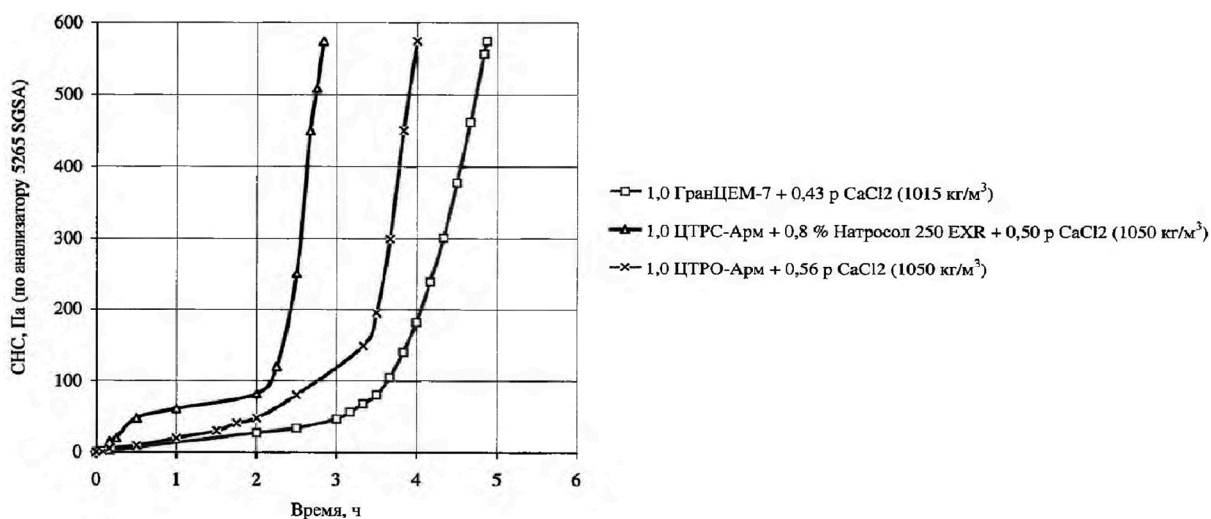


**Таблица 3** – Результаты оценки газоблокирующих свойств тампонажного раствора и камня составов на основе сухой тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 при температуре 20 °С

Состав раствора, мас.ч.	Водоотдача при 4,0 МПа, см <sup>3</sup> / 30 мин	Время изменения СНС от 47,9 до 239,4 Па, мин	Время набора СНС 47,9 Па, мин	Время набора СНС 239,4 Па, мин	Время набора СНС 574,6 Па, мин	Начало набора прочности, мин	Проницаемость камня через 36 ч, мкм <sup>2</sup>
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	300	67	184	251	292	348	непроницаемый
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3 % Натросол 250 EXR + 0,45 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	70	155	412	567	629	718	непроницаемый
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25 % ПВА + 0,43 рСаCl <sub>2</sub> (1015 кг/м <sup>3</sup> )	28	32	236	268	297	367	непроницаемый
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3 % ПАЦ + 0,43 в	180	–	–	–	–	–	непроницаемый



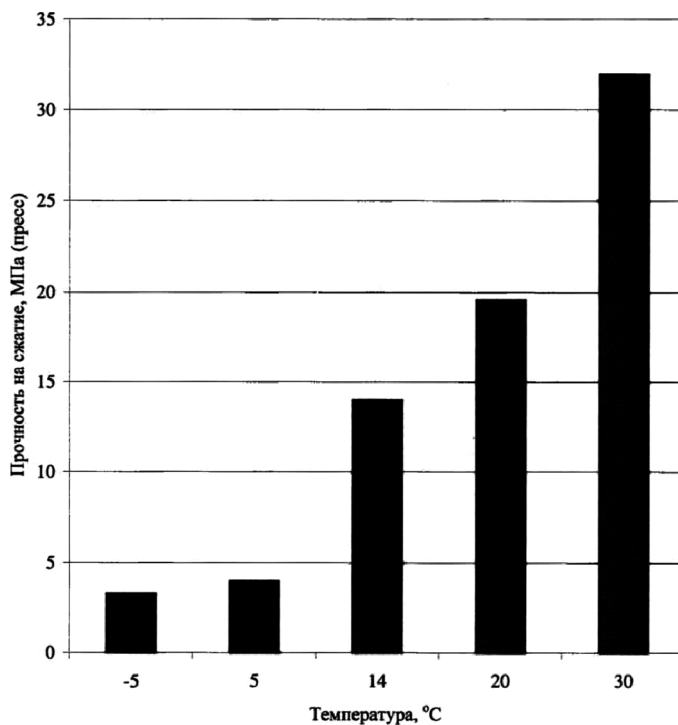
**Рисунок 1** – Изменение прочности камня тампонажных растворов на основе ГранЦЕМ-7, ЦТРО и ЦТРС во времени (при температуре 20 °С и давлении 7,0 МПа)



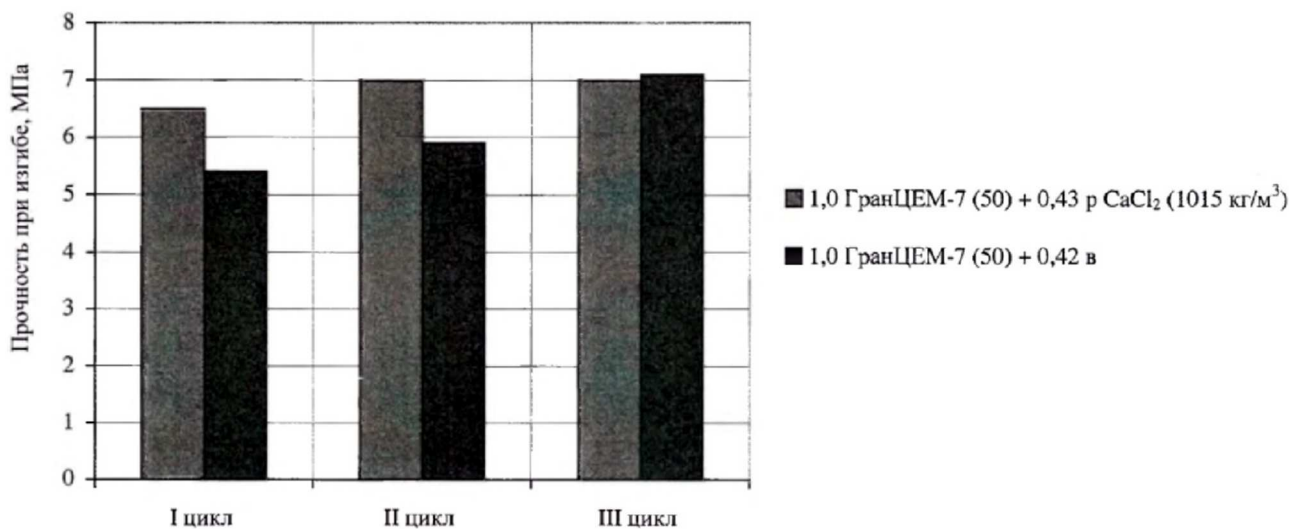
**Рисунок 2** – Изменение СНС тампонажных растворов на основе ГранЦЕМ-7, ЦТРО и ЦТРС во времени (при температуре 20 °С и давлении 7,0 МПа)



Дополнительно исследовалось влияние условий твердения на значения прочности на сжатие тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 р СаСl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) в широко диапазоне температур от минус 5 °С до плюс 30 °С (рис. 3). Согласно полученным данным, можно заключить, что гидравлической активности компонентов ГранЦЕМ-7 достаточно для формирования прочного камня как в условиях забойной, так и в условиях устьевого пачки при креплении кондукторов, направлений и технических колонн в интервалах размещения ММП. Исследования проведены по методике [3] и результаты приведены в статье [4] и представлены на рисунке 4.



**Рисунок 3** – Прочность на сжатие тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 р СаСl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) при различных температурах через 48 ч твердения



**Рисунок 4** – Изменение прочности на изгиб тампонажного камня при циклическом воздействии знакопеременных температур

Из рисунка 4 видно, что конечные значения прочности камня на сжатие у состава с добавлением хлористого кальция к жидкости затворения и без него ко времени окончания ОЗЦ – 48 ч, различаются на величину не более погрешности метода испытания [4]. Добавление ускорителя необходимо для сокращения времени загустевания и сроков схватывания, т.е. увеличения скорости гидратации вяжущего в начальный период, в то время как на более поздних стадиях гидратации и формирования камня показатели систем нивелируются.



В случае использования ГранЦЕМ-7 для крепления обсадных колонн в условиях более высоких температур (до 35 °С) и давлений (от 10 Мпа до 20 Мпа) целесообразно применение более «мягкого» ускорителя – хлористого натрия в составе жидкости затворения.

Основные технологические свойства раствора состава 0,1 ГранЦЕМ-7+0,43 рNaCl(1030 кг/м<sup>3</sup>) приведены в таблице 2.

Раствор характеризуется высокой растекаемостью, приемлемым значением времени загустевания при температуре 20 °С высокими значениями прочности на сжатие и изгиб при температуре твердения 33 °С, превосходящим аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности 1820 кг/м<sup>3</sup>.

Совместимость цементной тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 с добавками для контроля водоотдачи и газоблокаторами проверялась на примере реагентов Натросол 250 EXR, ПАЦ низкой степени полимеризации и сополимерами поливинилацетата (ПВА).

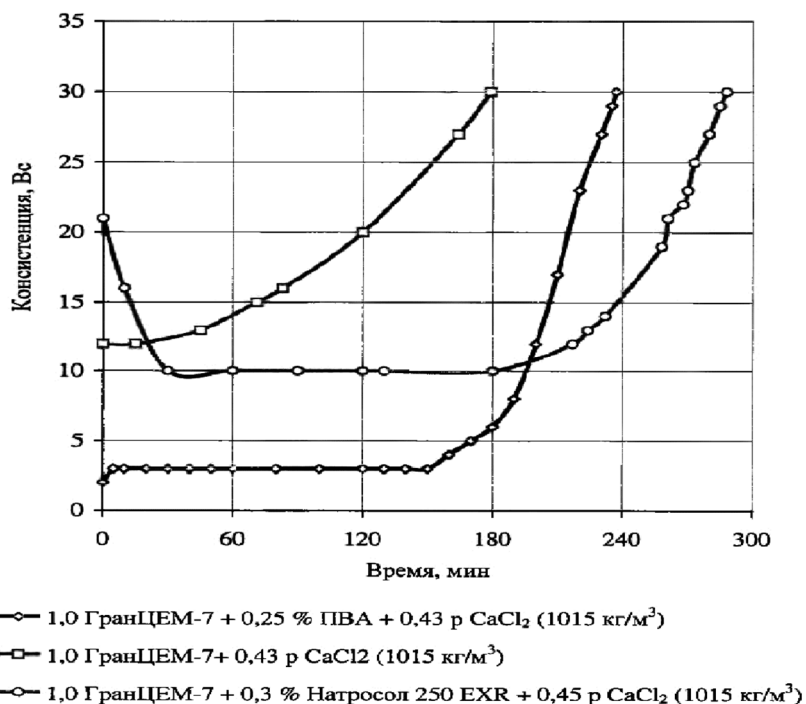
Ввиду низкого водоцементного соотношения, необходимого для выхода на плотность 1700 кг/м<sup>3</sup>, количество воды, идущей на гидратацию и подвижность тампонажного раствора минимально. Соответственно, ввод добавок для контроля водоотдачи, повышающих вязкость жидкости затворения (ПАЦ, Натросол 250 EXR), неизбежно приводит к снижению растекаемости и ухудшению технологических характеристик системы по прокачиваемости (табл. 2, 3).

После введения в систему состава «0,1 ГранЦЕМ-7+0,43 в» минимального количества ПАЦ-0,3 %, растекаемость сокращается от 280 до 210 мм. При этом показатель фильтрации уменьшается не столь существенно – от 300 (без ПАЦ) до 180 мл (0,3 % ПАЦ).

В случае добавления Натросол 250 EXR, тампонажный раствор состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3 % Натросол 250 +0,43 рСаCl (1015 кг/м<sup>3</sup>) представляет собой вязкую, непрокачиваемую пасту. Увеличение водоцементного соотношения до 0,45 способствует разжижению системы, снижению реологических показателей, что, однако, существенно увеличивает время загустевания, снижает прочностные характеристики и приводит к увеличению сроков схватывания в условиях приустьевого пачки (при температуре 5 °С) (табл. 2).

Газоблокатор другого типа, снижающий проницаемость фильтрационной корки и не влияющий на вязкость жидкости затворения (ПВА), более эффективно работает в системе с пониженным водоцементным соотношением.

Так, тампонажный раствор состава 1,0 ГранЦЕМ-7+0,25 % ПВА+0,43 рСаCl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) характеризуется достаточно низкой начальной консистенцией по сравнению с составами с Натросол 250 EXR (0,1 ГранЦЕМ-7+0,3 % Натросол 250 EXR+0,43 р СаCl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) и без добавок (0,1 ГранЦЕМ-7+0,43 р СаCl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) (рис. 6).



**Рисунок 6** – Изменение консистенции во времени тампонажных растворов различных составов на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 (при температуре 20 °С и давлении 7,0 МПа; выход на режим 30 минут)



Скорость набора прочности тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7+0,25 % ПВА+0,43 рСаCl<sub>2</sub> (1015 кг/м<sup>3</sup>) значительно превосходит аналогичные характеристики составов без газоблокатора и с добавкой Натросол 250 EXR (табл. 3).

Аналогичная тенденция проявляется при наблюдении роста СНС-критический период гидратации тампонажного раствора с добавкой ПВА значительно короче по сравнению с составом, содержащим Натросол 250 EXR (табл. 3).

Таким образом, можно заключить, что сухая тампонажная смесь ГранЦЕМ-7 позволяет готовить тампонажные растворы с улучшенными технологическими характеристиками (высокие значения прочности на сжатие и изгиб, растекаемости, короткий критический период гидратации, низкая теплопроводность) по сравнению с составами на основе ЦТРО и ЦТРС для крепления кондукторов, направлений и промежуточных колонн. Формируемый ГранЦЕМ-7 тампонажный камень характеризуется приемлемыми значениями прочности на сжатие в широком температурном диапазоне – от минус 5 °С до плюс 30 °С. Ввиду низкого водоцементного соотношения, использование водорастворимых добавок для контроля водоотдачи, работающих по принципу увеличения вязкости жидкости затворения, несколько затруднено и приводит к повышению реологических характеристик получаемого раствора.

По результатам лабораторных и опытно-промысловых работ ГранЦЕМ-7 в настоящее время широко применяется при цементировании колонн на Бованенковском и других месторождениях.

Цементирование направления, удлиненного направления, кондуктора, промежуточной колонны и эксплуатационного хвостовика осуществляется тампонажным раствором на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 БГ, плотностью от 1700 до 1730 кг/м<sup>3</sup> с размещением данного состава по всему интервалу цементирования.

Преимуществами данной схемы крепления является следующее:

1. Исключается большая дифференциация свойств тампонажных растворов, находящихся на забое и на устье.

2. Появляется возможность более строго и эффективно контролировать плотность и другие технологические показатели закачиваемого состава за счет упрощения схемы затворения – готовится только один тампонажный раствор с плотностью 1700 кг/м<sup>3</sup>, которую не нужно изменять (увеличивать) при проведении операций по креплению.

3. Снижается время, необходимое для проведения лабораторных испытаний за счет использования единого состава для кондукторов и направлений.

4. Облегчающая и стабилизирующая добавки, необходимые для выхода на проектную плотность 1700 кг/м<sup>3</sup>, а также обеспечивают морозостойкость камня, снижают коэффициент теплопередачи, выступают в качестве демпфирующих добавок.

5. Сухая тампонажная смесь ГранЦЕМ-7 БГ не содержит вяжущих компонентов с короткими сроками хранения и высокой реакционной способностью по отношению к атмосферному воздуху, парам воды и т.д.

6. По прочностным характеристикам раствор плотностью 1700 кг/м<sup>3</sup> превосходит аналогичные показатели ТР нормальной плотности и ОТР.

7. С целью предотвращения газопроявлений в период ОЗЦ в результате возможного растепления газовых гидратов и контакта с продуктивными горизонтами, ГранЦЕМ-7 БГ имеет в составе газоблокирующие добавки (модификация ГранЦЕМ-7 БГ), которые в сочетании с ускоряющей добавкой обеспечивают быстрый набор структуры геля.

8. При цементировании направления, удлиненного направления и кондуктора в качестве жидкости затворения применяется раствор хлористого кальция плотностью 1015 кг/м<sup>3</sup>, выступающего в качестве ускорителя процессов твердения и структурообразования тампонажного камня, а также в качестве противоморозной добавки.

#### Литература:

1. Цементная тампонажная смесь «ГранЦЕМ-7». Технические условия. ТУ 5734-013-80338612-2010: утв. ЗАО «Гранула»: введен в действие с 2010 г. – Екатеринбург : ЗАО «Гранула», 2010. – 9 листов.

2. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. – Москва-Краснодар : ООО «Просвещение Юг», 2000. – 277с.

3. Гриценко А.И. и др. Методика испытания тампонажных материалов при пониженных температурах. – М. : ВНИИ Газ, 1980.

4. Щербич Н.Е., Венедиктова А.А., Коростелев А.С. Скважины Бованенковского. Использование тампонажной смеси «ГранЦЕМ-7» // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2017. – № 2. – С. 38–43.

#### References:

1. Cement tamponage mixture «Grancem-7». Specifications. TU 5734-013-80338612-2010: approved by CJSC «Granula»: put into operation since 2010. – Yekaterinburg : CJSC Granula, 2010. – 9 sheets.



2. Instruction on mounting of oil and gas wells. PD 39-00147001-767-2000. – Moscow-Krasnodar : LLC Prosveshchenie Yug, 2000. – 277 p.
3. Gritsenko A.I. et al. Methods of testing plugging materials at low temperatures. – M. : VNII Gaz, 1980.
4. Shcherbich N.E., Venediktova A.A., Korostelev A.S., Bovanenkovsky A.S. Bovanevskoe wells. Use of the tamponage mixture «Grancem-7» // Business Journal NEFTEGAZ.RU. – 2017. – № 2. – P. 38–43.



**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

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

**DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF  
SYSTEMS OF PIPELINE TRANSPORT**





УДК 622.692.4

## АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

### CALCULATION FORMULAE OF ANTI-TURBULENT ADDITIVES INFLUENCE ON THE HYDRODYNAMIC PARAMETERS OF THE PUMPED LIQUID ANALYSIS

**Гильмияров Евгений Адикович**  
специалист,  
ООО «НефтьГазСервис Навигатор»  
egilmiyarov@list.ru

**Шакиров Евгений Робертович**  
инженер,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»  
evgeniy.shakirov@mail.ru

**Аннотация.** В данной статье были рассмотрены методы расчетной оценки степени влияния противотурбулентных присадок на течение нефти и нефтепродукта в трубопроводе. Кроме анализа рассмотренных методов были указаны возможные области их применения и границы их применимости.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт, нефть, нефтепродукт, гидравлическое сопротивление, число Рейнольдса, противотурбулентные присадки.

**Gilmiyarov Evgeny Adikovich**  
Specialist,  
LLC «OilGasService Navigator»  
egilmiyarov@list.ru

**Shakirov Evgeny Robertovich**  
Engineer,  
LLC «LUKOIL-Engineering»  
«KogalymNIPIneft»  
evgeniy.shakirov@mail.ru

**Annotation.** In this article, the methods for calculating the degree of influence of anti-turbulent additives on the flow of oil and oil products in a pipeline were considered. In addition to the analysis of the considered methods, possible areas of their application and limits of their applicability were indicated.

**Keywords:** pipeline transport, oil, oil product, hydraulic resistance, Reynolds criterion, anti-turbulent additives.

Современная политика энергетических компаний устанавливает приоритетом компаний поиск решений по снижению потребления энергетических ресурсов и оптимизации расходов. Одним из способов оптимизации расходов на объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является использование противотурбулентных присадок (ПТП) для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. Присадки представляют интерес в связи с тем, что они могут обеспечить одновременное снижение давления, требуемого для преодоления течения жидкости в трубопроводе, при сохранении той же пропускной способности. Противотурбулентные присадки позволяют регулировать режим перекачки без строительства дополнительных капитальных сооружений (например, лупингов). Их можно вводить не на постоянной основе, а в случаях производственной необходимости и регулировать количество вводимого реагента, что делает применение присадок более гибким методом регулирования режима перекачки.

Исходя из вышесказанного, можно судить о том, что присадки способны обеспечить решение целого спектра задач. Однако, для их эффективного применения в производстве, необходима единая база основных параметров таких химических соединений, которая будет опираться на технические условия.

На данный момент существуют различные подходы к оценке гидродинамических параметров воздействия присадок на транспортируемую жидкость. Далее будут представлены некоторые из них.

Авторы работы [1] предлагают следующую аналитическую зависимость увеличения объемной производительности от концентрации присадки при перекачке жидкости:

$$\Delta Q = \pi R_w^2 \cdot \psi \cdot \sqrt{\frac{6\tau_w}{\rho}} \cdot \left( \sqrt{1 + \frac{\tau_w \cdot D}{2G}} - 1 \right). \quad (1)$$

Отличительной особенностью данного выражения является то, что в нем учитывается особенность поведения жидкости с присутствием в них макромолекулярных соединений, которые образуют собой особые конформационные формы.

Переменная  $G$  данного уравнения характеризует упругие свойства жидкости с макромолекулярными соединениями:

$$G = \frac{RT}{M \cdot [\eta]}, \quad (2)$$

где  $R$  – газовая постоянная, Дж/(моль·К);  $T$  – температура, К;  $M$  – относительная молекулярная масса, кг/моль;  $[\eta]$  – характеристическая вязкость, м<sup>3</sup>/кг.



Величина  $\psi$  характеризует объемную долю клубков линейных полимеров в растворе:

$$\psi = \frac{[\eta] \cdot C}{1 + [\eta] \cdot C}, \quad (3)$$

где  $C$  – концентрация полимера в растворе,  $\text{кг/м}^3$ .

Коэффициент  $D$  – это реологическая характеристика, называемая фазовым углом механических потерь, зависящая от скорости сдвига и времени релаксации полимерного клубка. Определяется по формуле:

$$D = (\pi / 2) \cdot \cos \delta - \sin \delta, \quad (4)$$

где  $\delta$  – фазовый угол, град.

Напряжение сдвига  $\tau_w$  на стенке трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_w = \frac{\Delta P \cdot R_w}{2L}, \quad (5)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления участка, Па;  $R_w$  – радиус участка трубопровода, м;  $L$  – длина участка трубопровода, м.

Из положительных сторон зависимости (1) можно выделить ее применимость для оценки эффективности противотурбулентных присадок. Зависимость достаточно простая, обладающая достаточно небольшим количеством входных данных, доступных при проектировании. Характеристики трубопровода и условий транспорта содержатся в проектной документации, информация о свойствах присадки запрашивается у завода изготовителя. Как следствие, оценка эффективности производится достаточно просто.

Из отрицательных сторон: данная зависимость не предусматривает определения коэффициента гидравлических потерь, для определения более детальной гидравлической оценки трассы; коэффициент напряжения сдвига усреднен, и его можно принимать лишь для трубопроводов небольшого диаметра; существует необходимость предварительного тестирования жидкости на реометре. Кроме того, зависимость не учитывает химический состав присадки и количество содержащейся в продукте перекачки воды.

В работе [2] предлагается выражение коэффициента гидравлического сопротивления через параметр подобия Деборы  $De$ :

$$\lambda_n = \frac{\lambda_0}{(1 + De^2)^m}, \quad (6)$$

где  $De$  – параметр Деборы – критерий, учитывающий упругие свойства растворов полимеров и зависящий от релаксационных параметров раствора, а также геометрических параметров трубы:

$$De = a_0 \cdot \theta^{a_1} \cdot Re_0^{a_2}; \quad (7)$$

$Re_0$  – число Рейнольдса при условии отсутствия присадки;  $\lambda_0$ ,  $\lambda_n$  – коэффициент гидравлического сопротивления до и после добавления в раствор присадки соответственно;  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ , – эмпирические коэффициенты;  $\theta$  – концентрация присадки, г/т;  $m$  – эмпирический режимный коэффициент.

Основным преимуществом данной зависимости является ее простота применения. Малое количество исходных данных в совокупности с получением значения коэффициента гидравлического сопротивления делает это выражение оптимальным для оценки зависимости изменения гидравлических характеристик трассы от концентрации присадки. Недостатком является то, что для данной зависимости необходимы эмпирически подтвержденные коэффициенты. Также данная формула применима только для определенных пар «нефтепродукт – присадка», что снижает область ее применения.

Авторы статьи [3] предлагают обобщенное выражение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_f = 0,11 \cdot \left( \frac{Z + \varepsilon + X^{1,4}}{115 \cdot X + Y + 1} \right)^{0,25}, \quad (8)$$



где  $\varepsilon = \frac{k_2}{D}$  – отношение шероховатости к диаметру трубопровода;  $Z = \frac{68}{Re_f}$  – параметр смешанного трения, где  $Re_f$  – число Рейнольдса с присадкой.

Формулы определения коэффициентов  $X$ ,  $Y$ :

$$X = (28 \cdot Z)^{10} ; \tag{9}$$

$$Y = A \cdot C^p \cdot \varepsilon^q , \tag{10}$$

где  $A$ ,  $p$ ,  $q$  – параметры, определенные эмпирическим путем.

Данная функциональная зависимость основана на определении влияния противотурбулентной присадки на коэффициент гидравлического сопротивления путем введения поправочных коэффициентов. Опытно-промышленные испытания показывают, что для различных пар «ПТП – перекачиваемый продукт» коэффициент расхождения расчетов от фактического показателя не превышает 10 %, что является хорошим показателем. Полученные данные значительно упрощают гидравлический расчет линейной части трубопровода.

Отрицательной стороной является то, что для расчета необходима документация завода-производителя с определенными эмпирическими коэффициентами для пар «ПТП – перекачиваемый продукт».

В работе [4] предлагается формула:

$$\lambda_f = \frac{1,6364}{\{\ln[1 + A_1(C)] \cdot W_f\}^2} , \tag{11}$$

где  $W_f$  – отношение шероховатости к диаметру трубопровода:

$$W_f = \frac{Re_f}{Re_f \cdot \frac{0,1 \cdot k_2}{D} + 7} ; \tag{12}$$

$A_1(C)$  – параметр смешанного трения, где  $Re_f$  – число Рейнольдса с присадкой:

$$A_1(C) = \frac{1}{W_f} \cdot \exp[\ln W_f \cdot (1 - \frac{\psi(C)}{100})^{-0,5}] - 1 . \tag{13}$$

Формула по определению коэффициента  $\psi(C)$ :

$$\psi(C) = \frac{C}{k_0 + k_1 C + k_2 C^2} , \tag{14}$$

где  $k_0$ ,  $k_1$ ,  $k_2$  – параметры, определенные эмпирическим путем.

Положительной стороной данных формул является справедливость для двух зон течения жидкости: зоны смешанного трения и зоны гидравлически гладких труб. Погрешность зависимости при оценке гидродинамических параметров потока не превышает 4 %. Отрицательной стороной является необходимость в исходных данных, полученных в лабораторных условиях.

Зависимости по определению параметров воздействия противотурбулентных присадок на транспортируемую жидкость в большинстве своем делятся на зависимости, выведенные на основе реологических моделей (примером является зависимость (1)), либо на основе корректировки коэффициента гидравлического сопротивления путем введения поправочного коэффициента ((8), (11)). Зависимости первой группы точнее описывают процесс «эластичной турбулентности», но не подразумевают определения гидравлических параметров, поэтому они менее применимы для инженерных гидравлических расчетов. Зависимости второй группы, напротив, позволяют определить коэффициенты гидравлического сопротивления, числа Рейнольдса и прочие расчетные критерии. Работают такие зависимости в прямом и обратном направлении и вследствие своей гибкости применимы для гидравлических расчетов. Проблема данных зависимостей состоит в том, что они применимы для определенных пар «продукт – ПТП» и, в большинстве своем, справедливы только для одного режима течения. Помимо этого, данные зависимости не позволяют производить расчеты без эмпирических коэффициентов, что подразумевает под собой контакт проектной организации, производящей расчеты, с заводом-изготовителем противотурбулентных присадок.

**Литература:**

1. Манжай В.Н. Физико-химические аспекты турбулентного течения разбавленных растворов полимеров : дис. ... д-ра хим. наук : 02.00.04, 02.00.06 / Владимир Николаевич Манжай; Том. гос. ун-т. – Томск, 2009. – 227 с.
2. Поберезкин А.А. Влияние противотурбулентных присадок на параметры работы магистральных трубопроводов / А.А. Поберезкин, Раед Аль-Дандал, О.Я. Хлиева, И.О. Кузнецов // Харчова наука і технологія. – 2013. – № 4. – С. 126–129.
3. Черников В.А. Обобщенная формула для расчета коэффициента гидравлического сопротивления магистральных трубопроводов для светлых нефтепродуктов и маловязких нефтей / В.А. Черников, А.В. Черников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4(8). – С. 64–66.
4. Муратова В.И. Оценка Влияния противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность нефтепродуктопроводов полимеров : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Муратова Вера Ивановна ; Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. – Уфа, 2014. – 149 с.

**References:**

1. Manzhay V.N. Physico-chemical aspects of the turbulent flow of dilute polymer solutions: diss. ... doct. chem. sciences : 02.00.04, 02.00.06 / Vladimir Nikolaevich Manzhay; Tomsk State University. – Tomsk, 2009. – 227 p.
2. Poberezkin A.A. The influence of anti-turbulent additives on the parameters of the main pipelines / A.A. Poberezkin, Raed Al-Dandal, O.Ya. Khlieva, I.O. Kuznetsov // Kharchova Science and Technology. – 2013. – № 4. – P. 126–129.
3. Chernikin V.A. Generalized formula for calculating the hydraulic resistance coefficient of main pipelines for light oil products and low-viscosity oils / V.A. Chernikin, A.V. Chernikin // Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Oil Products. – 2012. – № 4(8). – P. 64–66.
4. Muratova V.I. Assessment of the effects of anti-turbulent additives on the hydraulic efficiency of oil pipelines of polymers : diss. ... cand. techn. science : 25.00.19 / Muratova Vera Ivanovna; Ufa State Oil Technical University. – Ufa, 2014. – 149 p.



УДК 622.692.4

## МЕТОДЫ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

### METHODS OF MECHANICAL CLEANING OF TANKS FROM BOTTOM SEDIMENTS

**Гильмияров Евгений Адикович**  
специалист,  
ООО «НефтьГазСервис Навигатор»  
egilmiyarov@list.ru

**Груздева Ирина Владимировна**  
студент,  
Тюменский индустриальный университет,  
irinaaagruzdeva@mail.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена анализу методов механической очистки резервуаров от парафинистых отложений. Были рассмотрены и классифицированы методы очистки резервуаров без их вывода в эксплуатацию и с их выводом. Также были приведены рекомендации по созданию эффективной системы борьбы с донными отложениями.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт, нефть, резервуары, донные отложения.

**Gilmiyarov Evgeny Adikovich**  
Specialist,  
LLC «OilGasService Navigator»  
egilmiyarov@list.ru

**Gruzdeva Irina Vladimirovna**  
Student,  
Tyumen Industrial University,  
irinaaagruzdeva@mail.ru

**Annotation.** This article is devoted to the analysis of methods of mechanical cleaning of tanks from paraffin deposits. The methods of cleaning tanks without their withdrawal in operation and with their withdrawal were reviewed and classified. Recommendations for creating an effective system to control bottom sediments also were given.

**Keywords:** pipeline transportation, oil, storage tanks, bottom sediments.

**В** процессе хранения нефтей и тяжелый нефтепродуктов в резервуарных емкостях происходит образование и накопление парафинистых и смолистых донных отложений. Наличие на днищах осадков приводит к снижению полезной емкости нефтяных резервуаров, возникновению коррозионно-опасных водяных линз под осадком, затруднению в обследовании резервуара и прочим затруднениям эксплуатации и, как следствие – к увеличению материальных затрат системы транспорта и хранения. [1]

Очевидным выходом из данной ситуации является периодическая очистка резервуаров от тяжелого осадка и принятие мер по предотвращению его накопления. Наиболее распространенным на практике техническим решением является механическая очистка резервуаров или её сочетание с другими методами воздействия на парафинистые отложения. В ходе работы была выполнена классификация наиболее часто применяемых методов борьбы с донными отложениями в резервуарах. Данные методы были разделены на два больших кластера: методы удаления донных отложений (с выводом резервуара из эксплуатации) и методы предотвращения накопления осадков (без вывода резервуара из эксплуатации).

#### **Методы удаления донных отложений**

##### *Ручная очистка резервуаров*

Данный метод по-прежнему является самым распространенным на территории России и СНГ [2]. Разжижение шлама, его откачка в емкости и удаление твердых остатков производится вручную без применения специализированного оборудования. Такая очистка резервуаров не предусматривает возврата углеводородов в трубопроводную систему, поскольку без применения специализированного оборудования невозможно отделить углеводороды от воды и механических примесей. В связи с этим возникает необходимость в периодической утилизации большого объема нефтешламов.

Плюсы метода в виде практического отсутствия затрат на приобретение оборудования и химических реагентов полностью перекрываются значительным временем простоя резервуаров, затратами на утилизацию шламов и риском для здоровья персонала, осуществляющего работы по обслуживанию резервуаров. Таким образом, применение данного метода удаления донных отложений должно быть сведено к минимуму.

##### *Применение мобильных очистных комплексов типа МКО*

Установки типа МКО являются наиболее распространенным оборудованием российского производства для проведения данной операции. Как правило, изготавливаются на базе 20- и 40-футовых стандартных морских контейнеров. Состоят из 4 технических сегментов – емкости технического моющего раствора, машинного отделения, емкости под механические примеси и емкости под отмытую эмульсию.



Преимущества метода: низкая сравнительная стоимость комплекса; независимость от зарубежных комплектующих.

Недостатки метода: потребность в дополнительном оборудовании по разделению водо-нефтяной эмульсии; необходимость нагрева моющего раствора в холодный период или при размыве высокопарафинистых донных отложений; необходимость в дополнительном ручном труде по причине недостаточной мощности установки.

#### *Применение системы BLABO*

Система BLABO является одной из самых сложных систем импортного производства. Очистка резервуара осуществляется за счет попеременного размытия осадков инжекторами, установленными на крыше резервуара и обеспечивающими полное покрытие площади дна резервуара.

Преимущество применения данной системы заключается в качестве очистки резервуаров и высокой степени разделения воды, механических примесей и углеводородов без потребности в дополнительном оборудовании. В то же время, система сложна в установке, эксплуатации и техническом обслуживании, требует прорезания отверстий в крыше резервуара. Более того, вопрос эффективности системы на резервуарах, не оснащенных плавающей крышей, остается открытым. В связи со сравнительной сложностью устройства, система BLABO обладает высокой стоимостью и зависит от дорогостоящих импортных комплектующих.

#### *Применение комплекса MegaMACS*

Данный комплекс является зарубежным аналогом комплексов типа МКО. Заявленное время развертывания – до 4-х часов. Установка смонтирована на 2 трейлерах, примерно соответствующих размеру 40-футового контейнера. Комплекс независим от внешних энергоносителей – отсутствует необходимость в подводе электроэнергии, горячей воды, пара и т.п.

Плюсы применения: эффективное удаление донных отложений, высокая степень очистки углеводородов; полная энергонезависимость; быстрые сроки разворачивания/сворачивания комплекса.

Несмотря на высокую стоимость одного подобного комплекса, для эффективной борьбы с донными отложениями достаточно наличие всего одного комплекса, что значительно снижает капитальные и эксплуатационные затраты в сравнении с применением стационарных систем.

### **Методы предотвращения накопления осадков**

#### *Применение гидравлических систем размыва*

Частым техническим решением по размыву донных отложений без вывода резервуара из эксплуатации являются системы, предусматривающие применение сопел и форсунок различных вариаций. Так, например, система, разработанная ВНИИСПТнефть и внедренная в резервуарах многих нефтеперекачивающих станций и нефтебаз, состоит из группы веерных сопел, из которых струи нефти распространяются по днищу резервуара и смывают осадок. Затем взвешенный осадок вместе с нефтью откачивается из резервуара. [4]

Вместо системы веерных кольцевых сопел может применяться также компактная струя с медленно вращающимся соплом, обеспечивающая высокую эффективность перемешивания осадка с нефтью.

Недостатком подобных систем является то, что со временем трубопроводы обвязки разрушаются, подвижные части сопел засоряются, снижая эффективность размыва.

#### *Применение электромеханических мешалок типа «Тайфун»*

Рабочим органом системы «Тайфун» является гребной винт, создающий узконаправленную затопленную струю жидкости. Циклически перемещаясь над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота (при его наличии), винт создает мощную струю, размывающую тяжелые парафинистые осадки и механические примеси. Взвешенные в общей массе твердые частицы затем удаляются путем откачивания жидкости из резервуара.

Использование данных устройств обеспечивает интенсивное перемешивание жидкости и исключает разделение этих жидкостей на тяжелые и легкие фракции. По сравнению с аналогами устройства для размыва донных отложений «Тайфун» имеют малые габариты и массу, а также автоматический привод поворота, не требующий дополнительных настроек и вмешательства человека. Изделие легко монтируется на штатной крышке технологического люка-лаза резервуара.

Однако расположение устройства непосредственно у стенки приводит к постепенному снижению эффективности размыва отложений по направлению к центральной оси резервуара, что ограничивает применение данных устройств на резервуарах большой емкости и, соответственно, большого диаметра. Более того, возникает при работе мешалок типа «Тайфун» возникают вибрации, способные ускорить разрушение нижних поясов резервуара, особенно при одновременной работе нескольких устройств.





### *Применение электромеханических мешалок типа «Диоген»*

Принцип размыва донных отложений устройством типа «Диоген» заключается в совместном непосредственном перемешивании продукта направленной струей нефти и круговом вращении всей массы хранимого продукта в резервуаре при работе мешалки в крайних угловых положениях. Таким образом, происходит более эффективное удаление осадков, что обуславливает распространенность мешалок типа «Диоген». [5]

Однако применение данных устройств не лишено недостатков. Так, расположение винта мешалки у стенки резервуара приводит к уменьшению скорости создаваемой струи в диаметральном направлении. К тому же, площадь днища резервуара, на которой взвешивание осадка производится непосредственно турбулентной струей, создаваемой винтом, ограничивается внутренним углом расширения турбулентной струи равным 22–25°. Взвешивание осадка на остальной площади днища производится вторичным течением. Для развития циркуляции, достаточной для взвешивания парафина, требуется промежуток времени в 1–3 часа в зависимости от площади резервуара. Кроме того, для установки винтовых мешалок типа «Диоген» требуется прокладка в резервуарном парке силовых кабелей низкого напряжения. Для монтажа мешалок в типовом резервуаре необходимо усиление нижний пояс во избежание его преждевременного разрушения.

### **Заключение**

В результате данной работы был сделан вывод о том, что на основании типового и инновационного оборудования необходимо разрабатывать системы борьбы с донными отложениями индивидуально для каждого резервуарного парка. Так, для малых резервуаров хранения высоковязкой нефти с малой долей легкокипящих углеводородов рекомендуется применять электромеханические мешалки с предварительным прогревом нижних поясов резервуаров. Также необходимо разрабатывать планы-графики размывов с учетом сезонности и предпринимать другие организационные меры повышения эффективности систем борьбы с донными отложениями и системы технического обслуживания и ремонта в целом.

### **Литература:**

1. Совершенствование систем предотвращения накопления донных нефтяных отложений в резервуарах большой вместимости / В.Н. Александров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 70–72.
2. Гималетдинов Г.М. Очистка и диагностика резервуаров для нефти и нефтепродуктов : учеб. пособие. – Уфа : Монография, 2011. – 295 с.
3. Кононов О.В. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях : дис. ... канд. техн. наук: 07.00.10. – Уфа, 2010. – 24 с.
4. Лерке Г.Э. Исследование и разработка системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах большой емкости : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 07.00.10. – Уфа, 1981. – 25 с.
5. Чурикова Л.А. Обзор современных методов очистки резервуаров от нефтяных остатков / Л.А. Чурикова, Е.А. Конашева, А.Т. Утегалиев // Технические науки в России и за рубежом: материалы V международной научной конференции. – 2016. – С. 71–75.

### **References:**

1. Improvement of systems for preventing accumulation of bottom oil deposits in large-capacity tanks / V.N. Aleksandrov [et al.] // Oil industry. – 2001. – № 2. – P. 70–72.
2. Gimaletdinov G.M. Treatment and diagnosis of reservoirs for oil and oil products. – Ufa : Monography, 2011. – 295 p.
3. Kononov O.V. Development of technologies and technical means to control deposits in oil tanks : autoreph. dis. ... cand. techn. science: 07.00.10. – Ufa, 2010. – 24 p.
4. Lerke G.E. Research and development of a system for erosion and prevention of paraffin sediment accumulation in large-capacity oil tanks : dis. ... cand. techn. science: 07.00.10. – Ufa, 1981. – 25 p.
5. Churikova L.A. Overview of modern methods of cleaning tanks from oil residue / L.A. Churikova, E.A. Konasheva, A.T. Utegaliev // Technical sciences in Russia and abroad: materials of the V International Scientific Conference. – 2016. – P. 71–75.



УДК 622.692.4

## СРАВНЕНИЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ХОЛОДИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ПРИ СООРУЖЕНИИ И РЕМОНТЕ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

### COMPARISON OF COOLANTS USED IN REFRIGERATION UNITS FOR THE CONSTRUCTION AND REPAIR OF PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS

**Гильмияров Евгений Адикович**  
специалист,  
ООО «НефтьГазСервис Навигатор»  
egilmiyarov@list.ru

**Силина Ирина Георгиевна**  
аспирант,  
Тюменский индустриальный университет  
i\_g\_silina@mail.ru

**Аннотация.** В статье приведен сравнительный анализ теплоносителей, применяемых для получения холода при сооружении и ремонте трубопроводов. Отдельно были рассмотрены вопросы экологической безвредности и безопасности для рабочих отдельных видов рабочих тел.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт, теплоносители, холодильные установки.

**Gilmiyarov Evgeny Adikovich**  
Specialist,  
LLC «OilGasService Navigator»  
egilmiyarov@list.ru

**Silina Irina Georgievna**  
Post-graduate Student,  
Tyumen Industrial University  
i\_g\_silina@mail.ru

**Annotation.** The article presents a comparative analysis of coolants used to produce cold for the construction and repair of pipelines. Separately, issues of environmental safety and safety for workers of certain types of fluids were considered.

**Keywords:** pipeline transport, coolants, refrigeration units.

**В** связи с активным освоением нефтяных и газовых месторождений Крайнего Севера, предприятия, сооружающие и эксплуатирующие трубопроводные системы, все чаще сталкиваются с необходимостью производить работы в условиях болотистой местности.

Сооружение и ремонт трубопроводов в болотистой местности является сложной инженерно-технической задачей из-за крайне низкой несущей способности торфа, слагающего болота. Самым популярным инженерным решением является проведение всех видов работ в зимнее время года, когда грунт подвергается естественной заморозке. В то же время, естественно замороженный грунт может быть неустойчивым и не подходить для проведения работ. К тому же, может возникать необходимость в дополнительной заморозке грунта. В таких случаях возможно применять различные холодильные установки. Одним из решений, определяющих эффективность применяемой холодильной установки, является выбор рабочего тела – теплоносителя. Теплоносители холодильных установок в общем виде можно разделить на хладагенты и хладоносители.

К хладагентам относят вещества, образующие холод за счет испарения в теплообменном аппарате. В качестве хладагентов применяют различные вещества, температура кипения которых при атмосферном давлении ниже, чем предполагаемая температура эксплуатации. К веществам, применяемым в качестве хладагентов, предъявляется ряд требований, значительно сокращающий число возможных веществ:

1. Давление насыщенных паров хладагента должны быть выше атмосферного для предотвращения подсоса воздуха в коммуникации холодильной станции. Подсос воздуха вызывает:

- ухудшение теплофизических показателей хладагента;
- замерзание трубок испарителя и повышение температуры замерзания масла, используемого для смазки компрессора;
- повышение рабочего давления компрессора и перерасход электроэнергии.

2. Давление пара при температуре конденсации не должно быть настолько большим, чтобы приводить к значительной утечке хладагента.

3. Хладагент должен обладать большой теплотой парообразования.

4. Хладагенты не должны вызывать коррозию и вступать в химическую реакцию со смазывающим веществом.

5. Хладагенты не должны оказывать вредное воздействие на обслуживающий персонал при небольших утечках.

Наибольшее применение на практике в качестве хладагентов нашли следующие вещества: фреоны, азот, аммиак.



Фреонами называют галогенпроизводные от насыщенных алифатических углеводородов, используемые в качестве хладагентов. Промышленностью выпускается широкий ряд фреонов с температурами кипения от  $-128$  до  $51$  °С. Преимущество фреонов в сравнении с другими хладагентами: инертность при невысоких температурах; негорючесть, взрывобезопасность и относительная безопасность для персонала. Среди недостатков: склонность фреонов к постоянным утечкам вследствие малой вязкости и хорошая растворимость в неполярных органических веществах, например, в смазочных маслах, применяемых в насосных и компрессорных агрегатах холодильных установок.

До недавнего времени фреон R-22 (хлордифторметан) являлся наиболее распространенным вариантом хладагента в системах промышленного и бытового охлаждения, однако с 2010 года его производство и применение официально запрещено во многих странах, подписавших и ратифицировавших Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой.

Установлено, что к веществам, принимающим участие в галогеновом цикле распада атмосферного озона, относятся хлор- и бромсодержащие фреоны, в то время как фторсодержащие фреоны, например R410A, инертны по отношению к озоновому слою. Однако вопрос об активном применении фреонов должен быть пересмотрен в связи с их негативным влиянием на экологию путем способствованию развитию парникового эффекта.

Жидкий азот в качестве хладагента обладает хорошими теплотехническими характеристиками, низкой температурой кипения, инертностью, безвредностью паров для человека и окружающей среды. Более того, низкая температура замерзания грунта при использовании жидкого азота позволяет сократить толщину необходимого ледогрунтового ограждения.

Однако, затраты на применение жидкого азота значительно ограничивают возможность его применения. Для производства комплектующих холодильного контура необходимо применение специальных морозостойких материалов, способных сохранять работоспособность при температуре кипения азота ( $-195$  °С) и выдерживать большой перепад температур. В полевых условиях невозможно воспроизвести цикл по повторному сжижению азота, что повышает его расход. В связи с этим жидкий азот рекомендуется применять в качестве хладагента при проведении аварийно-восстановительных и иных срочных работ в небольших объемах грунта.

Аммиак, в сравнении с другими хладагентами, обладает хорошими теплофизическими свойствами, в частности – плотной испарения (для сравнения, теплота испарения фреона R410A –  $271$  кДж/кг, аммиака –  $1369$  кДж/кг). Аммиак растворим в воде, что позволяет применять его в установках абсорбционного типа, и нерастворим в неполярных органических веществах. Также аммиак имеет нулевые показатели коэффициента разрушения озонового слоя и коэффициента глобального потепления. Недостатки газообразного аммиака: токсичность, взрывоопасность и горючесть.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) аммиака в воздухе рабочей зоны согласно [10] составляет  $20$  мг/м<sup>3</sup>, что соответствует IV классу опасности по степени вредного влияния на живые организмы – классу малоопасных веществ [7]. Учитывая, что плотность аммиака практически в два раза больше плотности воздуха, достижение ПДК возможно только в закрытых помещениях, зонах застойного движения воздуха и при крупных утечках. Опасной для персонала без специальных средств защиты является концентрация более  $300$  мг/кг, в то время как характерный уловимый запах аммиака ощущается уже при концентрации  $20$  мг/кг, а предельный порог обнаружения аммиака в воздухе –  $5$  мг/кг. Такие свойства аммиака как горючесть и взрывоопасность проявляются при концентрации в воздухе в размере  $15$ – $25$  %. Таким образом, при соблюдении персоналом техники аммиак можно использовать в качестве хладагента.

Хладоносители – вещества, не производящие холод непосредственно в ходе технологического процесса, но переносящие его на расстояние. Являются промежуточным веществом между хладагентом или другим источником холода и охлаждаемым объектом. В качестве хладоносителя используют водные растворы солей (т.н. рассолы) и различные рабочие тела на основе органических веществ, имеющих низкую температуру замерзания.

Среди рассолов наибольшее распространение получили растворы хлорида натрия, магния и кальция. Рассолы обладают высокой теплоемкостью, сравнительной дешевизной, пожаробезопасностью и безвредностью для персонала. Недостатки рассолов в качестве хладоносителей: высокая коррозионная активность вследствие высокой концентрации солей (рассол хлорида натрия изготавливают исходя из соотношения  $30$  кг соли на  $100$  л воды). Более того, даже малые утечки рассола в грунт могут привести к снижению температуры его замерзанию и даже частичному размораживанию ледогрунтового массива с образованием пльвунов, что делает вариант с применением рассолов для замораживания грунтов нежелательным.

Другой тип хладоносителей – жидкости на основе органических соединений. Нормативной документацией [9] предусмотрено применение двух видов охлаждающих жидкостей – ОЖ-65 и ОЖ-40 (номер в маркировке присваивается в соответствии с температурой замерзания). Несмотря на органическую природу, этиленгликоль нерастворим в маслах, применяемых для смазки перекачивающих агрегатов.



Во многих источниках более целесообразным считается применение хладоносителей на основе другого многоатомного спирта – пропиленгликоля; в источниках указывают на то, что в отличие от этиленгликоля, который относится к умеренно опасным веществам (III класс опасности, ПДК = 5 мг/м<sup>3</sup>), пропиленгликоль – малоопасное вещество. Также указывается, что пропиленгликоль – нетоксичное вещество (полулетальная доза ЛД50 = 20000 мг/кг), при том, что этиленгликоль – токсичен (ЛД50 = 4700 мг/кг). Однако в таких источниках не учитывается, что полулетальная доза для обоих веществ указана при пероральном приеме, а этиленгликоль при рабочих и стандартных условиях – вязкая жидкость с температурой кипения 197,6 °С, что делает достижение ПДК практически невозможным при обеспечении мер безопасности персонала. При этом хладоносители основе пропиленгликоля имеют более низкие теплофизические показатели и большую вязкость, чем аналогичные смеси с этиленгликолем, что увеличивает расход хладоносителя и энергетические затраты на перекачку по коммуникациям замораживающего контура.

#### **Литература:**

1. ГОСТ 6221-90 Аммиак безводный сжиженный. Технические условия.
2. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
3. ГОСТ 28084-89. Жидкости охлаждающие низкотемпературные. Общие технические условия.

#### **References:**

1. GOST 6221-90. Condensed anhydrous ammonia. Specifications.
2. GOST 12.1.007-76. Occupational safety standards system. Noxious substances. Classification and general safety requirements.
3. GOST 28084-89. Low-freezing cooling liquids. General specifications.



УДК 628.12

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЗДАНИЙ НАСОСНЫХ ПЕНОПОЖАРОТУШЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ

### PECULIARITIES OF DESIGN OF PUMPING FOAM FIRE EXTINGUISHING BUILDINGS AT OIL AND GAS FACILITIES

**Недосеко Игорь Вадимович**

доктор технических наук,  
профессор кафедры «Строительные конструкции»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
kafedra\_sk@mail.ru

**Начарова Юлия Александровна**

магистрант кафедры «Строительные конструкции»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
fred1em@mail.ru

**Кунченко Виктория Александровна**

студентка кафедры «ЖКХ»,  
Воронежский государственный технический университет  
cccp38@yandex.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрена проектировочная характеристика конструктивных особенностей здания насосной пенопожаротушения из монолитного железобетона с закладкой нулевого уровня и представлением габаритов здания в плане.

**Ключевые слова:** монолитный бетон, здание, опалубка, арматура.

**Nedoseko Igor Vadimovich**

Doctor of Engineering,  
Professor at the Department of  
Construction Structures,  
Ufa State Petroleum Technical University  
kafedra\_sk@mail.ru

**Nacharova Julia Alexandrovna**

Master's Degree  
in Construction Structures,  
Ufa State Petroleum Technical University  
fred1em@mail.ru

**Kunchenko Victoria Alexandrovna**

Student of the Housing  
and Communal Services Department,  
Voronezh State Technical University  
cccp38@yandex.ru

**Annotation.** In work design characteristic of design features of the building pump a peno-pozharotusheniye from monolithic reinforced concrete with laying of zero level and representation of dimensions of the building in the plan is considered.

**Keywords:** monolithic concrete, building, timbering, fittings.

**В** нашей стране в настоящее время активно развивается нефте- и газодобывающая промышленность, растет объем инвестиций в обработку нефти, производство легких углеводородов, и наряду с этим появляется необходимость круглогодичного производства работ, в том числе, в экстремальных условиях. Одной из важных задач строительства нефтегазовых объектов на начальном этапе является обеспечение их безопасности, в том числе противопожарной, повышение технико-экономической эффективности инвестиционных строительных проектов.

Наряду с поставленными задачами по обеспечению безопасности нефтегазовых объектов, авторами был рассмотрен вопрос проектирования системы пожаротушения, как обязательного элемента противопожарной защиты на участках повышенной опасности.

В качестве примера рассмотрим нефтехимический комплекс, расположенное в г. Тобольск, Тюменской области, поскольку это многофункциональный объект, состоящий из нефтехранилища, систем закачки нефти, узлов перекачки, технологических и очистных сооружений, а также административных зданий.

Выполнение несущей конструктивной подсыпки здания насосной пожаротушения и опирание на нее поверхностного фундамента или применение совместно с термостабилизацией оснований заглубленного фундамента, опирающегося на кровлю грунтов, окажет более щадящее воздействие на слабые, чувствительные породы, чем глубокое прорезание их толщи сваями.

Та же можно отметить, что было проведено технико-экономическое сравнение нескольких типов фундамента для возможного использования при постановке здания насосной пожаротушения, свидетельствующее о том, что более выгодным по стоимостным и трудозатратным показателям в подавляющем большинстве случаев является фундамент глубокого заложения. Но сметные показатели не могут являться базой для принятия решения о выборе типа фундамента.

Системой предотвращения пожаров предусматривается применение конструктивных материалов для строительства несущих стен, перегородки для выделения лестничной клетки, перекрытия, полов насосной пожаротушения, строительство двух резервуаров из железобетона.



Габариты здания в плане (рис. 1), его высота до низа несущих конструкций покрытия приняты с учетом функционального назначения и представляет собой одноэтажное прямоугольное в плане здание с габаритными размерами в осях 7 м x 9,8 м. Абсолютная отметка нуля 184,6 м. Отметка пола помещения насосного зала расположено на отметке -6,000. Спуск осуществляется о железобетонной лестнице с отметки +0,000.

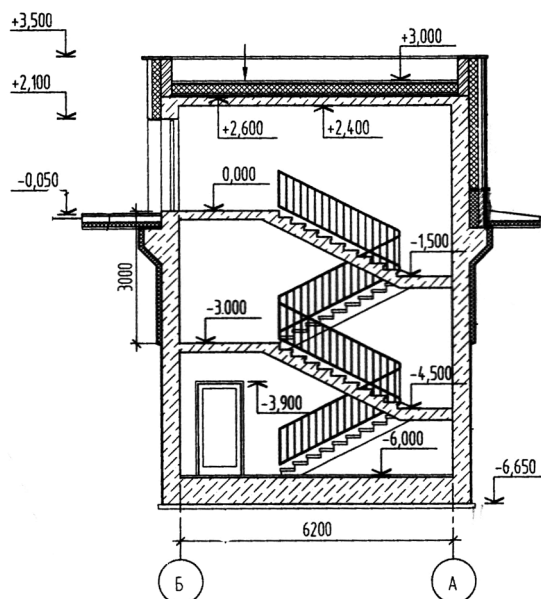


Рисунок 1 – Здание насосной пожаротушения в разрезе

Здания резервуаров с противопожарным запасом воды – заглубленная емкость объемом 600 м<sup>3</sup>. Габариты здания в плане, его высота до низа несущих конструкций покрытия приняты с учетом функционального назначения и представляет собой прямоугольное в плане здание с габаритными размерами в осях 11,6 м x 15,9 м.

Относительные отметки конструкций резервуаров приняты с привязкой к нулевой отметке здания насосной. Отметка низа плиты покрытия -1,600. Отметка верха фундаментной плиты -5,250 от уровня чисто пола здания насосной.

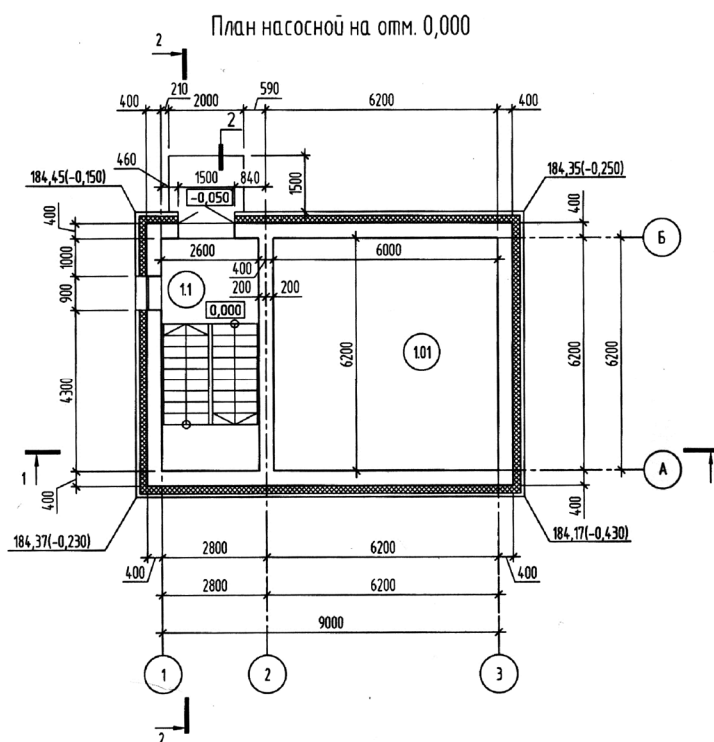


Рисунок 2 – План насосной на отметке 0,000



План насосной на отм. -6,000

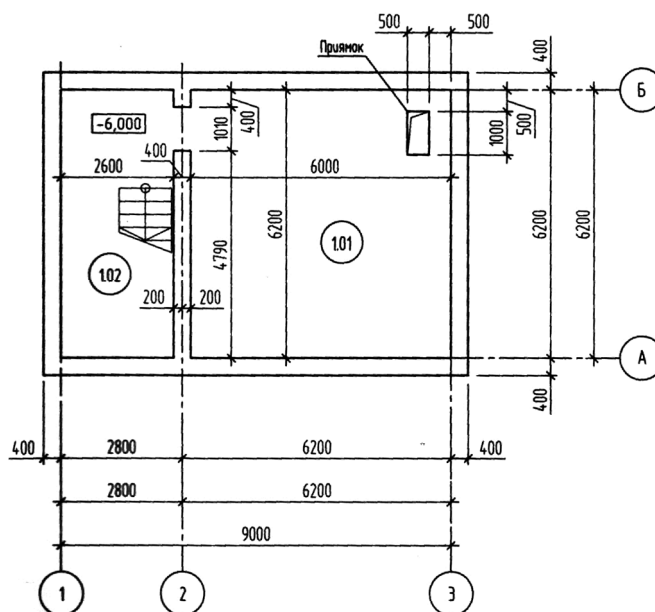


Рисунок 3 – План насосной на отметке -6,000

Объект распределен по большой площади, что создает дополнительные сложности при обеспечении безопасности людей в момент возникновения опасной чрезвычайной ситуации. На объекте предусматриваются системы наружного пенного и внутреннего модульного газового и порошкового пожаротушения с собственными устройствами управления и приемноконтрольными приборами (ПКП).

Важнейшим элементом систем пенного пожаротушения являются насосные станции. Насосная станция пенного пожаротушения предназначена для автоматического приготовления и подачи необходимого объема рабочего раствора пенообразователя на вход генератора пены. От ее надежной работы напрямую зависит жизнь людей.

Перед авторами была поставлена задача запроектировать насосную станцию пожаротушения, отвечающую не только требованиям надежности и безопасности, а также предусмотреть возможность ускоренных сроков ввода в эксплуатацию объектов капитального строительства и круглогодичного производства работ.

К насосным станциям предъявляется ряд требований, которые обязательно учитываются при их проектировании и монтаже оборудования [1, 2]. Необходимо:

1. Размещать насосные станции в отдельно стоящих зданиях или пристройках. При этом перегородка, разделяющая помещение станции и основное здание должна быть устойчивой к огню.

2. Запроектировать в насосных станциях отдельный выход наружу или на лестничную клетку, имеющую выход наружу.

3. Учитывать размеры помещения, в котором устанавливают насосы. Если габариты машинного зала больше, чем 6 × 9 м, то для него проектируют противопожарный водопровод, снабженный пожарным краном с расходом воды – 2,5 л/с.

3. При определении площади насосных станций ширину проходов следует принимать не менее: между узлами управления, между ними и стеной – 0,5 м; между насосными агрегатами и стеной в заглубленных помещениях – 0,7 м, в прочих – 1 м, при этом ширина прохода со стороны электродвигателя должна быть достаточной для демонтажа ротора; между блочными (или модульными) насосными установками и стеной – 1 м; между компрессорами или воздуходувками – 1,5 м, между ними и стеной – 1 м; между неподвижными выступающими частями оборудования – 0,7 м; перед распределительным электрическим щитом – 2 м.

5. Устанавливать пожарные насосные агрегаты и модульные насосные агрегаты на фундамент, масса которого должна не менее чем в 4 раза превышать массу насосных агрегатов.

6. Определять минимальную высоту помещения при использовании изотермического резервуара высотой резервуара с учетом обеспечения расстояния от него до потолка не менее 1 м.

7. В случае, если насосная станция пожаротушения берет воду для из пожарного резервуара, ее устанавливают ниже уровня емкости с водой. Это позволяет сэкономить средства на монтаж системы заборы воды.

8. Проектировать энергоснабжение станции из 2-х независимых источников, чтобы повысить надежность работы оборудования в условиях пожара.



К насосным станциям пожаротушения требуется повышенное внимание, особенно, учитывая, что помещение машинного зала насыщено мощным электрооборудованием, а дежурного персонала там, как правило, нет.

Исходя из вышеперечисленных требований предлагается запроектировать здание насосной станции из монолитного железобетона, получив при этом более целостный, прочный и долговечный объект. Данная технология является довольно сложной для воспроизводства, но в определенной ситуации её применение необходимо [3, 4].

Возведение здания из монолитного железобетона позволит оптимизировать его конструктивные решения, учесть совместную работу элементов, что окажет влияние на снижение их сечения. При устройстве монолитных конструкций решится проблема стыков, и также повысятся их изоляционные свойства, снизятся эксплуатационные затраты [5, 6].

Экономическая оценка применения монолитного железобетона позволяет получить высокую рентабельность реализуемых проектов, в том числе и в нефтегазовой отрасли при строительстве производственных зданий.

Данные условия характеризуются в первую очередь снижением затрат на строительство. В условиях равных объёмов строительства в нефтегазовой отрасли и стоимости построенных площадей, прибыль от реализации инвестиционных проектов с применением ресурсосберегающей технологии из монолитных конструкций возрастает до 35 % относительно традиционных проектов строительства.

Эффективность использования монолитных железобетонных конструкций подтверждается такими данными как единовременные затраты на создание производственной базы по изготовлению монолитных строительных конструкций на 35–45 % меньше по сравнению со сборным строительством; энергетические затраты на возведение монолитных конструкций на 25–35 % меньше, чем в сборных конструкциях.

Результат анализа проведенных исследований [7] показали, что возведение монолитных зданий в зимних условиях позволяет существенно сократить время термообработки, значительно сэкономить материальные, трудовые, энергетические и финансовые ресурсы.

Таким образом, предложенный проект насосной станции пожаротушения позволит свести к минимуму затраты, в максимально короткие сроки обеспечить безопасность на нефтегазовых объектах и прилегающей территории локализацией зоны возможного возгорания.

#### Литература:

1. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты.
2. СП 8.13130-2009, ранее – СНиП № 2-04-02-84 Системы противопожарной защиты.
3. Вохмин С.А. Технология возведения оснований зданий и сооружений: учеб. пособие для студентов вузов / С.А. Вохмин, Г.Н. Иванов, Л.Л. Неронова; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. образования «Гос. ун-т цв. металлов и золота». – Красноярск, 2006. – 158 с.
4. Возведение монолитных конструкций зданий и сооружений : монография / под общ. ред. П.П. Олейника; Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет. – М. : Издательство МИСИ–МГСУ, 2018. – 493 с.
5. Мартыненко И.А. Шахтное и подземное строительство. Оснащение вертикальных стволов / И.А. Мартыненко, С.Г. Страданченко, И.И. Мартыненко; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное агентство по образованию, Южно-Российский гос. технический ун-т. – Новочеркасск : Шахтинский ин-т ЮРГТУ, 2007. – 279 с.
6. Олейник П.П. Организация строительного производства. – М. : МГСУ : Изд-во Ассоц. строит. вузов, 2010. – 575 с.
7. Мозгалёв К.М. Эффективность применения самоуплотняющихся бетонов при возведении монолитных зданий в зимних условиях / К.М. Мозгалёв, С.Г. Головнев, Д.А. Мозгалёва // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – 2014. – Т. 14. – № 1. – С. 34–37.

#### References:

1. SP V 5.13130.2009 Fire protection systems.
2. SP 8.13130-2009, formerly SNiP № 2-04-02-84 Fire protection systems.
3. Vohmin S.A. Technology of erection of bases of buildings and constructions: educational event for university students / S.A. Vohmin, G.N. Ivanov, L.L. Neronova; Federal Agency for Education, State Educational Institution of Higher Professional Education «State Unit of Colored Metals and Gold». – Krasnoyarsk, 2006. – 158 p.
4. Erection of monolithic structures of buildings and constructions: monograph / under general editorship of P.P. Oleynik; Ministry of Education and Science of the Russian Federation, National Research Moscow State Construction University. – M. : Publishing house MISI-MGSU, 2018. – 493 p.
5. Martynenko I.A. Mine and underground construction. Equipping of vertical shafts / I.A. Martynenko, S.G. Stradanchenko, I.I. Martynenko; Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Federal Agency for Education, South-Russian State Technical University. – Novocherkassk : Shakhtinskiy inst. YURGTU, 2007. – 279 p.
6. Oleinik P.P. Construction production organization. – M. : Moscow State University of Architecture and Engineering : Association constructs higher educational institutions, 2010. – 575 p.
7. Mozgalev K.M. Efficiency of self-compacting concrete application at erection of the monolithic buildings in winter conditions / K.M. Mozgalev, S.G. Golovnev, D.A. Mozgaleva // Vestnik SUSU. «Construction and architecture» series. – 2014. – V. 14. – № 1. – P. 34–37.





УДК 622.692.4

## СПЕЦИФИКА РЕЖИМА НАГРУЖЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ АРКТИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

### SPECIFIC LOADING MODE OF THE ARCTIC OFFSHORE PIPELINES

**Силина Ирина Георгиевна**аспирант,  
Тюменский индустриальный университет  
i\_g\_silina@mail.ru**Гильмияров Евгений Адикович**специалист,  
ООО «НефтьГазСервис Навигатор»  
egilmiyarov@list.ru**Silina Irina Georgievna**Post-graduate Student,  
Tyumen Industrial University  
i\_g\_silina@mail.ru**Gilmiyarov Evgeny Adikovich**Specialist,  
LLC «OilGasService Navigator»  
egilmiyarov@list.ru

**Аннотация.** В данной статье приведены природные факторы, определяющие специфичный режим нагружения шельфовых трубопроводов Арктики. Рассмотрена механика передачи усилия от ледового образования заглубленному трубопроводу. Приведены рекомендации по дальнейшему исследованию системы «ледовое образование – грунт – трубопровод».

**Annotation.** This article presents the natural factors that determine the specific loading mode of the Arctic offshore pipelines. The mechanics of force transfer from ice formation to a deep-down pipeline are considered. The recommendations for further research of the «ice formation – soil – pipeline» system are given.

**Ключевые слова:** морские арктические трубопроводы, ледовая экзарация, ледовый киль, условия нагружения, деформация грунта.

**Keywords:** offshore Arctic pipelines, ice gouging, ice keel, loading conditions, soil deformation.

На шельфах арктических морей запасы углеводородного сырья в среднем оцениваются в 13 % неразведанных мировых запасов нефти и 30 % запасов газа. Только на арктическом шельфе России углеводородные ресурсы оцениваются в 80 млрд т условного топлива.

Освоение шельфовых месторождений арктического региона предполагает сооружение морских трубопроводов, подверженных воздействию как антропогенных, так и геоклиматических факторов, среди которых можно выделить следующие основные:

- образование ледовых нагонов вдоль береговой линии и выход льда на берег;
- интенсивную береговую эрозию;
- наличие вечной мерзлоты и сезоннопромерзающих грунтов, как следствие, вероятность протаивания или морозного пучения грунта;
- течения, волны, волновой нагон, изменяющиеся в результате увеличения протяженности и продолжительности периода, когда водная поверхность свободна от ледового покрова [1];
- аккумуляцию наносов;
- экзарацию морского дна киллями торосистых образований;
- выпаживание дна стамухами, перемещаемыми течениями, и возникающими волновыми нагрузками;
- ледовую эрозию дна вихревыми потоками воды, дренируемой сквозь трещины и полыньи на ледовой поверхности моря.

Проектирование трубопроводных систем в замерзающих морях требует решения вопроса оценки одной из наиболее значимых возникающих нагрузок на конструкции – ледовых нагрузок от движения торосистых образований или стамух.

Процесс ледовой экзарации заключается в выпаживании морского дна ледяными массами при непосредственном контакте килля ледового образования и донного грунта. В результате такого взаимодействия образуются протяженные борозды, ориентированные преимущественно в одном направлении. В случае если ледовое образование получает дополнительное вращательное движение, ледовый киль оставляет на дне кратерообразные углубления. При выпаживании достаточно глубоких борозд ледовое образование может воздействовать на грунт с усилием в 1000–10000 т [2].

Для исключения столкновения трубопровода с килем стамух или торосистых образований он подлежит обязательному заглублению. Однако защита трубы от непосредственного контакта с ледовым килем не обеспечивает необходимой защиты трубопроводной системы от возникновения дополнительных деформаций, поскольку внедрение килля в грунт сопровождается смещением прилегающих грунтовых масс; таким образом, происходит непрягая передача нагрузок на нижележащий участок заглубленного трубопровода.



Оценивая интенсивности воздействия ледового образования на грунт, можно выделить три зоны деформирования:

– в первой зоне происходит непосредственный контакт кия с грунтом, что приводит к пластическому деформированию объемов грунта. На начальном этапе внедрения кия в дно сдвигаемые им грунтовые частицы образуют своего рода «отвал» по направлению движения тороса, уплотняемый по мере его продвижения. Смещение частиц грунта в боковом направлении приводит к образованию «берм»;

– во второй зоне не происходит непосредственного контакта ледового кия с грунтом, однако грунт все еще испытывает значительные пластические деформации от больших касательных напряжений, вызванных движением тороса;

– в третьей зоне грунт подвержен только упругим деформациям.

Третья зона является наиболее благоприятной для сооружения трубопроводов, однако такая прокладка технически трудно реализуема и сопряжена со значительными материальными затратами.

Определение оптимальной глубины заложения трубопровода является первоочередной задачей для регионов, где имеет место явление экзарации морского дна. Данная задача требует знания ряда входных данных, среди которых: морфометрические характеристики ледяного покрова рассматриваемого региона, физико-механические свойства льда и грунта, данные о динамических воздействиях окружающей среды (течениях, процессах седиментации и т.п.), геометрические характеристики борозд выпаживания и т.д. Для адекватной оценки влияния ледовой экзарации на напряженно-деформируемое состояние трубопроводов необходимо комплексно рассматривать систему взаимодействия трех компонентов «ледовое образование-грунт-трубопровод», что требует наличия следующих данных:

- скорости передвижения ледовых массивов;
- геометрических параметров ледового кия;
- модели грунта с учетом пористости, влагонасыщенности и т.д.

В виду практической невозможности получения ряда данных или вероятности искажения параметров форм подводного микрорельефа [3] (степени размыва или заполнения борозд выпаживания или ям застамушивания наносами) наиболее информативным с точки зрения возможности изучения влияния как совокупности, так и отдельно взятых факторов, вовлеченных в процесс ледового выпаживания, являются компьютерное моделирование и лабораторные исследования.

Такие исследования позволяют контролировать следующие параметры для изучения реакции грунтовых масс:

- тип и характеристики грунта;
- ширина кия и глубина внедрения в грунт;
- угол атаки кия;
- свойства льда кия.

Для создания подхода к проектированию морских арктических трубопроводов, наиболее приближенного к реальным условиям нагружения, на основании заданной модели необходимо решить контактную задачу для заглубленного участка трубопровода для установления распределения напряжений и появления деформаций в трубе с учетом механики разрушения кия и процессов консолидации грунта.

### Литература:

1. Алексеев Г.В. Климатический режим Арктики на рубеже XX и XXI вв. / Г.В. Алексеев, И.А. Подгорный, П.Н. Священников. – СПб. : Гидрометеиздат, 1991. – 200 с.
2. Palmer A.C. Ice gouging and the safety of marine pipelines / A.C. Palmer, I. Konuk, G. Comfort, K. Been // Oshore Technology Conference. – 1990. – P. 235–244.
3. Огородов С.А. Рельефообразующая деятельность морских льдов : дис. ... д-ра геогр. наук : 25.00.25 / Станислав Анатольевич Огородов ; Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова. – М., 2014. – 261 с.

### References:

1. Alekseev G.V. Climatic regime of the Arctic at the turn of the XX and XXI centuries / G.V. Alekseev, I.A. Podgorny, P.N. Svyashchennikov. – St. Petersburg : Gidrometeoizdat, 1991. – 200 p.
2. Palmer A.C. Ice gouging and the safety of marine pipelines / A.C. Palmer, I. Konuk, G. Comfort, K. Been // Oshore Technology Conference. – 1990. – P. 235–244.
3. Ogorodov S.A. Relief-forming activity of sea ice: diss. ... doct. geogr. science : 25.00.25 / Stanislav Anatol'yevich Ogorodov; Moscow State University. – M., 2014. – 261 p.



**НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ**

# **БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ**

**Материалы III Международной  
научно-практической конференции  
(31 марта 2019 г.)**

---

**ТОМ 3:**

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

---

**Сборник статей**

Статьи публикуются в авторской редакции

**Технический редактор – А.С. Семенов  
Оригинал-макет – М.Б. Жаренко  
Дизайн обложки – М.Н. Гусева**

Сдано в набор 01.04.2019  
Подписано в печать 05.04.2019.  
Формат 60 x 84<sup>1/8</sup>. Бумага офсетная. Печать riso.  
Печ. л. 10,2  
Изд. № 1023. Тираж 500 экз. Заказ № 2033

ООО «Издательский Дом – Юг»  
Россия, 350072, г. Краснодар,  
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571  
e-mail: id.yug2016@gmail.com  
Сайт: www.id-yug.com