



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 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*



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)



*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 Вадимовна

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

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

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

СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

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

SIMONYANTS Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 850th 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», Honorable 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, Иностраный член Российской академии естественных наук имени В. Вернадского, награждён серебряной медалью имени Вернадского.

YAREMIYCHUK Roman Semyonovich

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

Доктор Джошуа Лелези Конне

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

Dr. Joshua Lelesi Konne

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

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)**

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

ISSN 2587-8913

В 7 ТОМАХ

ТОМ 3:

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Сборник статей

**Краснодар
2020**

УДК 622.1+622.323
ББК 33.1+33.36
Б90

Б90 Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.) : в 7 т. : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2020. – 388 с.

Сборник содержит материалы IV Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2020 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 технологию 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 7 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
УДК 622.1+622.323

© Коллектив авторов, 2020
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2020

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)**

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

ISSN 2587-8913

IN 7 VOL.

VOLUME 3:

DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

Conference bulletin

Krasnodar
2020

UDC 622.1+622.323
BBC 33.1+33.36
Б90

Б90 **Readings of A.I. Bulatov** : Materials of IV International scientific and practical conference (On March 31, 2020) : in 7 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. – 2020. – 388 p.

The Conference bulletin contains materials of the IV International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2020 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
UDC 622.1+622.323

© Group of authors, 2020
© LLC «Publishing House – South», 2020



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

Введение	20
Бабаян Э.В., Сидоров Р.В., Усов С.В. Современные проблемы глубокого бурения	23
Babayan E.V., Sidorov R.V., Usov S.V. Modern problems of deep drilling	
Белей И.И., Речапov Д.А., Родер С.А. Оценка влияния состояния портландцементной системы на характер взаимодействия с высокоминерализованной пластовой водой	29
Beley I.I., Rechapov D.A., Roder S.A. Assessment of the influence of the state of the portland cement system on the nature of interaction with highly mineralized formation water	
Беляев К.В., Рыбалко Д.С., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости при бурении горизонтально-направленных скважин	35
Belyaev K.V., Rybalko D.S., Rybalchenko Yu.M. Drilling washing fluids when drilling horizontal directed wells	
Беляев К.В., Рыбалко Д.С., Рыбальченко Ю.М. Радиальное вскрытие пласта. Технология «RadTech»	39
Belyaev K.V., Rybalko D.S., Rybalchenko Yu.M. Radial opening of the string. Technology «RadTech»	
Бороздин С.О., Подгорнов В.М. Влияние температуры и давления на величину поверхностного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных ПАВами	42
Borozdin S.O., Podgornov V.M. The effect of temperature and pressure on the surface tension of the aqueous phase of drilling fluids treated with surfactants	
Вахромеев А.Г., Ташкевич И.Д., Сверкунов С.А. Освоение запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах	48
Vakhromeev A.G., Tashkevich I.D., Sverkunov S.A. Development of oil reserves in low-permeable reservoirs	
Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н.М. Крепление высокопроницаемых горных пород, содержащих агрессивные флюиды	51
Voronik A.M., Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Attachment of highly permeable rocks, containing aggressive fluids	
Гаибназаров С.Б. Разработка полимеров для буровых растворов	56
Gaibnazarov S.B. Drilling mud polymer development	
Гаибназаров С.Б., Алиев Б.А. Новые реагенты стабилизаторы из отходов для буровых растворов	58
Gaibnazarov S.B., Aliyev B.A. New waste stabilizers for drilling fluids	
Гаибназаров С.Б., Алиев Б.А. Исследование физико-химических свойств полимеров применяемых в буровых растворах	61



- Gaibnazarov S.B., Aliyev B.A.**
Investigation of the physical and chemical properties of polymers used in drilling fluids
- Грибанова Е.Н., Рыбальченко Ю.М.**
Технология нулевого сброса при бурении морских скважин 65
Gribanova E.N., Rybalchenko Yu.M.
Zero reset technology for drilling sea wells
- Губайдуллин Ф.А., Кузьмин В.Н., Аскарлов Р.Ф., Гайнуллина Э.Ф.**
Ликвидация зон катастрофического поглощения бурового раствора с помощью современного полимер-содержащего реагента «ПРМД» 68
Gubaidullin F.A., Kuzmin V.N., Askarov R.F., Gainullina E.F.
Elimination of zones of catastrophic absorption of drilling mud using a modern polymer-containing reagent «PRMD»
- Диоманте Б.Х., Савенок О.В.**
Анализ применения гель-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении 71
Diomante B.H., Savenok O.V.
Analysis of the use of gel-solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well on the Priobskoye field
- Егорова Е.В., Минченко Ю.С.**
Результаты исследований эмульгатора «АРГУНИТ РХ» в составе буровых растворов для проводки горизонтальных скважин 77
Yegorova E.V., Minchenko Ju.S.
Emulsor research results «ARGUNIT RH» in the composition of drilling solutions for piping horizontal wells
- Еловых П.Ф., Нескоромных В.В., Еловых В.Ф.**
Разработка технических и технологических приемов при осуществлении забуривания бокового ствола скважины в горных породах высокой категории твердости 81
Elovykh P.F., Neskorumnykh V.V., Elovykh V.F.
Development of technical and technological methods for drilling sidetracks in rocks of high hardness category
- Жуков В.А., Богомолов Р.М.**
Одношарошечный буровой инструмент 88
Zhukov V.A., Bogomolov R.M.
Single torch drilling tool
- Жуков В.А., Кичаев П.Е., Мозговой Г.С.**
Ползучесть алюминиевых бурильных труб при сверхглубоком бурении 94
Zhukov V.A., Kichaev P.E., Mozgovoi G.S.
Creep of aluminum drill pipes at extra deep drilling
- Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М.**
Эффективная система глубокой очистки бурового раствора 97
Zelenczov A.M., Kugatov V.A., Rybalchenko Yu.M.
Drilling mud complete cleaning effective system
- Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М.**
Технология применения безмуфтовых обсадных труб 100
Zelenczov A.M., Kugatov V.A., Rybalchenko Yu.M.
Technology of use of clutch-free coupling pipes
- Иванова Т.Н., Кащеев А.Б.**
Особенности технологии телесистемы ЗТС-42КК 104
Ivanova T.N., Kashcheev A.B.
Features of the ZTS-42KK telesystem technology
- Иванова Т.Н., Доможиров А.В.**
Анализ технологии бурения скважин и механизмов искривления, применяемых в роторных управляемых системах 108
Ivanova T.N., Domozhirov A.V.
Analysis of well drilling technology and curvature mechanisms used in rotary controlled systems
- Исмаилов Р.А., Аскерова Р.И.**
Фрактальный анализ режимов работы промысловых газопроводов 113
Ismayilov R.A., Askerova R.I.
Fractal analysis for modes of the field pipelines



Казарян А.Г., Рыбальченко Ю.М. Технология бурения и заканчивания скважин с депрессией на продуктивный пласт	121
Kazaryan A.G., Rybalchenko Yu.M. Technology of the well-drilling and well-completion with a draw-down pressure	
Капитонов В.А. Сбор данных из файлов Excel и Word	124
Kapitonov V.A. Collect data from Excel and Word files	
Каракозов А.А., Парфенюк С.Н., Овсянников В.П. Разработка гидродарников для бурения газовых и дегазационных скважин на угольных месторождениях Донбасса	135
Karakozov A.A., Parfenyuk S.N., Ovsyannikov V.P. Development of hydraulic hammer tools for drilling gas and degasing wells in coal deposits of Donbass	
Климанова Д.А., Мозговой Г.С., Никитин В.И. Исследования по определению физических параметров составов для глушения скважин	139
Klimanova D.A., Mozgovoyi G.S., Nikitin V.I. Studies to determine the physical parameters of well killing compositions	
Ковалева К.О., Мозговой Г.С. Ликвидация поглощений с применением стеклопластиковых труб	142
Kovaleva K.O., Mozgovoi G.S. The elimination of acquisitions with GRP pipes	
Кодиров Ш.Ш. Разработка нейросетевой модели прогнозирования прихватов колонн бурильных труб	145
Qodirov Sh.Sh. Development of neural network model for predicting drill pipe sticking	
Комилов Т.О., Умедов Ш.Х., Рахимов А.А. О разработке контейнера для доставки тампонажной смеси в зону поглощающего пласта	155
Komilov T.O., Umedov Sh.Kh., Rakhimov A.A. Development of a container for the delivery of the plugging mixture to the absorption zone	
Комилов Т.О. Тампонажный раствор для цементирования нефтяных и газовых скважин	157
Komilov T.O. Plugging mortar for cementing oil and gas wells	
Кондрашев О.Ф. Вязкоупругие аномалии в безглинистых растворах	159
Kondrashev O.F. Viscoelastic anomalies in clayless solutions	
Кондрашев О.Ф. Оценка глубины проникновения растворов без твердой фазы	163
Kondrashev O.F. Evaluation of the depth of permission of solutions without a solid phase	
Кузнецов В.А., Шамхалова Г.А. кызы, Исмаилов Ф.Н. оглы Исследование влияния качества и количества промывочной жидкости на процесс проводки горизонтальных скважин	168
Kuznetsov V.A., Shamkhalova G.A., Ismayilov F.N. oglu Research of the influence of quality and quantity of flushing fluid on the process of piping horizontal wells	
Кузьмин В.Н., Трефилова Т.В., Бурханов А.Н., Доможиров А.В. Сравнительный лабораторный анализ современных отечественных пеногасителей в системе буровых промывочных жидкостей на водной основе	171
Kuzmin V.N., Trefilova T.V., Burkhanov A.N., Domozhirov A.V. A comparative laboratory analysis of the modern domestic defoamer in the system of drilling of drilling fluids are water-based	
Кузьмин В.Н., Чиркова И.А. Мероприятия, направленные на повышение технико-экономической эффективности строительства скважин	174
Kuzmin V.N., Chirkova I.A. Measures aimed at improving the technical and economic efficiency of well construction	



- Кулиев Д.Д., Джаббарова Г.В. кызы, Шмончева Е.Е.**
Изучение комплексной технологии бурения скважин 182
Kouliev J.J., Jabbarova G.V. Kyzy, Shmoncheva E.E.
The study of complex drilling technology
- Мамедов А.С. оглы**
Повышение качества бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах 184
Mammadov A.S. oglu
Quality drilling of wells in waste, absorbing zones
- Марусов М.А., Мойса Ю.Н.**
Современные решения по применению смазывающих добавок при бурении и реконструкции скважин в условиях АВДП 186
Marusov M.A., Moisa Yu.N.
Modern solutions for the use of lubricating additives in drilling and well reconstruction under the conditions of AVDP
- Матько В.С., Рыбальченко Ю.М.**
Буровой раствор на основе избыточного или для вскрытия продуктивного пласта 188
Matiko V.S., Rybalchenko Yu.M.
Drilling mixture based on excess or for opening productive layer
- Махаматхожаев Д.Р.**
Разработка состава тампонажного раствора с закупоривающим свойством 191
Mahamatkhodzhaev D.R.
Development of the tamponage position from plugging property
- Махаматхожаев Д.Р.**
Разработка состава нефтеэмульсионного бурового раствора для вскрытия и капитального ремонта скважин с аномально низкими пластовыми давлениями 194
Mahamatkhodzhaev D.R.
Development of composition of oil-emulsion drilling mortar for opening and capital repair of wells with abnormally low burner pressures
- Мацко А.В., Лукьянов В.Т.**
Промысловое определение сил трения при движении гибких труб в скважине 197
Matsko A.V., Lukyanov V.T.
Industrial definitions of friction forces during motion of a coiled tubing in a well
- Меринов И.А., Савенок О.В.**
Предупреждение и ликвидация аварий с обсадными колоннами при строительстве скважин 203
Merinov I.A., Savenok O.V.
Prevention and elimination of accidents with casing strings during well construction
- Меринов И.А., Шиян С.И.**
Обоснование выбора бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении 214
Merinov I.A., Shiyan S.I.
Substantiation of the choice of drilling fluid based on geological and technical data for drilling an directional well on the Chayandinskoye oil and gas condensate field
- Мовлаев А.И. оглы**
Изучение связи между скоростью бурового раствора в кольцевом пространстве и скоростью сдвига 224
Movlaev A.I. oglu
A study of the relationship between drilling fluid velocity in annular space and shear rate
- Мостовой В.А.**
Оценка экономической эффективности применения телесистемы «Geolink» на Дулиньминском нефтегазоконденсатном месторождении 226
Mostovoy V.A.
Evaluation of economic efficiency of application of the «Geolink» telesystem on the Dulisminskoye oil, gas and condensate field
- Мыслюк М.А., Волошин Ю.Д.**
Исследования поверхностных и реологических свойств биополимерной системы для глушения скважин 235
Myslyuk M.A., Voloshyn Yu.D.
Research surface and rheological properties of the biopolymer system for well killing operation



Назарова З.М., Забайкин Ю.В., Новикова С.А., Леонидова Ю.А. Повышение эффективности освоения нефтегазовых месторождений с применением инновационных методов бурения	243
Nazarova Z.M., Zabaikin Yu.V., Novikova S.A., Leonidova Yu.A. Increase of efficiency of development of oil-gas deposits through innovative methods of drilling	
Нескоромных В.В., Чихоткин А.В. Аналитическое исследование механики разрушения горных пород резцами PDC с учетом динамических процессов резания-скалывания горной породы и сопротивления среды	251
Neskoromnykh V.V., Chikhotkin A.V. Analytical study of the mechanics of destruction of rocks by PDC cutters taking into account dynamic processes of cutting-chipping of rock and medium resistance	
Нечаева О.А., Никитин В.И., Фесенко Н.А. Управление свойствами фильтрата буровой промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта	258
Nechaeva O.A., Nikitin V.I., Fesenko N.A. Managing of drilling fluid filtrate properties to preserve filtration properties of reservoir	
Никитин В.И., Милькова С.Ю., Мясников Д.Ю. Определение остаточной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости призабойной зоны пласта	261
Nikitin V.I., Milkova S.Yu., Myasnikov D.Yu. Determination of residual filtrate saturation of drilling flushing fluid in the bottomhole formation zone	
Новрузова С.Г., Агабейли А. Экспериментальное исследование влияния добавок к буровому раствору на набухаемость и водоотдачу	264
Novruzova S.H., Agabeyli A. Experimental study of the impact of additives in the drilling mud on swell ability and water loss	
Новрузова С.Г., Нариманов Я. Влияние эксцентриситета на появление осложнений в скважине при бурении	268
Novruzova S.H., Narimanov Y. The effect of eccentricity on the occurrence of complications in the well during drilling	
Нурматов У.Д. Влияние бурового раствора на основе устойчивости ствола скважины на борьбу с геологическими осложнениями	271
Nurmatov U.D. The effect of drilling mud based on the stability of the wellbore in the fight against geological complications	
Пашчевская Н.В., Буков Н.Н. Облегченные тампонажные растворы для скважин с низким пластовым давлением	274
Pashchevskaya N.V., Bukov N.N. Lightweight well plugging solutions low-pressure	
Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шиян С.И. Исследование износостойких покрытий бурильных труб при строительстве эксплуатационной скважины на Южно-Харьгагинском нефтяном месторождении	278
Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shiyani S.I. Study of wear-resistant coatings of drill pipes during the construction of a production well on the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field	
Плиева Е.Б., Пиксаев С.А., Живаева В.В. Тампонажный раствор с газоблокирующими свойствами для обеспечения качественного крепления скважин ОНГКМ	285
Plieva E.B., Piksaev S.A., Zhivaeva V.V. Cement slurry with gas-blocking properties for high-quality cementing of ONGKM wells	
Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем	289
Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems	
Проводников Г.Б. Применение борсиликатного реагента-ингибитора глин (БСР, БСР-С, КОЛЬМАСИЛ) в буровых растворах	293



- Provodnikov G.B.**
Use of borosilicate reagent-clay inhibitor (BSR, BSR-S, KOLMASIL) in drilling fluids
- Рахматуллин Д.В., Алсынбаев Г.Т.**
Буровое оборудование для строительства скважин на сверхвязкие нефти и битумы 297
Rakhmatullin D.V., Alsynbaev G.T.
Drilling equipment for construction of wells for extra-heavy oil and bitumens
- Рахматуллин Р.Р., Хузина Л.Б.**
Применение оборудования для изоляции зон поглощений
через гидромеханический пакер в зимнее время 302
Rakhmatullin R.R., Khuzina L.B.
Application of equipment for isolation of absorption zones through a hydro-mechanical packer in winter
- Рожков С.Ю., Овчинников В.П., Рожкова О.В.**
Влияние объема концентрации фибры на прочностные показатели цементного камня
при дисперсном армировании 306
Rozhkov S.Yu., Ovchinnikov V.P., Rozhkova O.V.
The effect of the concentration of fiber on the strength characteristics of cement stone with dispersed reinforcement
- Сабре Д.М.-Н., Сабре М.М.-Н., Левчук А.А.**
Разработка мероприятий по повышению безопасности в процессе бурения нефтяных скважин 311
Sabre D.M.-N., Sabre M.M.-N., Levchuk A.A.
Development of measures to improve safety in the process of drilling oil wells
- Савенко В.И.**
Повышение эффективности бурения горных пород за счет использования технологических сред,
содержащих водные растворы электролитов и ПАВ 314
Savenko V.I.
Improving the efficiency of rock drilling by using process media
containing aqueous solutions of electrolytes and surfactants
- Самсоненко Н.В.**
Пути повышения качества крепления скважин 331
Samsonenko N.V.
Ways to improve well attachment quality
- Симонянц С.Л.**
Эпоха турбобуров: итоги и перспективы 336
Simonyants S.L.
Turbodrills epoch: results and prospects
- Симонянц С.Л., Аль Тии М.**
Форсирование режимов роторного бурения с использованием винтового забойного двигателя 342
Simonyants S.L., Ali Taae M.
Forcing rotary drilling modes using a screw down hole motor
- Соловьева В.А., Рыбальченко Ю.М.**
Применение системы бурового раствора на основе формиатов калия
для повышения скоростей бурения в осложненных условиях 347
Solovieva V.A., Rybalchenko Yu.M.
Drilling system application based on potassium formates for increasing drilling speeds in complicated conditions
- Сулейменов Н.С.**
Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки 352
Suleimenov N.S.
Removal of filtration cake of drilling fluids during acid treatment taking into account the content and fractional composition of the carbonate filler
- Султанов Д.Р., Баймаханов А.Е., Абилтаева А.З., Баймаханов Е.А.**
Исследование, диагностика причин возникновения межколонного давления
в скважинах и их ликвидация 358
Sultanov D.R., Baimakhanov A.E., Abiltaeva A.Z., Baimakhanov Ye.A.
Investigation, diagnosis of the causes of inter-column pressure in wells and their elimination
- Третьяк А.А., Онофриенко С.А.**
Технология улучшения качества бурового раствора 361
Tretyak A.A., Onofrienko S.A.
Drilling mud quality improvement technology



Чирков С.А., Лышко О.Г. Изучение возможности сокращения расхода ксантановой камеди как структурообразователя в буровых растворах	365
Chirkov S.A., Lyshko O.G. The study of the possibility of consumption reducing of xanthan gum as a structure builder in drilling fluids	
Шайхутдинова А.Ф. Разработка компоновки с динамически активным элементом для повышения эффективности бурения скважин долотами PDC	368
Sheikhutdinova A.F. Development of bha with dynamic active element to increase well drilling efficiency with PDC drill bits	
Шаляпин Д.В., Щербаков А.В., Бакирова А.Д. Разработка для Пякяхинского месторождения технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта	372
Shaliapin D.V., Sherbakov A.V., Bakirova A.D. Development of the technological solutions for the Pyakyakhinsky field for preparing the well bore for cementing and improving the quality of cementing using artificial intelligence	
Шемелина О.Н. Основные положения бурения в Баженовской свите	377
Shemelina O.N. Drilling guidelines for the Bazhenov formation	
Ширели И.Я. оглы О причинах прихвата бурильного инструмента в желобах пробуренных на скважинах Каспийского моря	380
Shireli I.Y. oglu About the reasons for the seizure of drilling tools in the trenches drilled in the wells of the Caspian Sea	
Андрианов Н.И. Оценка увеличения давления на забой скважины при запуске буровых насосов	384
Andrianov N.I. Bottom hole pressure growth estimation during drilling pump start	

ВВЕДЕНИЕ

31 марта 2020 года в г. Краснодаре прошла IV Международная научно-практическая конференция «БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ».

Перед конференцией была поставлена важная и крайне актуальная задача: на основе новейших достижений в науках о Земле, механики жидкости и газа, термодинамики, физико-химии и других смежных научных направлений предложить фундаментальные основы для создания новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья, экологически чистых и ресурсосберегающих технологий. Обсуждались наиболее перспективные направления и результаты фундаментальных и прикладных исследований и разработок, направленных на создание новых технологий в нефтегазовой отрасли.

Поиск путей решения поставленной перед конференцией задачи проводился по следующим научным направлениям:

- прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа; нефтегазопромысловая геология; разведочная и промысловая геофизика;
- разработка нефтяных и газовых месторождений;
- бурение нефтяных и газовых скважин;
- проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта;
- химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности;
- электрооборудование в нефтегазовой отрасли, технические и технологические разработки;
- гуманитарные науки (история развития нефтегазовой отрасли; терминология нефтегазовой отрасли; методика преподавания (лингвистические исследования); экономика в нефтегазовой отрасли; правовое обеспечение развития нефтегазовой промышленности и др.).

Были представлены также обобщающие доклады, связанные с новыми научными подходами к проблемам нефти и газа. Статьи в настоящем сборнике расположены согласно указанным направлениям.

В конференции приняли участие сотрудники институтов Российской Академии наук, отраслевых институтов нефтегазового профиля, технических вузов, работники нефтяных и газовых компаний.

Настоящая конференция посвящена памяти Анатолия Ивановича Булатова (31 марта 1931, Краснодар – 13 августа 2016) – советского и российского учёного-нефтяника, доктора технических наук (1961), профессора (1966), лауреата премии Совета министров СССР. Булатов А.И. – основатель Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКР-нефть) и созданного на его основе НПО «Бурение». Позже это объединение стало «головным» предприятием в области строительства скважин в СССР, за годы существования приобрело известность научными разработками во всех технологических направлениях строительства скважин и их ремонта в СССР, США, Австрии, Германии, Польше, Венгрии и др. Профессор Булатов А.И. известен результатами своих исследований в области строительства глубоких высокотемпературных и горизонтальных скважин, их заканчивания и ремонта в процессе эксплуатации; он создатель (совместно с Евгением Константиновичем Мачинским) принципиально новых тампонажных цементов для заканчивания глубоких высокотемпературных скважин и специального лабораторного оборудования для испытания тампонажных материалов при высоких температурах и давлениях. Выдающийся вклад в отечественную прикладную науку осуществили его ученики и коллеги в созданном им «Всесоюзном научно-исследовательском институте по креплению скважин и буровым растворам» (ВНИИКРнефть). Этим НИИ Булатов А.И. руководил четверть века, а также организованном на его основе НПО «Бурение», в состав которого входили ВНИИБТ, ВНИИТнефть, ПФ ВНИИБТ, Андижанское КБ, ряд территориальных специализированных лабораторий, более 10 машиностроительных и ремонтных заводов и заводов по производству спецматериалов и химреагентов для бурения и эксплуатации скважин, ряда месторождений глинистых и утяжелителей с общей численностью работающих более тридцати тысяч человек.

Редакционный совет благодарит всех участников конференции и авторов, представивших статьи в настоящий сборник, а также выражает глубокую признательность и искреннюю благодарность ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт» за оказанную финансовую помощь и ООО «Издательский Дом – Юг» – за оказанную организационную и информационную поддержку.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DRILLING OF OIL AND GAS WELLS



УДК 622.24

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ**MODERN PROBLEMS OF DEEP DRILLING****Бабаян Эдуард Вартанович**

кандидат технических наук, старший научный сотрудник,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Кубанский государственный
технологический университет, ИНГиЭ
bev37@mail.ru

Сидоров Руслан Валерьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет, ИНГиЭ
pg87@bk.ru

Усов Сергей Васильевич

кандидат технических наук, старший научный сотрудник,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Кубанский государственный
технологический университет, ИНГиЭ
baku50@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору современных проблем глубокого бурения. На примере бурения Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3) рассмотрены актуальные проблемы технологии и техники глубокого бурения.

Ключевые слова: бурильные трубы, скважина, забойный двигатель, предотвращение осыпей, буровой раствор.

Babayan Eduard Vartanovich

Senior Researcher,
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor Departments
of oil and gas business,
Kuban State Technological University, INGiE
bev37@mail.ru

Sidorov Ruslan Valerevich

Student, department of oil and gas business,
Kuban State Technological University, INGiE
pg87@bk.ru

Usov Sergey Vasilievich

Senior Researcher,
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor Departments
of oil and gas business,
Kuban State Technological University, INGiE
baku50@mail.ru

Annotation. This article is devoted to a review of current problems of deep drilling.

Keywords: drill pipes, borehole, downhole motor, prevention of scree, drilling mud.

В 1970–80 гг. прошлого столетия в нашей стране было заложено несколько сверхглубоких скважин. Предполагалось бурить на «Мантию». До «мантии» не добурили, но достигли значительных глубин.

Идея пробурить верхнюю оболочку Земли возникла в 60-х г.г. XX века и подразумевала пройти скважиной всю земную кору и получить образцы пород верхней мантии. Представление о мантии строится лишь по косвенным данным, а именно, по скорости распространения сейсмических волн в недрах, изменения которой интерпретируется как граница слоев горных пород разного возраста и состава.

Проект «Молох» – программа сверхглубокого бурения появилась в 1958 г. в США. Названия проекта происходит со слов «Мохоровичича» – это фамилия хорватского ученого, который выделил поверхность раздела между земной корой и мантией.

Программой предусматривалось бурить скважины в океане, так как по данным геофизиков, земная кора в океане значительно тоньше, чем на материках.

В апреле 1961 г. у Острова Гваделупа в Карибском море, где водная толща достигает 3,5 км, пробурили 5 скважин, самая глубокая из них углубилась в дно только на 189 м. Предполагалось под осадочными породами вскрыть верхний слой земной коры – граниты, но поднятый керн представлял чистые базальты.

Вторая фаза проекта «Молох» трансформировалась в проект глубокого научного бурения, в котором участвовал СССР.

Кольская сверхглубокая скважина (СГ-3) была запроектирована в середине 60-х г.г. Находится в Мурманской области, в 10 км к западу от города Заполярного. СГ-3 была пробурена исключительно для исследования литосферы в том месте, как предполагалось, граница Мохоровичича проходит близко к поверхности земли.

Разрез Кольской скважины опроверг двухслойную модель земной коры. Базальт, поднятый с 12-и километровой глубины тут же становился гранитом, но керн крошился и распадался.

Концепция бурения СГ-3 была построена на трех основных принципах [1]:

- бурение опережающим стволом диаметром 214 мм со 100 % отбором керна;
- применением гидравлических забойных двигателей;
- применением алюминиевых бурильных труб.



Алюминиевые бурильные трубы (ЛБТ) были разработаны компанией «ВНИИТНефть» в Самаре, построены цеха на Самарском и Каменск-Уральском металлургических заводах. Инструмент для отбора керна, который просто не существовал для ожидаемых условий бурения, разрабатывался во ВНИИБТ. Пермский филиал ВНИИБТ разработал термостойкие высокопроизводительные редукторные турбобуры типа ТРМ. Была освоена технология спуска 245 мм обсадной колонны на рекордную глубину 8870 м. Цементирование осуществлялось специальными тампонажными цементами компании «ВНИИКРнефть».

Кольская скважина была запроектирована на глубину 15000 м. Фактическая достигнутая глубина 12262 м. Возможности буровой установки и бурового инструмента были практически исчерпаны, но на продолжение работ сказалась обстановка в стране и ее финансовые возможности. Но все затраты на бурение научной скважины СГ-3 с лихвой окупались (прямых расчетов не проводилось). Взять только в расчет массовое использование алюминиевых бурильных труб, что обеспечило использование более легких буровых установок в условиях Западной Сибири, а также снижение затрат на транспортировку труб.

Скважина СГ-3 бурилась в сравнительно легких геологических условиях: устойчивый ствол, отсутствие осложнений с осыпанием стенок скважины, отсутствие пластов, насыщенных пластовым флюидом. И как следствие применение буровых растворов низкой плотности при сравнительно низких градиентах температур (менее 1,50 °C/100 м).

Рассмотрим возможности углубления скважины в таких же условиях при современных технических и технологических возможностях на глубину 15000 м. Конструкция скважины представлена на рисунке 1.

Конструкция научно-поисковой скважины глубиной 15 000 м.

Колонны 426 мм	0 – 300 м
324мм	0 – 3 000 м
245 мм	0 – 9 000 м
Открытый ствол	9 000 – 15 000 м.

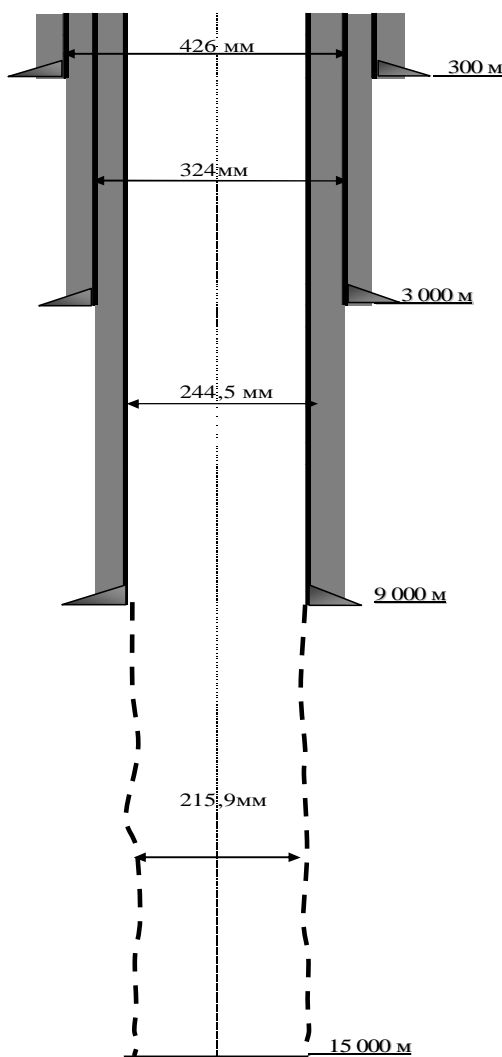


Рисунок 1 – Конструкция скважины глубиной 15000 м



Скважина обсажена 245 мм обсадной колонной на глубину 9000 м. Продолжение бурения скважины невозможно без применения алюминиевых труб. Рассмотрим возможность углубления скважины с позиций грузоподъемности буровой установки, прочности буровой колонны с одной стороны и гидравлических показателей скважины и насосной группы буровой установки. Для этого были использованы компьютерные программы «Бурительная колонна», «Гидравлика Бурения» и «Гидравлика крепления».

Бурительная колонна предварительно была принята комбинированная. Компоновка низа колонны (КНБК) состоит из 178 мм утяжеленных бурительных труб с внутренним проходом 80 мм и длиной 120 м. Состав комбинированной бурительной колонны снизу вверх: ЛБТ 114 мм длиной 6000 м (с внутренним диаметром 94 мм, стальной замок типа ЗЛ диаметром 140 мм и внутренним диаметром 80 мм); ЛБТ 129 мм длиной 3000 м (с внутренним диаметром 111 мм, стальной замок типа ЗЛ диаметром 152 мм и внутренним диаметром 95 мм); ЛБТ 147 мм длиной 3000 м (с внутренним диаметром 117 мм, стальной замок тип ЗЛ диаметром 172 мм и внутренним диаметром 110 мм); СБТ 140 мм группа стали Р остальное по длине (с внутренним диаметром 118,5 мм, замок ЗП-184-89).

Предложенная компоновка требует изменения, поскольку трубы АБТ 129 марки Д16Т верхней части интервала 8874–5874 м, а также трубы АБТ 147 по верхней части интервала 5874–2874 м не проходят по коэффициенту запаса прочности. Поэтому требуется замена алюминиевых труб марки Д16Т на трубы из сплава 1953 Т1.

Фактически по прочностной характеристике принятых труб (табл. 1) возможности исчерпаны.

Таблица 1 – Расчет бурительной колонны на прочность (отрыв от забоя с промывкой): интервал бурения, м, 14500 – 15000; глубина спуска обсадной колонны диаметром 245 мм – 9000 м; тип бурения – забойный двигатель

Интервал, м	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции в воздухе, кН	Вес колонны в воздухе, кН	Осевая сила, кН	Эквивалентное напряжение, МПа	Коэффициент запаса на стат. прочность
15000 14994	Заб. двиг.	172			6	9	9	0,1 7,9	0 0,9	>10 >10
14994 14874	УБТ	178	49	38ХНЗМ ФА	120	120	183,4	8,1 167,7	0,9 8,4	>10 >10
14874 8874	АБТ	114,3	10	Д16Т	6000	659	851,5	167,9 612,8	51,2 187	6,3 1,7
8874 5874	АБТ	129	9	Д16Т	3000	358,9	1210,4	612,8 855,1	180,6 252	1,8 1,3
5874 2874	АБТ	147	9	Д16Т	3000	358,9	1634,1	855,1 1141,2	219,2 292,5	1,5 1,1
2874 0	СБТ	139,7	10,5	Р	2874	2874	2834,9	1141,2 2100,9	267,8 514,1	3,5 1,8

По программе промывки на глубине 14900 м при подаче 22 л/с давление на насосе превысит 30,0 МПа.

Сложно обеспечить рабочий режим забойного двигателя, поскольку невозможно создать необходимую подачу из-за слишком высокого давления. Требуется разработка забойных двигателей, которые бы имели оптимальные режимные параметры при высоких давлениях на насосе (25,0–32,0 МПа). Следует отметить, что столь высокие давления обусловлены большими гидравлическими потерями в полости труб и кольцевом пространстве на больших глубинах.

Механическая скорость бурения на больших глубинах ограничивается 3–5 м/ч, но, чтобы обеспечить такую скорость надо находить оптимальное соотношение величин режимных параметров углубления для соответствующего типа долота и размеров насадок [3]. Струи из насадок должны предотвращать образование нежелательной «подушки» из перемолотой породы на забое.

На рисунке 2 представлена предлагаемая конструкция скважины, бурящейся на глубину 10000 м, геологический разрез которой представлен несовместимыми условиями для совместного вскрытия и эти интервалы надо перекрывать обсадными колоннами и хвостовиками. Предполагается для вскрытия интервала 0–150 м потребуются иметь плотность бурового раствора 1100–1150 кг/м³ для предотвращения осыпей и перекрытия водоносных пластов. По другим интервалам плотность бурового раствора рассчитывалась с целью недопущения неуправляемого поступления пластового флюида и поглощения бурового раствора. Значения плотностей бурового раствора приведены в таблице 2.

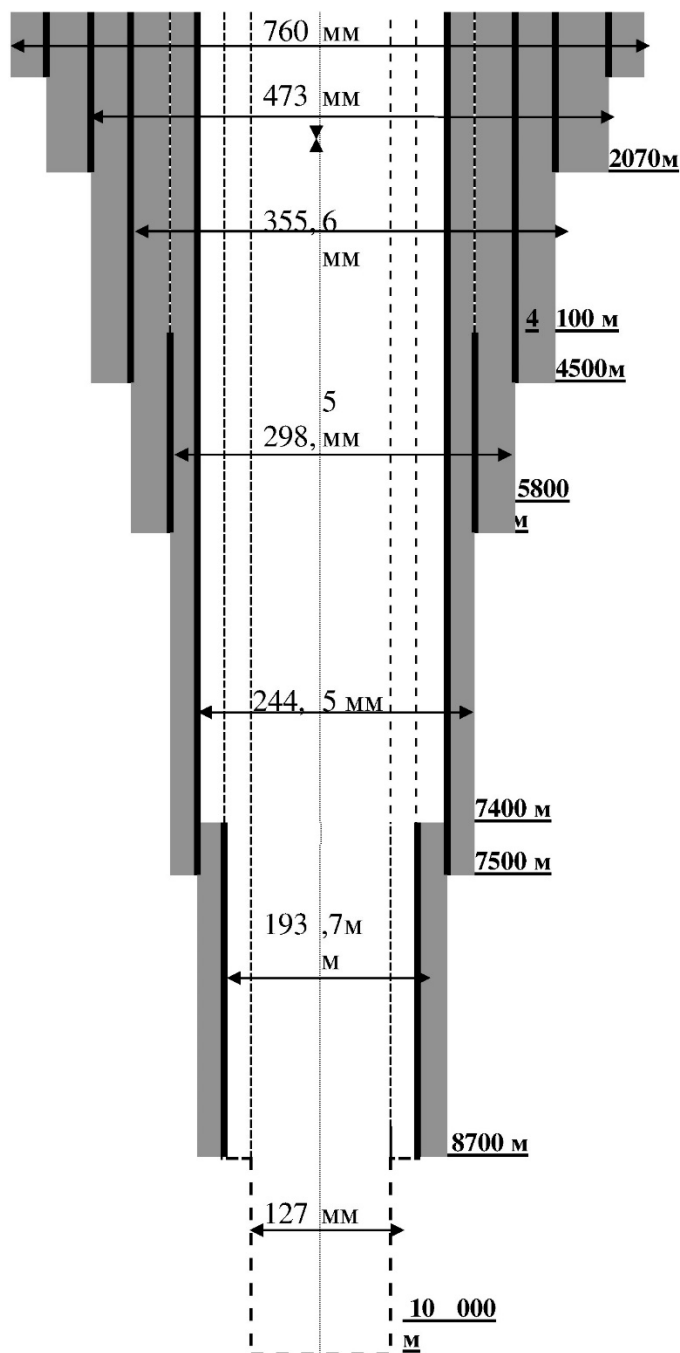


Рисунок 2 – Конструкция поисковой скважины глубиной 10 000 м.

Чтобы обеспечить безаварийное бурение и эффективный спуск обсадных колонн в условиях малых зазоров предусматривается расширка ствола, используя для этого бицентричные долота в интервалах 4500–5800 м, 5800–7500 м, 7500–8700 м. Отметим, что увеличение зазора между стенками скважины и спускаемой колонны, необходимо для обеспечения качественное заполнение за трубные пространства тампонажным раствором.

- 30 in – 760 мм – 150 м;
- 18 5/8 in – 473 мм – 2070 м;
- 14 in – 355,6 мм – 4500 м;
- 11 3/4 in – 298, 5 мм – 4100–5800 м;
- 9 5/8 in – 245 мм – 7500 м;
- 7 5/8 in – 193, 7 мм – 7400–8700 м;
- 5 1/2 in – 127 мм – открытый ствол, при необходимости спускается комбинированная колонна.

Результаты расчетов гидравлических характеристик скважины бурящейся на 10000 м разрез, которой представлен аномально высокими пластовыми и поровыми давлениями (см. таблицу 2).



Таблица 2 – Гидравлические показатели скважины, бурящейся на 10000 м

№ п/п	Интервал бурения, м	d долота, мм	Плотн., кг/м ³	Q, л/с	P _{нас} кгс/см ²	V _{прох.} м/час	Транспорт шлама		Комп. БК, мм	Объем, М ³	Мощность, кВт
							Эффек., %	Концен., %			
1	150–2500	660	1150	65	54/150	5/3	76/79	0,9/0,5	140	55/850	975/152
2	2500–4500	431,8	1800	45	145/207	5/3	94/95	0,4/0,23	140/127	368/652	931/112
3	4500–5800	311	1450	35	126/147	5/3	85/89	0/3/0,2	140/127/129	324/462	515/55
4	5800–7500	245	1800	32	195/220	5/3	93	0,21	140/127/129	390/512	704/142
5	7500–8700	216	1230	24	217/220	5/3	84	0,22	140/127/129/90	231/270	580/47
6	8700–10000	149,2	1150	20	202/228	3/2	81	0,085	140/127/129/90	233/252	456/71

Имеющиеся отечественные буровые насосы не обеспечивают необходимый режим промывки. Для бурения глубоких скважин требуются буровые насосы с гидравлической мощностью, превышающей 2100 кВт и с максимальным на выходе давлением 60,0 МПа.

При бурении верхних интервалов очень важно иметь большую подачу насосов при сравнительно небольшой механической скорости бурения. При скорости бурения 5 м/с долотами более 444,5 мм в интервале 150–2500 м уменьшение подачи менее 65 л/с существенно снизится эффективность транспорта шлама, что чревато образованием сальников на долоте, элементах оснастки низа бурильной колонны и на муфтах самой бурильной колонны. Для качественного выноса шлама на поверхность необходимо поддерживать соответствующие реологические показатели бурового раствора. Конкретно, для рассматриваемых условий бурения при плотности бурового раствора 1150 кг/м³ и подачи 65 л/с следует поддерживать пластическую вязкость на уровне 20 спз, а динамическое напряжение сдвига 14 Па.

Объем скважины, и, следовательно, объем бурового раствора на этапе бурения долотами большого диаметра превысит 850 м³, но по мере углубления скважины и перехода на меньшие диаметры долот, требуемые объемы бурового раствора будут снижаться, но все же достаточно велики. Повышаются требования к циркуляционной системе с точки зрения емкостных объемов и элементам очистки бурового раствора от выбуренной породы. Поэтому бурение скважины при современных возможностях бурового оборудования и скважинного инструмента, будет осуществляться при механических скоростях, не превышающих 5 м/час.

Гидравлический режим бурения на глубине свыше 3000 м, предусматривающий подачу буровых насосов на уровне 30 л/с и давлении на выходе насоса более 20,0–22,0 МПа существенно отличается от рабочих режимов массового бурения. Именно это накладывает дополнительные требования на прочностные характеристики элементов циркуляционной обвязки и на подготовку буровой бригады проводить работы длительное время при высоких давлениях.

В таблице 3 приведены сведения о бурильной колонне и расчет ее на прочность на этапе строительства скважины в интервале 8700–10000 м в процессе бурения и при отрыве от забоя с промывкой.

Таблица 3 – Расчет бурильной колонны на прочность: скважина № 2; рабочий процесс – бурение; интервал бурения – 8700–10000 м; глубина спуска обсадной колонны – 8700 м; месте (площадь) – БББББААА; глубина спуска бурильной колонны – 10000 м; тип бурения – роторный

Интервал, м от – до	Номер секции	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции в воздухе, кН	Вес колонны в воздухе, кН	Осевая сила, кН	Эквивалентное напряж., МПа
10000	0	СБТ	88,9	9,4	М	2600	558,3	558,3	–40	23,8
7400									436,5	187,5
7400	1	АБТ	129	10	1953Т1	6165	846,4	1404,8	436,6	117,2
1235									969	263,4
1235	2	СБТ	127	9,2	М	1235	397	1801,8	969	289,3
0									1307,8	388,7



Расчет бурильной колонны на прочность. Скважина № 2. Отрыв от забоя с промывкой. Интервал бурения: 8700–10000 м. Глубина спуска обсадной колонны – 8700 м. Месте (площадь) – БББББААА. Глубина спуска бурильной колонны – 10000 м. Тип бурения – роторный

Интервал, м от – до	Номер секции	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции в воздухе, кН	Вес колонны в воздухе, кН	Осевая сила, кН	Эквивалентное напряж., МПа
10000	0	СБТ	88,9	9,4	М	2600	558,3	558,3	0	6,1
7400									476,5	204,4
7400	1	АБТ	129	10	1953Т1	6165	846,4	1404,8	476,6	127,9
1235									1009	273,9
1235	2	СБТ	127	9,2	М	1235	397	1801,8	1009	300,8
0									1347,8	400,3

Бурильная колонна должна состоять из трех-четырёх секций. Одна из секций должна собираться из алюминиевых труб из сплава 1953Т1. Стальная часть бурильной колонны должна быть собрана из труб группы прочности М. Вес бурильной колонны в воздухе превысит 180 тонн, а в буровом растворе 156 тонн. Очевидно, что все приведенные величины предельны. И фактически при строительстве скважин, в разрезе которых имеют место несовместимые условия, на современном оборудовании и буровом инструменте, можно с большим трудом углубится не более, чем на 10000 м. Продолжительность строительства скважин такой глубины составит 2–2,5 года.

Поиск нефти на таких глубинах в твердых породах имеет основание, поскольку в них имеются сеть трещин, и, следовательно, возможны скопления нефти. Пример тому месторождение «Белый Тигр», находящейся в шельфовой зоне Южно- Китайского моря, где из фундамента, представленного гранитами, добыто и продолжает добываться миллионы тонн нефти. На месторождении есть скважины, у которых суточный дебит превышает 1000 тонн.

Итак, показаны предельные возможности существующего оборудования и скважинного инструмента. Нужно научиться бурить скважины глубиной более 7000 м с целью открытия крупных месторождений нефти и одновременно находить пути проникновения вглубь земли на 15–30 км.

Литература

1. Булатов А.И. Мифы и реальность Земли и Космоса. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2013. – Т. 6: Планета Земля. – 682 с.
2. Гидравлика бурения. – Свидетельство № 2002611701, РОСПАТЕНТ, 4 октября 2002 г.
3. Бабаян Э.В. Буровые технологии, 2-е изд. доп. – Краснодар : Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
4. Гидравлика крепления. – Свидетельство № 2002611700, РОСПАТЕНТ, 4 октября 2002 г.
5. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. АООТ «ВНИИТнефть». – М., 1997.

References

1. Bulatov A.I. Myths and reality of the Earth and Space. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2013. – Vol. 6: Planet Earth. – 682 p.
2. Hydraulics drilling. – Certificate № 2002611701, ROSPATENT, October 4, 2002.
3. Babayan E.V. Drilling Technologies, 2nd ed. add. – Krasnodar : Soviet Kuban, 2009. – 896 p.
4. Hydraulics of fastening. – Certificate № 2002611700, ROSPATENT, October 4, 2002.
5. Instructions for calculating drill strings for oil and gas wells. AOOT VNIITneft. – M., 1997.



УДК 622.245.422

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ НА ХАРАКТЕР ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДОЙ



ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF THE STATE OF THE PORTLAND CEMENT SYSTEM ON THE NATURE OF INTERACTION WITH HIGHLY MINERALIZED FORMATION WATER

Белей Иван Ильич

кандидат технических наук,
начальник лаборатории тампонажных растворов,
ООО «Газпром недра»
i.beley@nedra.gazprom.ru

Речапов Данир Ахатович

ведущий инженер,
ООО «Газпром недра»
d.rechapov@nedra.gazprom.ru

Родер Светлана Александровна

ведущий инженер,
ООО «Газпром недра»
s.roder@nedra.gazprom.ru

Аннотация. Приведены результаты исследований влияния состояния портландцементной тампонажной системы (раствор или предварительно сформированный камень) на характер взаимодействия с высокоминерализованной пластовой водой (весьма крепким рассолом) месторождений Восточной Сибири. Установлена возможность проявления двух разнонаправленных фильтрационных процессов (контракционный или осмотический), влияющих на проникновение агрессивной водной фазы в камень и определяющих его коррозионную стойкость. Результаты исследований могут быть использованы при разработке составов коррозионностойких тампонажных смесей путем регулирования направления и интенсивности фильтрационных потоков.

Ключевые слова: состояние, портландцементный раствор, камень, взаимодействие, высокоминерализованная пластовая вода, коррозионная стойкость.

Beley Ivan Ilyich

PhD in technical sciences,
Head of the tampon lab,
Gazprom Nedra
i.beley@nedra.gazprom.ru

Rechapov Danir Ahatovich

Lead Engineer,
Gazprom Nedra
d.rechapov@nedra.gazprom.ru

Roder Svetlana Alexandrovna

Lead Engineer,
Gazprom Nedra
s.roder@nedra.gazprom.ru

Annotation. The results of research into the influence of Portland cement plugging system state (solution or preformed stone) on the interaction with highly mineralized formation water (very strong brine) of East Siberian deposits are presented. The possibility of manifesting the spirit of multidirectional filtration processes (contract or osmotic) influencing the penetration of aggressive water phase into the stone and determining its corrosion resistance has been established. Results of researches can be used at development of compositions of corrosion-resistant plugging mixtures by regulation of direction and intensity of filtration flows.

Keywords: condition, Portland cement mortar, stone, interaction, highly mineralized formation water, corrosion resistance.

Взаимодействие портландцементного камня с высокоминерализованными пластовыми водами характеризуется наличием различных физико-химических процессов, влияющих на состояние камня и его способность сохранять изолирующие свойства. Среди наиболее важных являются контракционное поглощение агрессивной жидкости камнем и осмотическое отфильтрование менее минерализованной поровой жидкости из камня в пластовую воду.

Контракционное поглощение является следствием естественного процесса гидратации портландцемента и возникновения вакуума на поверхности камня, который по мере гидратации вяжущего материала снижается.

В работах [1, 2] отмечается, что наибольшей проницаемостью по отношению к агрессивным агентам обладает суспензия тампонажных цементов. Хорошо затвердевший камень отличается значительно большим диффузионным сопротивлением ко всем пластовым флюидам. Вместе с тем во время схватывания в первоначальные сроки твердения цементный раствор вследствие контракционных явлений способен поглощать существенное количество жидкости и, особенно, газов.

Исследованиями [3] также установлено преобладание контракционного поглощения модели пластовой высокоминерализованной воды Чаяндынского НГКМ тампонажным раствором на основе тампонажного цемента ПЦТ I-G-CC-1, затворенным пресной водой. В случае контакта предварительно



сформированного камня с моделью пластовой воды, величина поглощения намного ниже. Более того, со временем для камня было зафиксировано изменение направления фильтрации: от поглощения минерализованной жидкости к оттоку мобильной водной фазы из камня.

В отличие от стандартных условий, когда твердеющий портландцементный раствор (а затем камень) контактирует с пресной водой и ее поглощение способствует усилению гидратационных процессов и формированию камня, при поглощении высокоминерализованной, полисолевой пластовой воды возможно активное взаимодействие ее компонентов с продуктами гидратации, влияющее на процессы кристаллизации гидратных соединений и конечное состояние камня. Одним из результатов такого влияния может быть формирование в тампонажном растворе/камне зоны с полупроницаемыми свойствами, что, при наличии соответствующих различий в минерализации пластовой воды и поровой мобильной жидкости, со временем приводит к осмотическому перетоку из камня во внешнюю среду.

Наличие осмотической фильтрации при изначальном контакте портландцементного раствора, а затем формируемого в этих условиях камня, с высокоминерализованной многокомпонентной пластовой водой, возможно лишь при определенных условиях.

В то же время при изначальном контакте с минерализованной средой предварительно сформированного портландцементного камня, осмотический переток может происходить в большинстве случаев сразу же после их взаимодействия. Данный эффект связан с тем, что цементный камень сам по себе способен обладать полупроницаемыми свойствами и при контакте с жидкостями, минерализация которых выше минерализации поровой водной фазы, возникает осмотическое давление, вызывающее фильтрацию растворителя (водной фазы камня) в минерализованную среду [1, 2, 4, 5].

В случае более высокой минерализации мобильной жидкости камня, осмотическая фильтрация будет происходить из внешней среды в камень и, очевидно, совмещаться с контракционным поглощением, вызванным продолжающейся гидратацией цемента.

Очевидно, что указанные фильтрационные процессы оказывают значительное влияние на коррозионное воздействие минерализованных пластовых вод, поскольку определяют, как глубину проникновения агрессивных сред и степень деструкции камня в результате последующих химических реакций, так и сами быть причиной разрушения камня [4].

Оценочные исследования влияния начального состояния тампонажной системы (в момент контакта с пластовой водой) на характер фильтрационных процессов были выполнены с использованием пластовой воды более высокой минерализации – весьма крепкого рассола плотностью 1,415 г/см³ (общая минерализация 622,897 г/дм³), отобранного из скважины 3А Знаменской площади (образец пластовой воды предоставлен ООО НПВФ Брайнсиб, г. Иркутск) (табл. 1). Состав пластовой воды, приведенный в таблице 1, является типичным для месторождений данного региона.

Для исследований использовался прибор расширения/усадки модели 4268 ES, позволяющий определять в автоматическом режиме изменения объема тампонажного раствора/камня в процессе твердения с задаваемыми термобарическими условиями без контакта (при наличии резиновой диафрагмы) или в контакте с водой. В нашем случае опыты выполнялись при наличии контакта тампонажного раствора или тампонажного камня с пластовой водой, поэтому прибором фиксировались изменения во времени суммарного объема системы «раствор/камень + пластовая вода».

Методика испытаний несколько отличалась от приводимой в работе [3], по причине особенностей состава данной пластовой воды и термобарических условий ее нахождения в естественных условиях.

В первом случае, после заполнения тампонажным раствором автоклава прибора 4268 ES и его прогрева до температуры 43 ± 0,5 °С, сверху, без смешивания с раствором, заливалась отфильтрованная и подогретая до такой же температуры пластовая вода. Далее осуществлялась герметизация автоклава и определялся объем поглощаемой пластовой воды во времени по изменению объема системы «тампонажный раствор (затем камень) + пластовая вода» при температуре 43 ± 0,5 °С и атмосферном давлении.

Во втором случае, вначале осуществлялось предварительное формирование камня, для чего после заполнения тампонажным раствором автоклава прибора, сверху устанавливалась резиновая диафрагма и заливалась пресная вода. Сборка герметизировалась, подогревалась до температуры 43 ± 0,5 °С (в течение 120 мин.) и находилась в этих условиях 24 ч, т.е. твердение тампонажного раствора происходило при атмосферном давлении в изолированных условиях (без доступа воды). В дальнейшем, без охлаждения автоклава прибора 4268 ES, удалялась пресная вода, диафрагма и на камень заливалась отфильтрованная подогретая пластовая вода. После герметизации автоклава определялись объемные изменения системы «тампонажный камень + пластовая вода» во времени при температуре 43 ± 0,5 °С и атмосферном давлении.

Кроме того, по аналогичной методике были выполнены испытания с камнем, который до взаимодействия с пластовой водой формировался в течение 24 ч в контакте с пресной водой.

Во всех случаях контакт тампонажного раствора (затем камня) и предварительно сформированного камня с пластовой водой происходил только по одной (верхней) плоскости. Тестирование по определению объемных изменений системы выполнялось в течение 165–166 ч.



Таблица 1 – Результаты количественного химического анализа и физических свойств пластовой воды из скважины ЗА Знаменской площади

Место отбора, дата выполнения анализа	Содержание неорганических веществ, г/дм ³											Физические свойства			
	Катионы					Анионы						Минерализация, г/дм ³	Плотность, г/см ³	pH	
	Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Fe ²⁺ и Fe ³⁺	Li ⁺	Sr ²⁺	Cl ⁻	Br ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻				CO ₃ ⁻²
Скважина ЗА Знаменской площади (отобрана 04.02.2019, ООО НПВФ Брайнсиб) (анализ выполнен 04.03.2019, ТРЦИПС ООО «Газпром проектирование»)	2,993	6,00	32,59	172,62	0,906	0,41	8,149	393,61	3,915	<0,02	<0,006	<0,006	622,897	1,4147	3,6

Исследования выполнялись с использованием тампонажного раствора (камня) на основе тампонажного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1, затворяемого пресной водой при водоцементном отношении 0,44.

На рисунке 1 приведены результаты исследований объемных изменений во времени системы «раствор/камень + пластовая вода» в случае изначального контакта суспензии цемента или предварительно сформированного камня с пластовой водой. Можно видеть, что для суспензии данного состава достаточно продолжительное время происходит поглощение пластовой воды, обусловленное гидратацией вяжущего материала и возникающим контракционным эффектом (график 1).

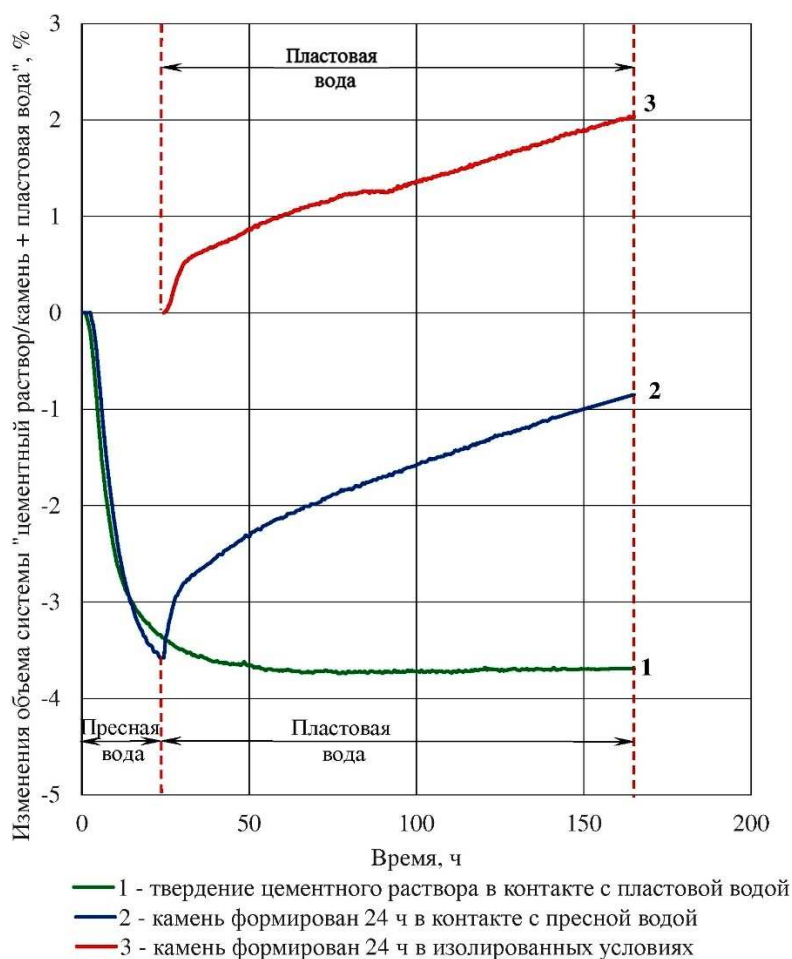


Рисунок 1 – Изменения во времени объема систем «цементный раствор (или предварительно сформированный камень) + пластовая вода» для состава «1,0 ПЦТ I -G-CC-1 + 0,44 в» (температура 43 ±0,5 °С, атмосферное давление)



В целом этот процесс в начальный период аналогичен процессу поглощения суспензией цемента пресной воды (на рисунке 1 он представлен графиком 2 в период формирования камня для последующего тестирования), а значения объема имеют близкие значения. Однако через 15 ч процесс поглощения пластовой воды несколько замедляется, что можно объяснить реакциями ее компонентов с начальными продуктами гидратации цемента и формировании более плотной зоны кольматации. В случае контакта цементного раствора с пресной водой процесс поглощения также имеет тенденцию к замедлению, как по причине замедления реакций гидратации цемента и влияния контракционного фактора, так и вследствие формирования менее проницаемой кристаллической структуры камня.

Как видно на рисунке 1, прекращение контракционного поглощения пластовой воды цементным раствором (затем камнем) происходит после 65–66 ч взаимодействия, а в дальнейшем, спустя 114–115 ч некоторого равновесного состояния, наблюдается незначительное увеличение объема системы.

Таким образом, можно говорить лишь о некоторой тенденции к формированию за указанный промежуток времени определенной зоны с полупроницаемыми свойствами. По причине особых свойств зоны, отсутствует возможность возникновения естественного осмотического перепада давления и «обратной» фильтрации, значительно превышающей контракционное поглощение пластовой воды.

В случае контакта пластовой воды с предварительно сформированным (в течение 24 ч) тампонажным камнем наблюдается иной характер изменения объема системы «камень + пластовая вода» (рисунок 1, графики 2 и 3). Независимо от процедуры формирования (изолированно или в контакте с пресной водой) практически сразу же после взаимодействия камня с пластовой водой прибором фиксируется увеличение суммарного объема системы «камень + пластовая вода», сохраняемое до окончания опыта. Данный факт не связан с возможным расширением камня, т.к. образцы по окончании опыта сохраняли первоначальный объем, а извлечение их из автоклава происходило при незначительном усилии.

Поскольку основные гидратационные процессы при данной температуре происходили в процессе предварительного формирования камня, то к моменту контакта с пластовой водой возможность контракционного поглощения снижается, но возникают условия для проявления осмотического давления за счет сочетания факторов наличия полупроницаемых свойств у камня и большой разницы в минерализациях жидких фаз. Очевидно осмотическое давление превышает контракционное разрежение, имеющее место в результате дальнейшей гидратации цемента, и происходит «обратная» фильтрация жидкой фазы из образца во внешнюю среду. К этому времени камень имеет уже достаточно жесткую, недеформируемую кристаллическую структуру и отток жидкой фазы не приводит к уменьшению объема камня, почему прибором и фиксируются только положительные изменения системы.

Можно видеть, что для образца, твердевшего вначале в контакте с пресной водой, происходит более интенсивное начальное увеличение объема системы «камень + пластовая вода», свидетельствующее об отфильтровании большего объема мобильной воды из камня. Очевидно, это связано с различиями в проницаемости камня к моменту контакта с пластовой водой, определяющей способность к проявлению мембранных (полупроницаемых) свойств.

Указанные особенности в характере взаимодействия подтверждаются внешним видом скола образцов после их разрушения по боковой поверхности. У образца, контактировавшего с пластовой водой в состоянии раствора, отмечается наличие на поверхности контакта непрочной (отслаивающейся) черной корочки толщиной 1,5–2 мм. Далее следует зона камня серого цвета толщиной 4–6 мм, под которой отмечается зона проникновения пластовой воды толщиной от 7 мм до 9 мм, имеющая более темный (как бы «влажный») вид, и основной массив камня. Камень над зоной проникновения является достаточно рыхлым, что указывает на разрушения структуры за счет выщелачивающего действия пластовой воды в период формирования камня и, судя по цвету, последующей кристаллизации высокодисперсного гидроксида магния.

Очевидно, с наличием поверхностной корочки и формированием зоны кольматации камня гидроксидом магния связано появление у камня полупроницаемых свойств. Поэтому, в условиях снижения влияния эффекта контракции, начинает действовать и превалировать осмотический процесс, что фиксируется на рисунке 1 наличием «обратной» фильтрации.

При контакте предварительно сформированного камня с пластовой водой на изломе явно не выделяется зона проникновения, а верхняя часть камня имеет более светлый вид, нежели нижерасположенный основной массив. На поверхности образца имеется очень тонкая (около 0,5 мм), не отслаивающаяся корочка темного цвета.

Таким образом условия, когда указанная тампонажная система начинает контактировать с данной пластовой водой в состоянии раствора, являются крайне нежелательными с точки зрения формирования коррозионностойкого камня.

Возможность возникновения осмотических эффектов при взаимодействии цементного камня с данным типом пластовой воды была установлена также при выполнении коррозионных испытаний стандартных образцов-кубиков в условиях избыточного давления. У предварительно сформированных образцов камня (на пресной воде и 18 %-ном растворе хлорида натрия), после выдержки в пластовой



воде при температуре 42 ± 1 °С и давлении 26 МПа в течение 30 сут, было зафиксировано уменьшение объема на 8,1–10,8 % и массы на 5,3–7,3 % от первоначальных значений. Кроме того, после достижения и поддержания во времени стабильных значений температуры, давление в автоклаве камеры твердения 1910 повышалось от 26 МПа до 27–28 МПа на протяжении всего опыта.

Отсутствие поглощения пластовой воды образцами камня указанных составов и наличие оттока поровой жидкости в пластовую воду отмечается и по внешнему виду поверхностей излома камней после разрушения при определении предела прочности при сжатии. Внутренняя поверхность всех образцов имеет обезвоженный, как бы «высушенный» вид, указывающий на полное связывание водной фазы, введенной при затворении, и отсутствие ее поступления извне.

На рисунке 2 видно, что при таком непродолжительном взаимодействии явного разрушения образцов не произошло, но имеются незначительные сколы на гранях и трещины в нижней части боковой плоскости. По нашему мнению, указанные дефекты следует отнести к отрицательному действию осмотического давления и в более продолжительный период контакта можно ожидать более существенных разрушающих последствий.

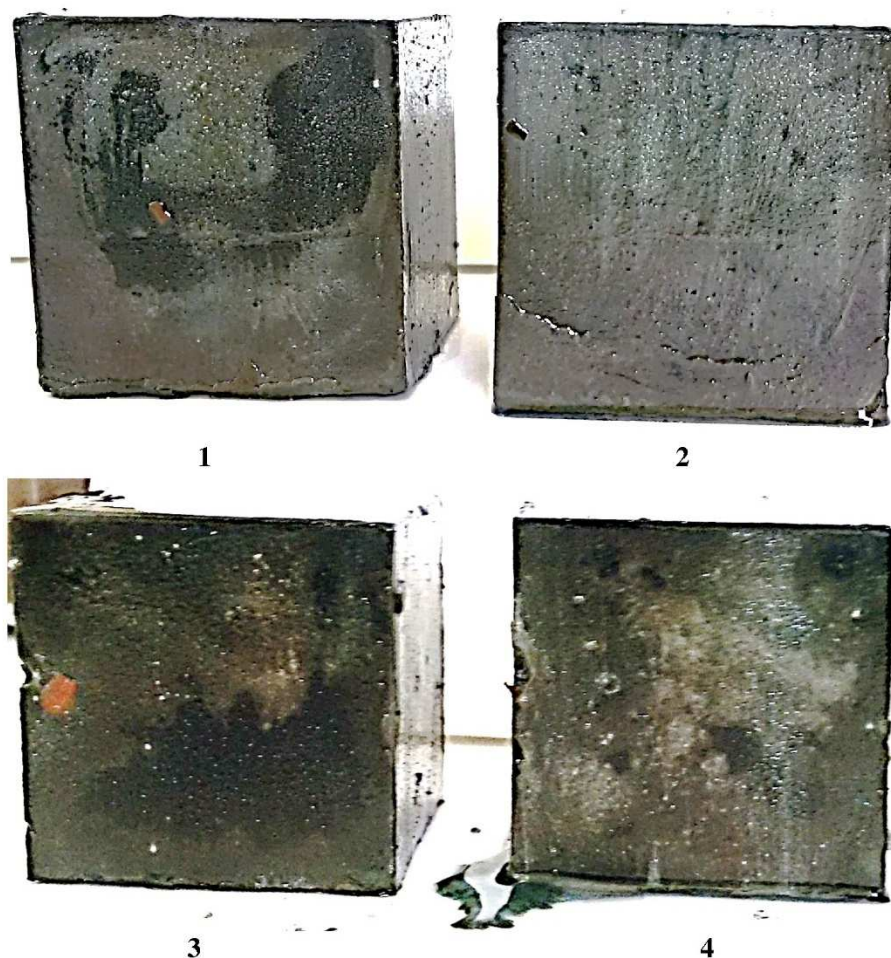


Рисунок 2 – Внешний вид образцов камня через 30 сут выдержки в пластовой воде при 42 ± 1 °С и давлении 26 МПа (1, 2 – состав на пресной воде; 3, 4 – состав на растворе хлорида натрия)

В работах Данюшевского В.С. [4], Булатова А.И. [5, 6] указывается на вероятную роль осмотических процессов в коррозионном разрушении цементного камня в некоторых агрессивных средах, которые способствуют развитию в цементном камне свойства полупроницаемости. В таких средах с целью повышения коррозионной стойкости следует стремиться к сохранению в цементном камне некоторого уровня фильтрационной проницаемости [4]. По мнению Булатова А.И., для предотвращения или сведения к минимуму возможных осмотических перетоков через цементный камень необходимо, чтобы он имел проницаемость $(1-2) \cdot 10^{-15}$ м² [5].

Полученные результаты также указывают, что при разработке коррозионностойких систем следует обязательно учитывать наличие указанных фильтрационных процессов при контакте камня портландцемента с весьма крепкими рассолами, для сохранения его целостности и изолирующих свойств. С этой целью может быть использована предложенная методика исследований, позволяющая



контролировать направление и интенсивность движения жидкостей в системе «цементный камень + пластовая вода». На основании полученных данных осуществляется целенаправленный подбор состава коррозионностойкой тампонажной системы в плане придания определенных фильтрационных свойств камню, исключающих его разрушение в результате осмотических процессов.

Очевидно, что при получении системы только с контракционным поглощением (диффузией) в камень, в большей степени возникает проблема исключения нежелательных реакций компонентов двух систем, вызывающих разрушение кристаллической структуры. Данная проблема также должна решаться правильным подбором типа и количества вяжущего материала, минеральных добавок, кольмантантов и других вспомогательных добавок, но с расчетом исключения возможности придания ими полупроницаемых свойств камню.

Литература

1. Будников В.Ф., Булатов А.И., Макаренко П.П. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин. – М. : Недра, 1996. – 495 с.
2. Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы испытания тампонажных материалов : Справочное пособие для инженеров в 2-х томах / отв. ред. А.И. Булатов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2002. – Т. 2. – 296 с.
3. Исследования взаимодействия портландцементного раствора и камня с моделью высокоминерализованной пластовой воды месторождений Восточной Сибири / И.И. Белей, Е.Б. Цыпкин, А.С. Коростелев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 10. – С. 36–43.
4. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М. : Недра, 1978. – 293 с.
5. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М. : Недра, 1990. – 409 с.
6. Булатов А.И., Мариампольский Н.А. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов. – М. : Недра, 1988. – 224 с.

References

1. Budnikov V.F., Bulatov A.I., Makarenko P.P. Problems of mechanics of drilling and completion of wells. – M. : Nedra, 1996. – 495 p.
2. Bulatov A.I., Shamanov S.A. Test Methods of Swab Materials. Reference manual for engineers in 2 vol. / отв. ed. A.I. Bulatov. – Krasnodar : «Enlightenment-South» LLC, 2002. – Vol. 2. – 296 p.
3. Research of interaction of the portland cement solution and stone with the model of the highly mineralized formation water of the East Siberian deposits / I.I. Beley, E.B. Tsypkin, A.S. Korostelev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2019. – № 10. – P. 36–43.
4. Danyushevskiy V.S. Design of optimal compositions of plugging cements. – M. : Nedra, 1978. – 293 p.
5. Bulatov A.I. Cement stone formation and operation in a well. – M. : Nedra, 1990. – 409 p.
6. Bulatov A.I., Mariampolsky N.A. Regulation of technological parameters of cement slurries. – M. : Nedra, 1988. – 224 c.



УДК 622.24

БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН



DRILLING WASHING FLUIDS WHEN DRILLING HORIZONTAL DIRECTED WELLS

Беляев Кирилл Вячеславович

студент-бакалавр,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
Arted-1@yandex.ru

Рыбалко Денис Сергеевич

студент-бакалавр,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается буровой раствор (БР) при горизонтально-направленном бурении (ГНБ), его компонентный состав, важнейшие компоненты, такие как бентонит и полимеры, а также технологические параметры при бурении. Также кратко рассказывается о технологии ГНБ.

Ключевые слова: горизонтально-направленное бурение, буровая промывочная жидкость, бентонит, полимер, технологические параметры, пилотная скважина, риммер.

Belyaev Kirill Vyacheslavovich

Bachelor Student,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
Arted-1@yandex.ru

Rybalko Denis Sergeevich

Bachelor Student,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yuri Mikhailovich

Candidate of Technical Sciences,
Assistant Professor,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
13050465@mail.ru

Annotation. The article discusses drilling mud (BR) in horizontal directional drilling (HDD), its component composition, the most important components, such as bentonite and polymers, as well as technological parameters during drilling. Also briefly talks about HDD technology.

Keywords: horizontal directional drilling, drilling fluid, bentonite, polymer, technological parameters, pilot well, rimmer.

Разработка и усовершенствование буровых промывочных жидкостей при бурении ГНБ достаточно актуальная тема, так как свойства промывочной жидкости, ее компонентный состав и гидравлика промывки ствола в значительной мере влияют на технико-экономические показатели и качество строительства таких скважин.

ГНБ – распространенный бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, основанный на применении специальных буровых установок. Длина прокладки путей варьируется от нескольких метров до нескольких километров, а достигаемый диаметр 1200 мм и более.

Установки ГНБ представляют собой комплексную строительную технику. Машина включает в себя – раму, кузов, ходовую часть, энергетическую установку, гидростанцию, устройство подачи штанг, буровой лафет и панель управления.

ГНБ начинается с подготовительного этапа, который включает установку оборудования, закрепление его и регулирования.

Далее начинается бурение пилотной скважины, которая представляет собой канал диаметром в 10 см. Начальный угол составляет 10–20 градусов и в процессе углубления уменьшается, до тех пор, пока не будет достигнута нужная глубина, далее идет горизонтальное бурение.

На завершающем этапе производится расширение канала. Бурильная головка демонтируется, и вместо нее устанавливается риммер. Это важный конструктивный элемент установки, который применяется для прокладки трубопровода горизонтальным методом. Это устройство служит для расширения пилотного канала. Риммер способствует увеличению диаметра канала в обратном пути, то есть, от выхода к входу.

Важные моменты при бурении:

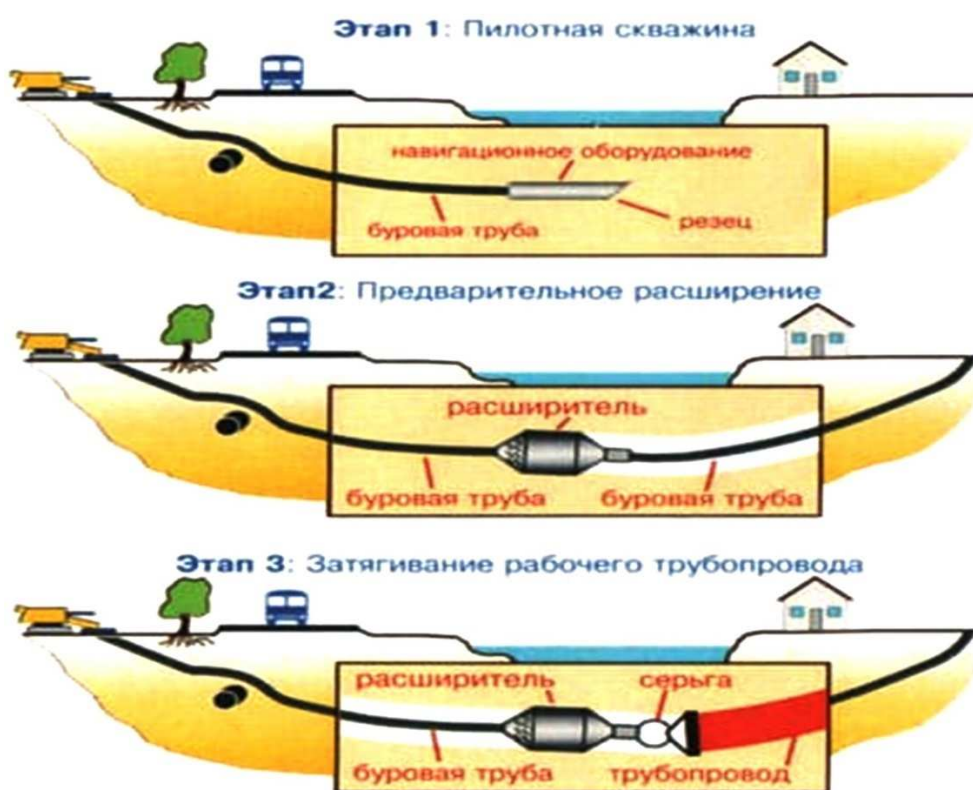
- При проделывании скважины нужно учитывать такой фактор, как осыпание грунта. В канал могут затягиваться как пластиковые, так и стальные трубы. Только важно учесть при этом один критерий, что пластик может укладываться под изгибом, например, при проколе под водоемом, а металлические трубопроводы нужно укладывать только в исключительно горизонтальном направлении.



• При протягивании труб в скважину, их следует соединить. Причем соединение должно быть максимально надежным, иначе впоследствии не избежать проблем с канализацией. Стыковка со штангами кольцевого расширителя выполняется при выключенном оборудовании. Через вертлюг, который вращается, проводится стыкование коммуникаций. Для стыкования применяются специальные переходники.

• Канал должен быть на 25 % больше размера, прокладываемого в нем трубопровода. Если планируется прокладка трубы с теплоизоляционными материалами, тогда канал нужно расширить на 50 %.

• Если давление в канале большое, тогда раствор бентонита распределяется равномерно, заполняя тем самым пространство между наружными стенками труб и внутренней частью канала. После застывания раствора полностью исключается вероятность просадки почвы [1].



Многие осложнения, возникающие при бурении ГНБ, связаны с буровым раствором. Ни одна система Буровой раствор (БР) не является идеальной для всех сильно искривленных скважин. БР служит для:

- размыва грунта на забое скважины;
- поддержание бурового шлама в скважине во взвешенном состоянии и удаления его из кольцевого пространства;
- охлаждение буровой головки, излучателя и расширителя в процессе их работы;
- временного закрепления внутренних стенок скважины от обрушения в процессе производства работ;
- снижение величины трения трубопровода о стенки скважины при его протаскивании.

На стадии приготовления БР и в ходе бурения контролируются следующие параметры:

- плотность, кг/м³ – ареометром;
- условная вязкость, с – ВП-5 или воронкой Марша;
- водоотдача, см³/30мин. – прибором ВМ-6;
- толщина глинистой корки, мм;
- статическое напряжение сдвига, СНС, Па;
- динамическое напряжение сдвига, ДНС, Па;
- содержание песка, %;
- концентрация водородных ионов, рН.

Значение основных технологических параметров БР должно быть в следующих пределах:

- плотность – 1020–1100 кг/м³;
- условная вязкость – 25–90 с;
- водоотдача – 5–8 см³/30 мин;



- липкость глинистой корки – 0,2–0,9;
- динамическое напряжение сдвига – 15–30 Па;
- содержание абразивных включений 0,2 %;
- концентрация водородных ионов – 8–9 pH;
- выход бурового раствора при вязкости 25 с не менее 15 м³/т.

Одним из важнейших компонентов при ГНБ являются полимеры и бентонит. Они нужны для облегчения прохождения бурового инструмента в земле, предохраняя его от перегрева, застревания, износа и избежание дорогостоящих поломок. БР подготавливает почву к бурению, делает ее более эластичной, мягкой и легко проходимой.

Бентонит – обязательный компонент БР. Бентонит – это природная минеральная глина вулканического происхождения, структурная форма пластинок которого очень плотная, что позволяет, к примеру, 1 см² бентонита при растворении покрыть площадь в 800 м² почвы.

Буровой раствор на основе бентонита служит для:

- смазки и охлаждения бурового инструмента;
- выноса пробуренной породы;
- стабилизации и упрочнения скважины;
- изоляции.

В РФ применяются несколько видов отечественного бентонита, показывающего отличное качество, а соотношение цена/качество является одним из самых оптимальных на рынке.

1. БЕНТОНИТ BENTOLUX HORIZONT UN

Бентонит для ГНБ BENTOLUX HORIZONT UN произведен на основе бентонитовых глин российских месторождений. Помогает подготовить буровой раствор, отличающийся высокой структурной прочностью. Расход подбирается индивидуально для каждого геологического разреза с учетом рекомендуемой рецептуры буровых растворов. Концентрация определяется типом почвы. Для глинистой следует использовать 15–20 кг/м³, для песчаной – от 25 до 30 кг/м³, а для гравия и скальных пород – от 30 до 35 кг/м³.

Область применения:

Bentolux Horizont UN рекомендуется для приготовления бурового раствора при производстве работ методом ГНБ в нормальных и тяжелых условиях, а также при сооружении колодцев.

Преимущества:

- Высокая скорость набора реологических характеристик.
- Легкое удаление шлама.
- Простота в применении.
- Низкий коэффициент трения скольжения.
- Низкое содержание песка
- Образование тонкой герметичной пленки, снижающей просачивание воды сквозь стенки канала.
- Устойчивость к воде затворения различных типов (водопродонной, артезианской).

2. BENTOLUX HORIZONT PAC-HV

Полианионная целлюлоза с высокой молекулярной массой, применяется для контроля водоотдачи и вязкости буровых растворов на водной основе.

Область применения:

Контроль фильтрации. Замедление набухания глинистых сланцев. Повышение вязкости в растворах на основе любой воды затворения (соленой, морской, пресной, с повышенной кальциевой и магниевой агрессией). Создает синергетический эффект с другими хим. реагентами марки «HORIZONT». Уменьшение липкости и коэффициента трения, бурение в интервалах ММП (многолетне-мерзлых горных породах).

Преимущества:

- Эффективна в буровых растворах на всех типах жидкости затворения (пресная, соленая, минерализованная вода).
- Эффективна в растворах с умеренным и высоким значением pH.
- Эффективна в малых концентрациях.
- Устойчива при температуре до 140 °С.
- Не токсична.

3. BENTOLUX HORIZONT PHPA

Реагент, оказывающий инкапсулирующее действие – заключает в оболочку вяжущие, склонные к разбуханию и склеиванию грунты. Предотвращает сужение канала скважины при бурении в глине, склонной к разбуханию и разрушению при других сложных формациях. Совместно с полимерами эффективно снижает липкость фильтрационной корки без добавления смазок.

*Область применения:*

Закупоривающий материал. Легкорастворимый сухой полимер, используется в качестве ингибитора в глине и сланце, уменьшает силу трения и повышает вязкость. Может применяться в водопроводной воде.

Преимущества:

- Может быть использован для поднятия вязкости в безглинистых растворах и растворах с минимальным содержанием бентонита.
- Помогает предупредить налипание породы на долото, стабилизирует и укрепляет стенки скважины, покрывая и смазывая твердые частицы.
- Эффективный инкапсулянт выбуренной породы, ограничивающий ее дисперсию.
- Способствует улучшению выноса выбуренной породы.
- Высококонцентрированный продукт (>90 % активного вещества) снижает затраты на транспортировку и хранение.
- Улучшает стабилизацию глинистых сланцев [2].

Заменой бентониту компанией ProAction Fluids, разработаны специальные гели, которые, в частности, используются зарубежными компаниями. Но цена гелей превышает цены на бентонит и полимеры в несколько раз, из-за этого БР имеет достаточно высокую стоимость.

Одной единой рецептуры БР для всех грунтов невозможно создать, так как для бурения разных пород, требуется своя рецептура.

1. Для песчаных пород и гравия или без грунтовых вод применяют бентонитовый глинистый раствор.
2. При сильно проницаемых породах используется глинистый БР с низкой водоотдачей.
3. Для глинистых почв или суглинка достаточно использование – чистой воды.
4. Если присутствуют увлажненные глины, то в воду добавляется полимер без бентонита.
5. Для предотвращения разрушению стенок скважины, в БР добавляются кольматирующие добавки.

С учетом проведенного анализа материала, изложенного в технической литературе, а также обобщение промысловых работ по вопросу применения буровых растворов при ГНБ, можно сделать следующие выводы:

- Во избежание дорогостоящих поломок, для увеличения скорости работы и облегчения работы важно использование БР.
- Важнейшим компонентом БР при ГНБ является – бентонит и полимеры.
- Использование отечественных производителей бентонита в соотношении цена/качество является оптимальным на рынке.

Литература / References

1. URL : <https://izhprofibur.ru/modeli/opisanie-tehnologii-gorizontalno-napravlenogo-bureniya.html>
2. URL : <http://elektis.ru/post/materialy/ispolzovanie-burovyh-rastvorov-pri-gnb-opyt-elektis>
3. URL : [https://yandex.ru/turbo?text=https %3A %2F %2Fpikabu.ru %2Fstory %2Fgorizontalnoe_napravlenoe_bureniegnb_4405831](https://yandex.ru/turbo?text=https%3A%2F%2Fpikabu.ru%2Fstory%2Fgorizontalnoe_napravlenoe_bureniegnb_4405831)
4. URL : http://гнб-блог.com.ua/2014/11/blog-post_18.html?m=1



УДК 622.24

РАДИАЛЬНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА. ТЕХНОЛОГИЯ «RADTECH»



RADIAL OPENING OF THE STRING. TECHNOLOGY «RADTECH»

Беляев Кирилл Вячеславович

студент-бакалавр,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
Arted-1@yandex.ru

Рыбалко Денис Сергеевич

студент-бакалавр,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. Рассматривается технология радиального вскрытия пласта «RadTech», ее применение, преимущества и недостатки. Приводятся основные особенности данной технологии, а также опыт применения в различных буровых компаниях.

Ключевые слова: вторичное вскрытие пласта, перфорационные системы дебит, карбонатный коллектор, технология «RadTech», гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка, гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ).

Belyaev Kirill Vyacheslavovich

Bachelor Student
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
Arted-1@yandex.ru

Rybalko Denis Sergeevich

Bachelor Student
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yuri Mikhailovich

Candidate of Technical Sciences
Assistant Professor,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platova
13050465@mail.ru

Annotation. The article considers the technology of radial drilling of the RadTech formation, its application, advantages and disadvantages. The main features of this technology, as well as the experience of application in various drilling companies are given.

Keywords: secondary penetration, perforation systems, carbonate reservoir, RadTech technology, hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, flexible tubing (CT).

В настоящее время технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов становится очень важной и востребованной технологией, так как конструкции скважин становятся более сложными, а открытие новых месторождений происходит не так часто.

Вторичное вскрытие пластов относится к важной, завершающей и технически сложной операции при строительстве скважин, основной задачей которой является установление надежной гидравлически совершенной связи пласта со скважиной. Для достижения этой цели перфорационные устройства должны преодолеть: скважинную жидкость, обсадную колонну, цементный камень, а также горную породу призабойной зоны. Загрязнение продуктивного пласта в призабойной зоне может достигать нескольких метров из-за негативных факторов, возникающих в процессе его первичного вскрытия.

Наиболее эффективными способами вторичного вскрытия пласта является применение современных перфорационных систем, бурение радиальных каналов малого диаметра и кислотное воздействие на пласт.

При выборе способа вторичного вскрытия учитывают геолого-промысловые характеристики залежи, тип коллектора и технико-технологические данные из скважин, пробуренных ранее:

- толщина и фильтрационно-емкостные свойства коллектора;
- пластовое давление и температура в интервале перфорации;
- состояние обсадной колонны и цементного камня, а также конструктивные параметры скважины [1].

В случае, когда вскрывается нефтенасыщенный пласт, его перфорация осуществляется по всей толщине продуктивного пласта. Перфорация же пластов с подошвенной водой и газовой шапкой осуществляется в нефтяной части «щадящими» методами [2].

На рисунке 1 представлено процентное соотношение наиболее распространенных типов перфораторов, применяемых в РФ.

Из всех технологий радиального вскрытия пласта в данной статье предлагается рассмотреть технологию «RadTech». Технология была разработана американской компанией «RadTech International Inc» и получила широкое распространение в мире. В РФ данную технологию впервые стали применять компании ОАО «Татнефть» и АНК «ЛУКОЙЛ».

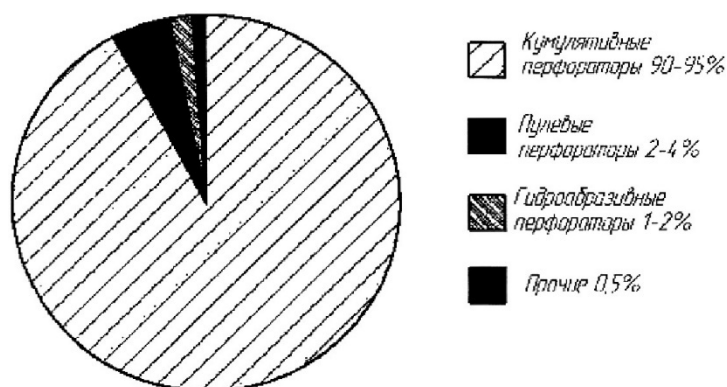


Рисунок 1 – Процентное соотношение применения перфораторов

Технология радиального бурения применяется:

- 1) при глубоком вскрытии карбонатных пластов;
- 2) для проникновения большим количеством каналов, созданных в продуктивной зоне пласта (ПЗП) не цементированных терригенных горизонтах добывающих скважин;
- 3) при вскрытия предварительно изолированных тампонажными материалами скважин при наличии заколонных перетоков;
- 4) вскрытие нагнетательных скважин в зонах с терригенными породами, загрязненными сточными водами.

Промысловый опыт применения технологии радиального бурения показал, что технология эффективна в карбонатных коллекторах. Применение данной технологии на терригенных коллекторах сложно осуществляемая задача, так как происходит набухание глины под действием пресной воды, что приводит к закупориванию пробуренных каналов диаметром 25–30 мм. Решением проблемы является добавление полимерных добавок к буровым растворам, препятствующих набуханию глин.

Результат применения технологии на месторождениях ОАО «Татнефть» в среднем обеспечил прирост добычи в 1,5–2 т, а в ОАО АНК «ЛУКОЙЛ» – около 8 т. На избранных скважинах были получены дебиты до 40 т в сутки, так что «обычные» дебиты могут быть увеличены на 15–20 т [3].

Основной принцип работы технологии основан на гидроэрозионном разрушении твердых пород. Технология широко использует колтюбинговые установки для скважин глубиной до 2500 м без транспортного инжектора, или с инжектором и с установленным на нем гусаком (в случае скважин глубиной более 2500 м), которые монтируются непосредственно на скважине. Стоит отметить, что для России наиболее востребованы колтюбинговые установки, оснащенные инжектором, поскольку глубина почти всех скважин (если рассматривать Западную Сибирь и Север Европейской части РФ) достигает 3000 м и более.

В очищенную от парафина и других отложений скважину на интервал вскрытия спускается отклоняющий башмак на колонне гибких труб, имеющий специальный канал для прохождения инструмента (фрезы) и рукава с гидромониторной насадкой. Затем собирается установка для фрезерования окна в обсадной колонне. С помощью фрезы, приводимой в движение ВЗД диаметром 54 мм, работающим с частотой не менее 100 об/мин, спускаемым в скважину на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ), и осуществляется фрезерование отверстия в эксплуатационной колонне. Далее на ГНКТ в скважину спускается компоновка для вскрытия пласта, состоящая из гидромониторной (струйной) насадки (диаметром 1–2 мм) и рукава высокого давления, армированного специальным, гибким и прочным материалом – кевларом. Насосом высокого давления по ГНКТ подается технологическая жидкость к гидромониторной насадке, струи которой производят разрушение породы и за счет реактивной тяги способствуют продвижению компоновки по пласту. Этапы строительства канала при радиальном бурении представлены на рисунке 2.

Размер отверстия зависит от скорости проникновения шланга в пласт и составляет в среднем 25–50 мм в диаметре. Процесс проходки контролируется с поверхности по натяжению ГНКТ (при работе на неглубоких скважинах) и по датчику веса трубы (при работе с инжектором). Время проводки одного канала длиной до 100 м составляет порядка 20–30 минут. Количество радиальных стволов из одной скважины по технологии не ограничено. Они могут выполняться как на одном, так и на нескольких уровнях [1].

Разработан промышленный комплекс для применения технологии радиально бурения с использованием гибких труб. Применение радиального бурения на завершающем этапе строительства скважин позволит получить сеть каналов диаметром 25–50 мм и глубиной до 100 метров.

К недостаткам технологии относится невозможность прогнозирования и управления траекторией, так как компоновка движется там, где легче размывается порода. Это может привести к тому, что рукав высокого давления может обвить обсадную колонну, что в свою очередь ведет к аварии и большим экономическим потерям.

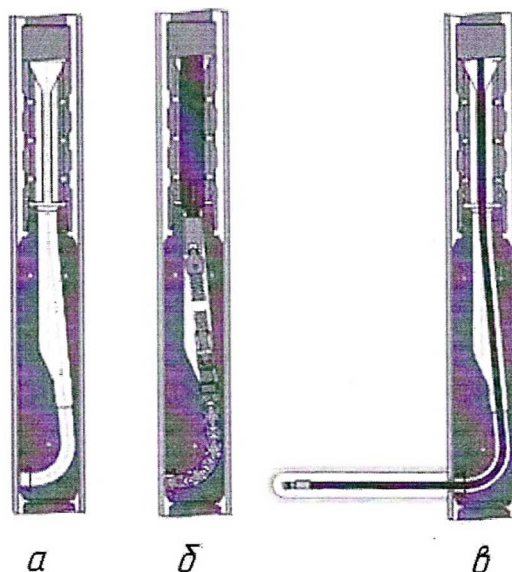


Рисунок 2 – Этапы строительства радиальных каналов:

а – спуск направляющей компоновки; б – фрезерование обсадной колонны с использованием ВЗД;
 в – гидромониторное вскрытие продуктивного пласта

С учетом проведенного анализа материала, изложенного в технической литературе, а также обобщения промысловых работ по вопросу применения технологии «RadTech», можно сделать следующие выводы:

- Эффективность технологии «RadTech» определяется правильным подбором скважин-кандидатов. При успешном применении данной технологии, можно значительно увеличить дебит скважины.
- Метод радиального вскрытия пласта технологией «RadTech» является экономически выгодным по сравнению, с другими технологиями, такими как гидроразрыв пласта и соляно-кислотные обработки, по интенсификации притока в скважине.

Литература

1. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.15. – СПб., 2014. – 211 с.
2. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин : учебное пособие / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М. : Недра, 2000. – 670 с.
3. Сушко В.А. Комплекс для радиального вскрытия пласта Radialdrillingunit // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40–44.

References

1. Lyagov I.A. Justification and development of technology for the secondary opening of productive formations with branched wells of ultra-small diameter : Dissertation for the degree of candidate of technical sciences : 25.00.15. – St. Petersburg, 2014. – 211 p.
2. Basarygin Yu.M. Well completion : Textbook / Yu.M. Basarygin, A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov. – M. : Nedra, 2000. – 670 p.
3. Sushko V.A. Complex for radial drilling of the Radialdrillingunit // Time for coiled tubing. – 2009. – № 3 (28). – P. 40–44.



УДК 622.245.544/ 622.24.063.2

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ НА ВЕЛИЧИНУ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ВОДНОЙ ФАЗЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ОБРАБОТАННЫХ ПАВАМИ



THE EFFECT OF TEMPERATURE AND PRESSURE ON THE SURFACE TENSION OF THE AQUEOUS PHASE OF DRILLING FLUIDS TREATED WITH SURFACTANTS

Бороздин Сергей Олегович

старший преподаватель
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
borozdin.s@gubkin.ru

Подгорнов Валерий Михайлович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
borozdin.s@gubkin.ru

Аннотация. При депрессионном вскрытии продуктивных низкопроницаемых коллекторов не смотря на отсутствие гидродинамической фильтрации в пласт может проникать водная фаза в результате капиллярной пропитки, интенсивность которой определяется величиной межфазного натяжения. Обработка буровых растворов ПАВами производится для регулирования межфазного натяжения на границе фильтрата с пластовыми флюидами, однако их эффективность в термобарических условиях забоя скважины не сохраняется при повышении температуры и давления. Исследования влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных различными ПАВами, проводились с использованием программного обеспечения DSA1 для анализа формы и размера висящей или лежащей капли, полученных при различных термобарических условиях на приборе KRUSS DSA 100. Установлено, что реагент Safe-Surf WN (2,2'-Оксидиэтанол) уже при малых концентрациях (0,1 %) эффективен при давлениях в диапазоне от 80 до 345 бар и температурах в диапазоне от 45 до 90 град.

Ключевые слова: межфазное натяжение, капиллярная пропитка, депрессионное вскрытие, термобарические условия на забое.

Borozdin Sergey Olegovich

Senior Lecturer,
Oil and Gas Well Drilling Department,
Gubkin University
borozdin.s@gubkin.ru

Podgornov Valery Mikhailovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Gubkin University
borozdin.s@gubkin.ru

Annotation. During the underbalanced drilling of productive low-permeability reservoirs, despite the absence of hydrodynamic filtration, the aqueous phase can penetrate into the formation as a result of capillary imbibition, the intensity of which is determined by the magnitude of interfacial tension. Drilling fluids are treated with surfactants to control interfacial tension at the boundary of the filtrate with formation fluids, however, their effectiveness in thermobaric conditions of the bottom hole is not preserved with increasing temperature and pressure. Investigations of the influence of thermobaric conditions on the interfacial tension of the aqueous phase of drilling fluids treated with various surfactants were carried out using DSA1 software to analyze the shape and size of a hanging or lying drop obtained under different thermobaric conditions on a KRUSS DSA 100 instrument. It was found that Safe-Surf WN (2,2'-Oxydiethanol) is already effective at low concentrations (0.1 %) at pressures in the range from 80 to 345 bar and temperatures in the range from 45 to 90 degrees.

Keywords: interfacial tension, capillary imbibition, underbalanced drilling, thermobaric conditions at the bottom.

Введение

В практике бурения скважин, особенно при вскрытии продуктивных коллекторов, для регулирования межфазного натяжения используются ПАВ. Рекомендуемые рецептуры обработок буровых растворов ПАВами, чаще всего, не учитывают термобарические условия на забое скважины, в результате не всегда в полной мере получают желаемый результат.

Особенно важно иметь фактические значения межфазного натяжения при исследовании физико-химических процессов, происходящих при первичном вскрытии пласта в процессе формирования зоны проникновения фильтратов буровых растворов. В низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах скорость капиллярной пропитки в ряде случаев соизмерима со скоростью проникновения фильтрата бурового раствора в пласт при гидродинамической фильтрации [1].

Известно, что скорость продвижения фронта пропитки зависит от капиллярного давления, величина которого зависит от межфазного натяжения [2, 3].



Чаще всего проникновение фильтрата бурового раствора в пласт исследуется под действием репрессии со стороны ствола скважины. В этом случае сложно оценить участие физико-химических процессов в формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Отдельные исследователи изучают проникновение фильтрата бурового раствора в пласт при бурении на равновесии или же депрессии [4–7], регистрируют снижение загрязнения продуктивного пласта фильтратом бурового раствора и отмечают участие при этом капиллярного проникновения водной фазы в призабойную зону пласта. С помощью геофизических измерений удельного сопротивления в призабойной зоне коллектора через определённые промежутки времени можно оценить интенсивность капиллярной пропитки при бурении на равновесии и депрессии в реальных условиях [8–12]. Приводится методика определения капиллярной пропитки, точность которой сопоставима с каротажными данными [12].

Низкопроницаемые пласты гораздо более чувствительны к воздействию физико-химических воздействий, вызывающих повреждение пласта, и в результате глубина поврежденной зоны за счёт капиллярной пропитки может быть существенной и не всегда преодолается перфорационными каналами [14, 15, 16].

Таким образом, необходимо оценивать и при необходимости регулировать капиллярную пропитку продуктивного коллектора фильтрата бурового раствора с целью управления процессом формирования зоны проникновения фильтрата. Для этой цели используются определённые ПАВ, с помощью которых можно регулировать капиллярную активность фильтратов буровых растворов. Капиллярное давление, определяющее скорость капиллярной пропитки, зависит радиуса поровых каналов, от угла смачивания и межфазного натяжения.

В научно-технической литературе обозначены основные факторы, влияние которых на величину межфазного натяжения между нефтью и пластовыми водами в продуктивных пластах, можно обобщить следующим образом:

1. Температура: повышение температуры приводит к уменьшению межфазного натяжения.
2. Давление: повышение давления также уменьшает межфазное натяжение.
3. Газ, растворенный в нефти и воде: чем больше растворенного в нефти газа при давлении выше точки кипения, тем меньше межфазное натяжение; чем больше растворенного газа при давлении ниже точки кипения, тем больше межфазное натяжение.
4. Вязкость: уменьшение различий в величине вязкости нефти и воды приводит к уменьшению межфазного натяжения.
5. Плотность: уменьшение различий в плотности нефти и воды обычно приводит к уменьшению межфазного натяжения; снижение плотности, как правило, означает и снижение вязкости; таким образом, связь между плотностью и межфазным натяжением может быть аналогична связи между последним и вязкостью.
6. ПАВ: величина межфазного натяжения зависит от активности ПАВ в реальных термодинамических условиях.

Таким образом, чтобы регулировать скорость капиллярной пропитки необходимо подобрать ПАВы применительно к реальным пластовым условиям с учётом влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения.

Исследования влияния температуры и давления на величину межфазного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных ПАВами, проводились с использованием прибора KRUSS DSA 100. Для измерения поверхностного и межфазного натяжения в приборах серии DSA для измерения краевого угла используется метод висящей капли. В камере прибора имеется окно для фиксирования формы и размеров висящей капли, изображения которой фиксируется для обработки. Так как поверхностное натяжение стремится минимизировать площадь поверхности жидкости, то геометрия капли в отсутствие гравитации должна соответствовать идеальной сфере, т.к. на каплю действуют силы гравитации, то она вытягивается вдоль оси действия сил гравитации. По форме деформации капли вычисляется угол смачивания и величина межфазного напряжения при моделируемых термобарических условиях. Прибор поставляется вместе с программным обеспечением DSA1, которое позволяет вычислить поверхностное натяжение контактирующих жидкостей по форме и размеру висящей или лежащей капли [17]. Измерение производится в автоматическом режиме.

Со оптическим оборудованием прибора допустимый диапазон измерения составляет от 0,1 мН/м до нескольких сотен мН/м. В качестве «углеводородной фазы» использовался керосин ТС-1, в качестве «фильтрата бурового раствора» использовалась дистиллированная вода с добавлением ПАВ различных типов: ECF-1840 – содержит бутоксиэтанол, лимонную кислоту, нефтяные дистилляты и алкильный эфир кукурузного сахара; ECF-1841 – содержит алкильный эфир кукурузного сахара; Safe-Surf O – гидрофилизатор, растворяет нефть; Safe-Surf WN – 2,2'-Оксидиэтанол, используется при обработке ствола лучшего сцепления цементного камня с породой и металлом обсадной колонны; Нефтенол К – многокомпонентная смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения.



Зависимости межфазного натяжения от концентрации ПАВ при атмосферных условиях приведены на рисунке 1.

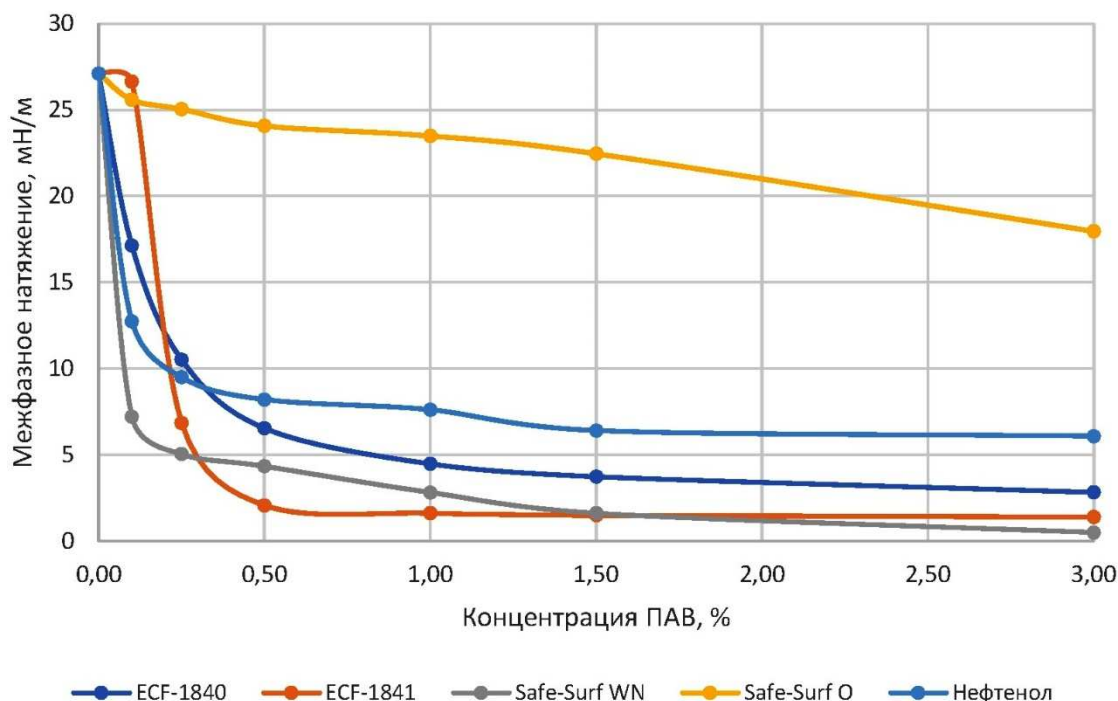


Рисунок 1 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ при атмосферных условиях

Из рисунка 1 следует, что наиболее заметно межфазное натяжение снижают Safe-Surf WN и ECF-1841, содержащие большее количество алкильного эфира кукурузного сахара. А наименьшее снижение межфазного натяжения дает Safe-Surf O и нефтенол.

Исследование влияния температуры и давления на межфазное натяжение проводились в специальной камере прибора KRUSS DSA 100, в которой моделировались варианты сочетания давления и температуры, типичные для промышленных условий Западной Сибири, поскольку в пластовых условиях эти два фактора действуют одновременно.

Применялись сочетания термобарических условий (обозначены также как на последующих рисунках): 1 – 23 °С – 1 бар; 2 – 45 °С – 80 бар; 3 – 70 °С – 240 бар; 4 – 90 °С – 345 бар.

Полученные результаты показаны на рисунках 2–4.

Safe-Surf WN

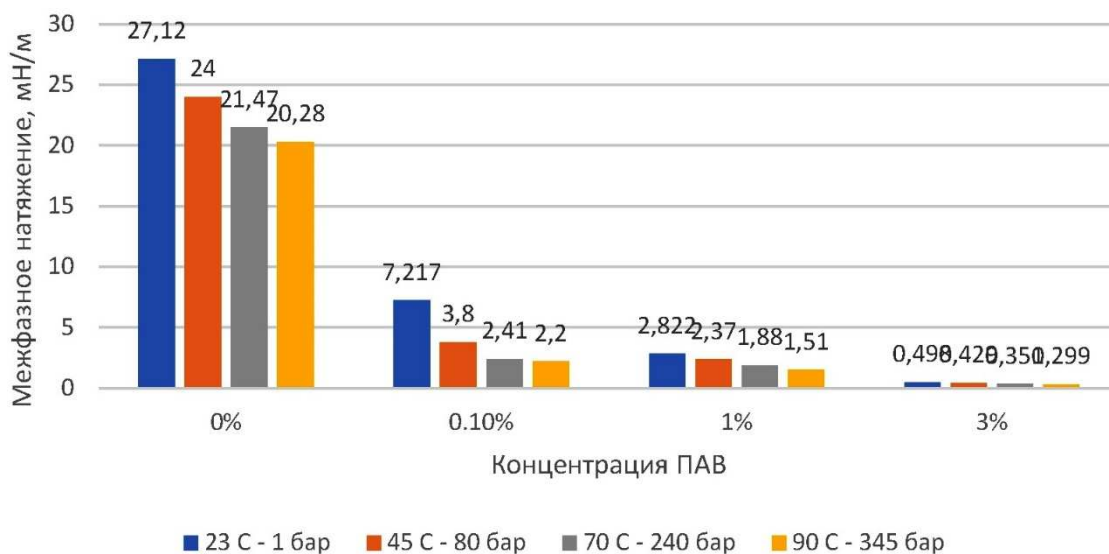


Рисунок 2 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ Safe-Surf WN



Safe-Surf O

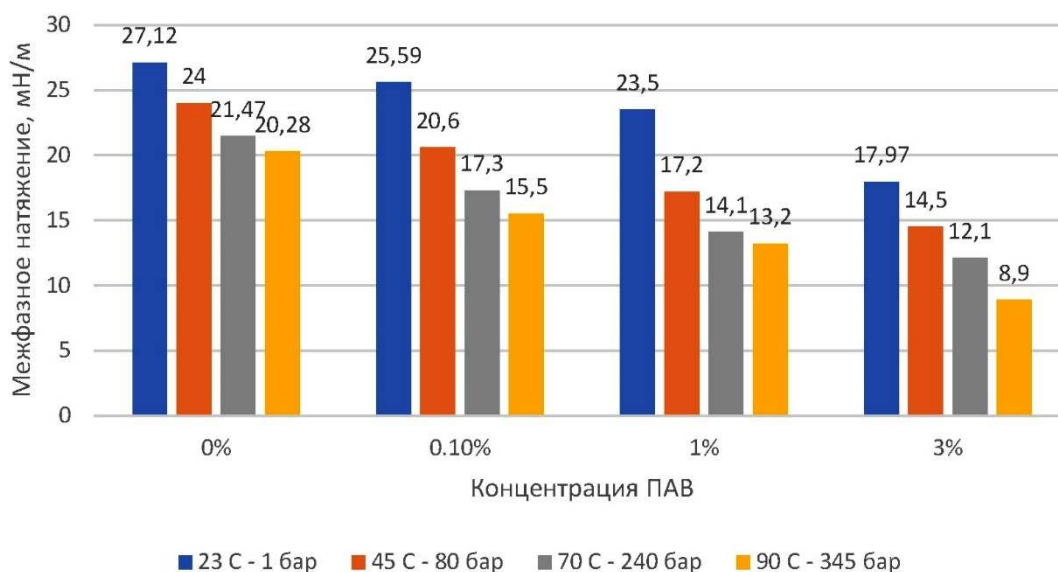


Рисунок 3 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ Safe-Surf O

ECF-1840

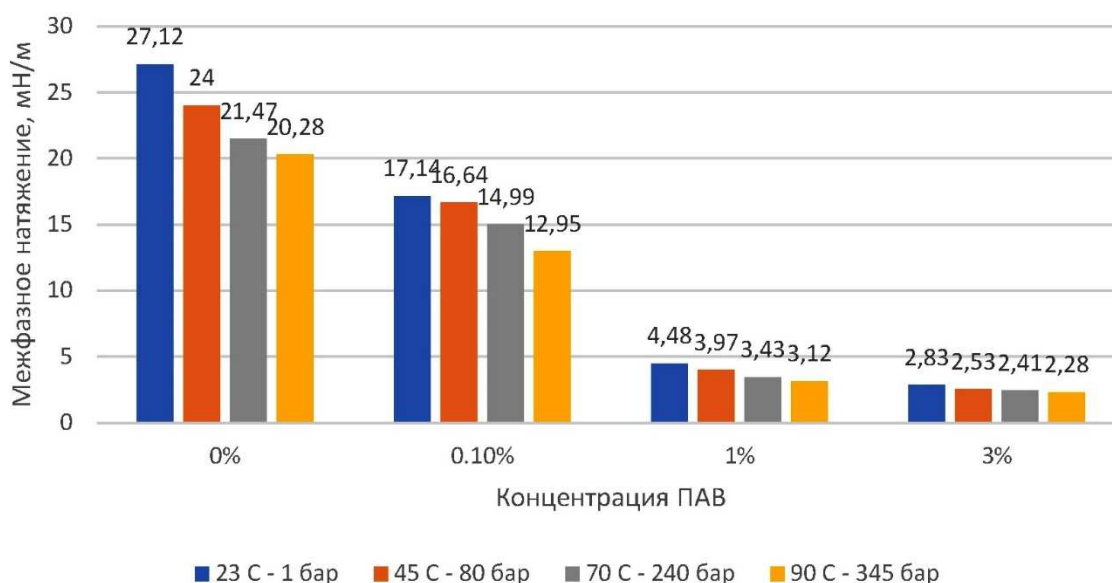


Рисунок 4 – Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ ECF-1840

Из рис. 2-4 следует, что из исследованных ПАВ наиболее эффективен Safe-Surf WN (химическое название вещества «2,2'-Оксидизтанол», структурная формула C₄H₁₀O₃, класс 1 согласно классификации по опасности загрязнения воды) т.к. он уже при концентрации 0,1 % снижает межфазное натяжение при исследованных сочетаниях термобарических условий и может активно влиять на процесс капиллярной пропитки в пластовых условиях.

Выводы.

Чтобы регулировать межфазное натяжение на контакте водный фильтрат бурового раствора с углеводородной фазой, насыщающий коллектор, необходимо подобрать ПАВы применительно к пластовым условиям с учётом влияния термобарических условий на величину межфазного натяжения. Проведённые исследования зависимости межфазного натяжения от термобарических условий позволяют сделать вывод, что реагент Safe-Surf WN при минимальных концентрациях в буровых растворах (0,1 %) обеспечивает снижение величины поверхностного натяжения меньше 4 мН/м при давлении в диапазоне от 80 до 345 бар и температурах в диапазоне от 45 до 90 град., что даёт возможность использовать его для регулирования в забойных условиях кинетики капиллярной пропитки ПЗП гранулярных газонасыщенных коллекторов.



Литература

1. Бороздин С.О., Подгорнов В.М. Чувствительность коллектора к физико-химическим процессам при формировании зоны проникновения // Газовая промышленность. – 2016. – № 4. – С. 13–17.
2. Al-Ameri Aymen, Gamadi Talal, Watson Marshall, 2018. The Impact of the Fracturing Fluid Spontaneous Imbibition on the Petrophysical Properties of Low Permeability Reservoirs, 10.2118/189570-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-189570-MS, SPE.
3. Deng L., & King M.J. (2018, August 9). Theoretical Investigation of Water Blocking in Unconventional Reservoirs Due to Spontaneous Imbibition and Water Adsorption. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2018-2875353.
4. Хомейнизаде Масуд. Экспериментальное исследование повреждений в трещиноватых коллекторах (обусловленных самопроизвольным впитыванием) при бурении на депрессии / Масуд Хомейнизаде, Халил Шахбази, Саяд Реза Шадизаде // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3.
5. Friedel Torsten, Voigt Hans-Dieter, 2004. Numerical Simulation of the Gas Inflow During Underbalanced Drilling (UBD) and Investigation of the Impact of UBD on Longtime Well Productivity, 10.2118/91558-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-91558-MS, SPE.
6. Khansari Alireza Naziri, 2009. Evaluation of Well Productivity Loss Due to Formation Damage Caused by Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling, 10.2118/122268-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-122268-MS, SPE.
7. R. Arabjamaloei, S. Shadizadeh, M. Ekramzadeh, A. Hamzei & M. Azad (2011) Numerical Model of Counter-current Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling: Formation Damage Investigation, Petroleum Science and Technology, 29:16, 1615-1624, DOI: 10.1080/10916460903581369.
8. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Zhang Pengyun & Cui Jiangman (2017). A simulation of mud invasion and characteristics of array laterolog responses in a low-permeability gas reservoir: A case study. Journal of Geophysics and Engineering. 14. 456-465. 10.1088/1742-2140/aa5e69.
9. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Cui Jiangman. (2017). Mud invasion and array laterolog responses in horizontal well based on numerical simulation. Journal of Geophysics and Engineering. 14. 15-25. 10.1088/1742-2132/14/1/15.
10. Нестерова Г.В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 1 (166). – С. 52–68.
11. Нестерова Г.В. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 9 (174). – С. 45–60.
12. Формирование зоны проникновения по данным натурального эксперимента / А.А. Кашеваров [и др.] // Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 109–119.
13. Adams Stephen. Modeling Imbibition Capillary Pressure Curves, 10.2118/84298-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-84298-MS, SPE.
14. Qutob Hani, Byrne Micheal, Wed Jun 03 01:00:00 BST 2015. Formation Damage in Tight Gas Reservoirs, 10.2118/174237-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-174237-MS, SPE.
15. Ramalho John, Suryanarayana P.V., Vaidya Ravi, Wu Zhan, 2006. Qualification of Overbalanced-Induced Invasive Damage and the Estimation of Equivalent Skin Effect on Production, 10.2118/104467-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-104467-MS, SPE.
16. Кошелев В.Н., Шишков С.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38–41.
17. Руководство по эксплуатации прибора для измерения межфазного натяжения KRUSS DSA 100.

References

1. Borozdin S.O., Podgorinov V.M. Collector sensitivity to the physical and chemical processes at formation of the penetration zone (in Russian) // Gas industry. – 2016. – № 4. – P. 13–17.
2. Al-Ameri Aymen, Gamadi Talal, Watson Marshall, 2018. The Impact of the Fracturing Fluid Spontaneous Imbibition on the Petrophysical Properties of Low Permeability Reservoirs, 10.2118/189570-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-189570-MS, SPE.
3. Deng L., & King M.J. (2018, August 9). Theoretical Investigation of Water Blocking in Unconventional Reservoirs Due to Spontaneous Imbibition and Water Adsorption. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2018-2875353.
4. Khomeinizade Masood. Experimental study of damages in cracked reservoirs (caused by spontaneous absorption) during underbalanced drilling / Masud Khomeinizade, Khalil Shahbazi, Sayad Reza Shadizade // Oil and gas case. – 2013. – № 3.
5. Friedel Torsten, Voigt Hans-Dieter, 2004. Numerical Simulation of the Gas Inflow During Underbalanced Drilling (UBD) and Investigation of the Impact of UBD on Longtime Well Productivity, 10.2118/91558-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-91558-MS, SPE.
6. Khansari Alireza Naziri, 2009. Evaluation of Well Productivity Loss Due to Formation Damage Caused by Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling, 10.2118/122268-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-122268-MS, SPE.
7. R. Arabjamaloei, S. Shadizadeh, M. Ekramzadeh, A. Hamzei & M. Azad (2011) Numerical Model of Counter-current Spontaneous Imbibition in Underbalanced Drilling: Formation Damage Investigation, Petroleum Science and Technology, 29:16, 1615-1624, DOI: 10.1080/10916460903581369.



8. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Zhang Pengyun & Cui Jiangman (2017). A simulation of mud invasion and characteristics of array laterolog responses in a low-permeability gas reservoir: A case study. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14. 456-465. 10.1088/1742-2140/aa5e69.
9. Jiang Yanjiao & Sun Jianmeng & Gao Jianshen & Cui Jiangman. (2017). Mud invasion and array laterolog responses in horizontal well based on numerical simulation. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14. 15-25. 10.1088/1742-2132/14/1/15.
10. Nesterova G.V. Evolution of the penetration zone according to the repeated logging and hydrodynamic simulation data (in Russian) / G.V. Nesterova, A.A. Kashevarov, I.N. Yeltsov // *Karotazhnik*. – 2008. – № 1 (166). – P. 52–68.
11. Nesterova G.V. Simulation of a strong-conducting drilling mud penetration into a stratum (in Russian) / G.V. Nesterova, A.A. Kashevarov, I.N. Yeltsov // *Karotazhnik*. – 2007. – 2008. – № 9 (174). – P. 45–60.
12. Formation of the penetration zone according to the natural experiment data / A.A. Kashevarov [et al.] // *Karotazhnik*. – 2009. – № 4 (181). – P. 109–119.
13. Adams Stephen. Modeling Imbibition Capillary Pressure Curves, 10.2118/84298-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-84298-MS, SPE.
14. Qutob Hani, Byrne Micheal, Wed Jun 03 01:00:00 BST 2015. Formation Damage in Tight Gas Reservoirs, 10.2118/174237-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-174237-MS, SPE.
15. Ramalho John, Suryanarayana P.V., Vaidya Ravi, Wu Zhan, 2006. Qualification of Overbalanced-Induced Invasive Damage and the Estimation of Equivalent Skin Effect on Production, 10.2118/104467-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE-104467-MS, SPE.
16. Koshelev V.N., Shishkov S.N. Maintenance of a quality opening of the productive strata under the abnormally low formation pressure (in Russian) // *Oil economy*. – 2007. – № 6. – P. 38–41.
17. Operating manual of the KRUSS DSA 100 interface tension measuring device.



УДК 622.245.549

ОСВОЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**DEVELOPMENT OF OIL RESERVES IN LOW-PERMEABLE RESERVOIRS****Вахромеев Андрей Гелиевич**

доктор геолого-минералогических наук,
нач. геологического отдела ИФ РН-Бурение,
профессор кафедры НГД
Института Недропользования ИРНТУ,
зав. лаб. Геологии нефти и газа
Института Земной Коры СО РАН,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет
andrey_igp@mail.ru

Ташкевич Иван Дмитриевич

аспирант кафедры нефтегазового дела ИРНТУ,
Иркутский национальный исследовательский технический уни-
верситет
vantash@mail.ru

Сверкунов Сергей Александрович

главный технолог РИТС ИФ ООО РН-Бурение,
доцент кафедры нефтегазового дела ИРНТУ,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет
dobro_75@mail.ru

Аннотация. В процессе первичного вскрытия блокируются низкопроницаемые песчаники компонентами буровых растворов (глинистые материалы, полимерные загустители, неорганические соли и т.д.) и обводняются фильтрами промывочных, тампонажных и перфорационных жидкостей. Одним эффективных способов интенсификации является гидроразрыв пласта (ГРП). За счет которого создается искусственная система трещин, благодаря которой восстанавливается естественная проницаемость пород-коллекторов. Так же существует пост-вскрывная обработка пород околоскважинных зон продуктивного пласта, направленная на их осушку и очистку от внедрившихся компонентов технологических жидкостей (соли, глина, цемент, полисахариды).

Ключевые слова: интенсификация, гидроразрыв, метанол.

Vakhromeev Andrey Gelievich

Doctor of Geological
and Mineralogical Sciences,
beg. Geological Department, IP RN-Drilling,
Professor, Department of Oil
and Gas Production,
Institute of Subsoil Use, IRNITU,
Head. Lab Geology of Oil and Gas, Institute of
the Earth's Crust, SB RAS,
Irkutsk National Research
Technical University
andrey_igp@mail.ru

Tashkevich Ivan Dmitrievich

Post-graduate (student) oil and gas ISTU,
Irkutsk National Research
Technical University
vantash@mail.ru

Sverkunov Sergey Alexandrovich

Post-graduate (student) oil
and gas drilling ISTU,
Irkutsk National Research
Technical University
dobro_75@mail.ru

Annotation. In the process of primary opening, low-permeable sandstones are blocked by components of drilling fluids (clay materials, polymer thickeners, inorganic salts, etc.) and are watered with filtrates of washing, plugging and perforating fluids. One effective method of intensification is hydraulic fracturing (fracking). Due to which an artificial system of cracks is created, thanks to which the natural permeability of reservoir rocks is restored. There is also a post-explosion treatment of rocks near the well zones of the productive formation, aimed at drying them and cleaning them from embedded components of technological liquids (salts, clay, cement, polysaccharides).

Keywords: intensification, hydraulic fracturing, methanol.

Низкая проницаемость карбонатного коллектора при доказанном нефтяном насыщении – основная проблема промышленного освоения разведанных залежей и месторождений гигантского Ереминско-Чонского скопления. Традиционные методы освоения запасов нефти вертикальными скважинами оцениваются как низкорентабельные. Ключевая задача на стыке геологии и технологии бурения – найти эффективные технологические подходы вовлечения нефтяных залежей в разработку [1, 2, 4, 7, 10–12].

Сегодня освоение низко проницаемых коллекторов ведущими нефтедобывающими компаниями идет по пути кустового бурения горизонтальных с большим отходом от вертикали¹, или многоствольных скважин с последующей реализацией гидроразрывов пласта (ГРП) [1–5, 10, 12]. Создается

¹ Так, окончательный забой самых протяженных (для материковой части Российской Федерации) скважин с большим отходом от вертикали №№ 1-А и 2-А Юрхаровского месторождения составил 8497 и 7274 метров соответственно. У многоствольной скважины № 3-А (многоствольная скважина) окончательные забои составили 7418 и 7438м соответственно. В апреле 2015 года на Сахалине была пробурена эксплуатационная скважина О-14, длина которой составила 13 500 метров.



дополнительная система трещин, искусственная фильтрационная система нефтенасыщенного пласта-коллектора. А разработка залежей УВ с помощью горизонтальных стволов большой протяженности позволяет значительно увеличить радиус дренирования.

Проектирование операции ГРП предполагает подбор оптимальных параметров технологических операций для рентабельного извлечения нефти из слабопроницаемых пород-коллекторов. Ухудшение качества коллекторов, обусловленное в основном засолением, в меньшей мере – сульфатизацией, плохо поддается прогнозу по данным дистанционных методов. Поэтому инновационные технологии каротажа в процессе бурения г.с. (LWD), с «On-line» корректировкой профиля наклонно-направленной скважины – первый практический шаг к последующему дизайну ГРП. Вторым предварительным этапом к проектированию и проведению большеобъемных ГРП [2–4, 10], следует считать мини ГРП (DataFRAC). Относительно высокая стоимость и техническая сложность большеобъемных гидроразрывов предполагает значительный объем предварительных испытаний и исследований. Исходными параметрами являются давление разрыва пласта, эффективность жидкости разрыва, коэффициент фильтрации жидкости ГРП, конфигурация искусственной трещины по отношению к профилю горизонтального участка ствола скважины к параметрам естественной трещиноватости, характеристики напряженного состояния горного массива пород-коллекторов природного резервуара, пластовое давление углеводородной системы залежи, гидропроводность пласта и др. Проведение соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов как дополнительное мероприятие обеспечивает формирование промытых каналов фильтрации «арочного» типа в ПЗП, исключая в ней деформацию трещинного коллектора [8]. Другим практическим решением является метод газов. Эта технология признана эффективной применительно к модели разработки Преображенского горизонта Верхнечонского НГКМ кустовым бурением с пятиточечной сеткой скважин с межскважинными расстояниями 500 м и большим отклонением стволов (горизонтальные стволы 200 м) [9].

Идея привлечения ГРП в его модификациях применительно к сложным карбонатным коллекторам проработана недропользователями Непско-Ботуобинской НГО в разной степени [9, 11, 12 и др.]. Следует отметить относительно небольшой опыт проведения ГРП на УВ-месторождениях Сибирской платформы, который начат работами Г.Т. Овнатанова (1962, 1970) на Атовском НГКМ [6]. В последнее десятилетие работы по проведению ГРП, в том числе в нефтегазосыщенных карбонатных пластах мегарезервуара карбонатного венда, выполнены на ряде скважин Непско-Ботуобинской НГО. Но следует признать, что пока основной объект дизайна и реализации ГРП – песчаники терригенного венда – верхнечонский, ярактинский продуктивные горизонты [11].

Помимо технологии ГРП существует новый метод осушки водонасыщенных песчаников метанолом и метанольными растворами хлорида кальция и поверхностно-активных веществ (ПАВ) класса проксанолов и алкилсульфонатов. Данный способ позволяет восстанавливать (повышать) природную проницаемость пластов-коллекторов.

Целью технологической операции – метанольной пропитки пласта, является снижение блокирующего действия техногенных вод с порового пространства песчаников пород прискважинной зоны продуктивного пласта и подключение в работу естественно обводненных пропластков более удаленных участков залежи.

Указанная цель достигается тем, что метанол или метанольный раствор ПАВ с помощью цементировочного агрегата подают на устье скважины, предварительно продутой при работе на факел. Активированный влагопоглощающий агент, вследствие более высокой плотности, чем у газоконденсата, самопроизвольно перемещается по затрубью на забой скважины в интервал залегания продуктивного пласта. При закрытых задвижках скважина остается в покое 2–5 суток в зависимости от запланированной величины радиуса охвата околоскважинной зоны. За время выдержки вследствие диффузионно-осмотических перетоков происходит выравнивание концентрацией двух взаиморастворимых жидких систем: метанольный раствор ПАВ – гидроминеральная фаза, насыщающая породы обрабатываемой зоны пласта.

Однородная смесь, представляющая собой воднометанольный раствор ПАВ и хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов и имеющая низкие значения поверхностного натяжения на границе с силикатной поверхностью, легко удаляется из обрабатываемой зоны пласта и далее из ствола скважины путем ее продувки. Для получения надежных и эффективных результатов от проведения КПП активированным метанолом необходимы данные о фильтрационно-емкостных свойствах, величине и характере водонасыщения обрабатываемых пород.

Литература

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.-Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.
2. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гилаев [и др.] // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2012. – № 2. – С. 22–26.



3. Дияшев И.Р., Гиллард М.Р, Сморовозов А.А. Супер-ГРП на Яранерском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 7. – С. 44–48.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
5. Опыт закрепления пропанта в условиях низких температур верхнеконского горизонта / Д.В. Кушнаренко [и др.] // Научно-технический вестник РОСНЕФТЬ. – 2011. – № 23. – С. 56–59.
6. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Недра, 1979. – 312 с.
7. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 118 с.
8. Чижов А.П. Кислотное воздействие на карбонатные коллектора в условиях низкого пластового давления / А.П. Чижов, Д.В. Иванов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепродуктов. – 2014. – Вып. 4 (98). – С. 34–40.
9. Преображенский горизонт Верхнеконского месторождения: выбор оптимального метода разработки / Д. Херлиман [и др.] // Новатор. – 2009. – № 29. – С. 13–17.
10. Экономидес М. Современное состояние работ по гидроразрыву пласта в мире // Научно-Технический вестник РОСНЕФТЬ. – 2011. – № 23. – С. 46–51.
11. Dubrovin A., Klabukov A., Abaltusov N., Shulga V. Well Drilling Process Optimization in the Verkhnechonskoye Oil, Gas and Condensate Field // 181928-MS SPE Conference Paper. – 2016.
12. Ignatyev N.A., Burdakov D.A. Simulation of multi-stage hydraulic fracturing in discontinuous oil formation // 3-th Irkutsk International Conference GEOBAIKAL-2014. – Irkutsk, 2014. (Extended Abstracts). – URL : [http:// earthdoc.org / publication/publicationdetails/?publication=77332](http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=77332)

References

1. Butler R.M. Horizontal wells for oil, gas and bitumen production. – M.-Izhevsk : In-t computer research, SIC «Regular and chaotic dynamics», 2010. – 536 p.
2. Application of Horizontal Wells with Multiple Cracks of Hydraulic Fracturing for Development of Low Permeable Formations on the Example of the Pilot Area of Priobskoye Field / G.G. Gilayev [et al.] // Scientific and Technical Journal of OAO NK Rosneft. – 2012. – № 2. – P. 22–26.
3. Diashev I.R., Gillard M.R., Smarozovov A.A. Super-GRP at Yaranerskoye deposit // Oil economy. – 2001. – № 7. – P. 44–48.
4. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of oil and gas fields development with application of hydraulic fracturing. – M. : Nedra-Business Center, 1999. – 212 p.
5. Experience of proppant fixation in the conditions of low temperatures of the Verkhnechonsk horizon / D.V. Kushnarenko [et al.] // Scientific and technical bulletin ROSNEFT. – 2011. – № 23. – P. 56–59.
6. Ovnatanov G.T. Opening and treatment of formation. – M. : Nedra, 1979. – 312 p.
7. Reiss L. Basics of development of the cracked reservoirs. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2012. – 118 p.
8. Chizhov A.P. Acid influence on the carbonate reservoirs in the conditions of the low formation pressure / A.P. Chizhov, D.V. Ivanov // Problems of collection, preparation and transportation of oil products. – 2014. –4 (98). – P. 34–40.
9. Preobrazhenskiy horizon of Verkhnechonskiy field: selection of an optimal development method / D. Herliman [et al.] // Novator. – 2009. – № 29. – P. 13–17.
10. Economides M. Modern state of fracturing works in the world // Scientific and Technical Bulletin ROSNEFT. – 2011. – № 23. – P. 46–51.
11. Dubrovin A., Klabukov A., Abaltusov N., Shulga V. Well Drilling Process Optimization in the Verkhnechonskoye Oil, Gas and Condensate Field // 181928-MS SPE Conference Paper. – 2016.
12. Ignatyev N.A., Burdakov D.A. Simulation of multi-stage hydraulic fracturing in discontinuous oil formation // 3-th Irkutsk International Conference GEOBAIKAL-2014. – Irkutsk, 2014. (Extended Abstracts). URL : [http:// earthdoc.org / publication/publicationdetails/?publication=77332](http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=77332)



УДК 622.24

КРЕПЛЕНИЕ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД, СОДЕРЖАЩИХ АГРЕССИВНЫЕ ФЛЮИДЫ



ATTACHMENT OF HIGHLY PERMEABLE ROCKS, CONTAINING AGGRESSIVE FLUIDS

Вороник Алексей Михайлович

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

Каменских Сергей Владиславович

кандида техн. наук, доцент,
доцент кафедры бурения,
Ухтинский государственный технический университет
skamenskih@ugtu.net

Уляшева Надежда Михайловна

канд. техн. наук, профессор,
заведующий кафедрой бурения,
Ухтинский государственный технический университет
nulyasheva@ugtu.net

Аннотация. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах, содержащих агрессивные флюиды, вызывает ряд трудностей, связанных с интенсивной коррозией цементного камня, поглощением тампонажных растворов и др. На основании проведенных лабораторных исследований разработана облегченная коррозионноустойчивая тампонажная смесь. В ходе проведения экспериментов установлено, что цементный камень разработанной тампонажной смеси обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным флюидам, определены физико-механические параметры тампонажной смеси и цементного камня, закономерности их изменения от концентрации и дисперсности гранулированного пеностекла. На основании проведенных экспериментов установлены функциональные связи между физико-механическими свойствами цементного камня и геофизическими параметрами, которые позволяют оценить качество цементирования и принимать своевременные решения о проведении текущего ремонта скважины.

Ключевые слова: высокопроницаемые горные породы; агрессивные флюиды; тампонажные смеси; цементный камень; дисперсность; гранулированное пеностекло.

Voronik Alexei Mikhailovich

senior lecturer in the drilling department,
Ukhta State Technical University
avoronik@ugtu.net

Kamenskikh Sergey Vladislavovich

Candidate of Technical Science, Associate
Professor,
Assistant Professor of the drilling department,
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. Attachment of wells in highly permeable rocks containing aggressive fluids causes a number of difficulties related to intensive corrosion of cement stone, absorption of plugging solutions, etc. Based on the performed laboratory studies, a light corrosion-resistant plugging mixture was developed. During experiments it was found that cement stone of the developed plugging mixture has corrosion resistance to aggressive fluids, physical and mechanical parameters of the plugging mixture and cement stone are determined, patterns of their change from concentration and dispersion of granulated foam glass are determined. On the basis of the conducted experiments, functional connections between physical and mechanical properties of cement stone and geophysical parameters have been established, which allow to assess the quality of cementation and to make timely decisions on carrying out the current repair of the well.

Keywords: highly permeable rocks; aggressive fluids; grouting mixes; cement stone; dispersion; the granulated foamglass.

Креплению скважин всегда уделялось пристальное внимание научных, проектных и производственных организаций, но до сих пор остается ряд нерешенных проблем, одной из которых является крепление высокопроницаемых горных пород, содержащих агрессивные флюиды, в том числе сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2). В результате выполнения работ по цементированию в подобных условиях может наблюдаться недоподъем цементного раствора, нарушение герметичности заколонного пространства, появление межколонных давлений и перетоков пластовых флюидов, нарушение герметичности обсадных колонн, вследствие воздействия агрессивных сред на сформированный цементный камень.

Характерными примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Денисовской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) РФ: Баяндыское, им. А. Алабушина, Ипатское, Ламбейшорское и др., в которых наблюдаются вышеописанные осложнения, а содержание H_2S и CO_2 достигает до 18,5 и 2,8 % об. соответственно. В результате требуется пересмотр традиционных



и стандартных подходов к креплению скважин и разработка новых рецептур тампонажных растворов и смесей, способных одновременно предупреждать поглощения в высокопроницаемых горных породах и формировать в агрессивных средах коррозионностойкий и долговечный цементный камень.

На территории Денисовской впадины, расположенной в северной части Усинского района Республики Коми, в течение 2012–2019 г.г. пробурено более 80 скважин. На основании сейсмических исследований, проведенных ОАО «Севергеофизика», установлено, что горно-геологические условия месторождений Денисовской впадины аналогичны. Согласно промысловой информации средняя глубина скважин по вертикали в зависимости от технического задания составляет 3900–4100 м, а температура в продуктивных горизонтах колеблется в диапазоне 66,5–98,8 °С. Одной из основных проблем при цементировании обсадных колонн является литологический состав горных пород (перемятые порово-кавернозные, трещинно-кавернозные и порово-каверно-трещинные высокопроницаемые карбонатные породы, содержащие H_2S и CO_2), поэтому при цементировании хвостовиков и нижних секций эксплуатационных колонн применяется цемент марки ПЦТ I-G CC-1, а верхних – цементно-бентонитовая смесь (ЦБС).

Согласно промысловому опыту ведения буровых работ для повышения качества крепления высокопроницаемых горных пород применяются специальные методы и технологии кольматации призабойной зоны пласта растворами с вязкоупругими свойствами, а также использования различных видов облегченных, расширяющихся или дисперсно-армированных цементов.

Основным недостатком данных методов и технологий является отсутствие коррозионной стойкости цементного камня к сероводородной и углекислотной агрессии, в результате чего различные периоды ведения буровых работ был разработан целый ряд облегченных и коррозионностойких тампонажных растворов и смесей.

Не смотря на многочисленные исследования по получению коррозионностойких материалов, согласно промысловым данным на площадях и месторождениях ТПНГП в сложных (многофакторных) условиях, в том числе в пределах Денисовской впадины, ООО «Лукойл-Коми» и другие буровые предприятия и компании используют при креплении сульфатостойкий портландцемент марки ПЦТ I-G CC-1. В связи с этим, исходя из опыта крепления скважин на площадях и месторождениях ТПНГП и учитывая возможности нефтяных компаний, применение сульфатостойких портландцементов оправдано и возможно в условиях сероводородной и углекислотной агрессии.

На основании проведенных исследований [1, 2] разработан компонентный состав облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси (заявка на изобретение № 2016117871 от 05.05.2016), в состав которой входят цемент марки ПЦТ I-G CC-1 (вяжущий материал), гранулированное пеностекло – ГПС (ООО «ТИГИ Крамер»), расширяющая добавка – ДР-100 (ТУ 2458-077-97457491-2012) и газоблокатор – газблок (ТУ 2458-055-40912231-2009).

Одним из производителей цемента марки ПЦТ I-G CC-1 согласно ГОСТ 1581-96 (API Specification 10A 24 Edition) в РФ является ООО «Холсим (Рус)» (Вольский цементный завод). Малое содержание свободной CaO (0,3 %) в клинкере не вызывает удлинение (расширение) образцов цементного камня, приводящее в конечном итоге к его разрушению, и способствует уменьшению скорости гидролиза структуры элементов камня при воздействии агрессивных сред [3, 4 и др.]. Низкое содержание алюминатов кальция (<3 %) и щелочных соединений в минералогическом составе тампонажного цемента ПЦТ I-G CC-1 наделяет цементный камень коррозионной стойкостью, благодаря чему он применяется для крепления скважин в присутствии агрессивных пластовых флюидов. По данным [3] ограничение фазы СЗА (трехкальциевый алюминат) и количества свободного CaO способствует увеличению коррозионной стойкости сульфатостойкого цемента в условиях сероводородной агрессии. Являясь чисто клинкерным цементом, ПЦТ I-G CC-1 совместим с большинством химических реагентов, которые позволяют обеспечить требуемые технологические и реологические характеристики тампонажного раствора.

В качестве газоблокатора используется газблок, который представляет собой реагент на основе синтетических сульфированных полимеров. Анализ результатов исследований [1] показывает, что тампонажные смеси, обработанные реагентом газблок, обладают пониженной фильтрацией и повышенной прочностью по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G CC-1. При растекаемости цементного раствора ПЦТ I-G CC-1 с газблоком 19,75–23,25 см водоотделение практически отсутствует (минимально), что свидетельствует о высокой седиментационной и суффозной устойчивости данной тампонажной смеси. Это обусловлено способностью высокодисперсных частиц газблока структурировать значительные объемы свободной воды (жидкости затворения) на ранних стадиях гидратации. Этим эффектом объясняется и снижение фильтрации (водоотдачи) цементной смеси. Низкое содержание свободной воды (пониженное водоотделение) благоприятно сказывается на гидравлической изоляции при цементировании, обеспечивает предсказуемое поведение в течение всего времени закачки и продавки, исключая седиментацию и расслоение, обеспечивая высокую прочность, газо- и водонепроницаемость. Высокая прочность цементного камня обусловлена заполнением порового пространства цементного камня гидроробными частицами газблока, которому присущи свойства компаунда.

Для проверки возможности использования гранулированного пеностекла (ГПС) в пластовых условиях на кафедре бурения УГТУ были проведены эксперименты на консистометре OFITE Модель



130 НРНТ. Целостность ГПС определялась по изменению плотности тампонажной смеси при давлениях 10, 20, 30, 40, 50 МПа и температурах 25, 45, 65, 85, 95оС соответственно. Моделируемые условия соответствуют реальным условиям бурения в районе Денисовской впадины ТПНГП. Результаты исследований свидетельствуют о целостности ГПС в процессе моделирования и возможности их использования в реальных условиях при цементировании.

Дополнительно было оценено изменение технологических свойств и параметров разработанной тампонажной смеси и цементного камня в зависимости от концентрации (6, 8, 10 и 12 %) и дисперсности (0,1–0,3, 0,25–0,5 и 0,5–1,0 мкм) ГПС [5]. Для определения свойств и параметров тампонажных смесей и цементного камня использовались стандартные отечественные и зарубежные приборы, методики и технологии. На основании проведенных исследований установлены закономерности изменения основных технологических свойств и параметров тампонажной смеси (плотности, растекаемости, фильтрации, сроков схватывания и прочности цементного камня) от концентрации и дисперсности ГПС [5].

Оценка коррозионной стойкости цементного камня осуществлялась с использованием коэффициента коррозионной стойкости (ККС), предложенного В.С. Данюшевским [2], который представляет собой отношение предела прочности образцов, твердевших в агрессивной среде, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов. Цемент признается стойким к агрессии и долговечным при величине ККС, равной или более 0,85.

В результате проведенных экспериментов [7] установлено, что как в начале (2 сут.), так и в конце (6 мес.) набора прочности цементного камня наибольшую прочность на сжатие показали составы облегченных тампонажных смесей ПЦТ I-G СС-1, газблок и ДР с добавками 6 и 8 % ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм (таблицы 1, 2). Аналогичные выводы следуют из анализа ККС6, из которых следует, что максимальной коррозионной стойкостью при сжатии по истечении 6 месяцев обладают облегченные тампонажные смеси (ПЦТ I-G СС-1, газблок, ДР) с добавками 6 и 8 % ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм [7].

Для оценки физико-механических свойств и параметров цементного камня применялись: анализатор газопроницаемости и пористости «ПИК-ПП» (ТУ 4317-002-64359939-2012), приборы «Ультразвук» (ГОСТ 21153.7-75) и «ПетроОм» (ГОСТ 25494-82). Для проведения исследований из стандартных кубиков, изготовленных согласно ГОСТ 26798.2-96, были высверлены образцы для экспериментов с помощью станка для выбуривания «Dayton 17 Drill Press».

Результаты исследований, представленные в работе [8], позволили определить и оценить физико-механические свойства коррозионностойкого цементного камня: пористость, проницаемость, продольные и поперечные скорости распространения упругих акустических волн, удельное электрическое сопротивление (УЭС), прочность на сжатие в зависимости от дисперсности и концентрации ГПС. Анализ экспериментальных данных [8] показал, что цементный камень тампонажной смеси, содержащей ГПС различной дисперсности и концентрации, обладает относительно малой пористостью и проницаемостью, несколько превышающей параметры базового цемента ПЦТ I-G СС-1 без добавок, что согласно [3, 4, 6 и др.] положительно влияет на коррозионную стойкость цементного камня ко всем минеральным агрессивным средам. Полученные результаты исследований с помощью зависимостей [9] позволили рассчитать физико-механические параметры цементного камня: продольные и поперечные скорости распространения упругих акустических волн, коэффициенты Пуассона, сжимаемости, модули Юнга, сдвига и всестороннего сжатия.

Таблица 1 – Время загустевания и водоотделение облегченных тампонажных смесей с добавками ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм в концентрациях 6 и 8 %

Составы тампонажных смесей	Дисперсность ГПС, мкм	Время загустевания, мин.		Водоотделение, см ³
		до 30 Вс	до 100 Вс	
ГОСТ 26798.2-96	–	15–30	90–120	< 3,5
ПЦТ I-G СС-1	–	23	98	2,0
ПЦТ I-G СС-1 + 0,5 % газблока	–	24	100	0,7
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (6 %)	0,1–0,3	25	102	0,8
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (8 %)		25	103	0,8
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (6 %)	0,25–0,5	26	104	1,0
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (8 %)		27	105	1,1



Таблица 2 – Составы и технологические свойства облегченных тампонажных смесей с добавками ГПС дисперсностью 0,1-0,3 и 0,25-0,5 мкм в концентрациях 6 и 8 %

Составы тампонажных смесей	Дисперсность ГПС, мкм	Параметры тампонажной смеси					
		Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Ф ₃₀ , см ³ /30мин.	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	Сроки схватывания, ч.-мин.	
						начало	конец
ПЦТ I-G СС-1	–	1940	180,0	290	21,359	7–15	10–15
ПЦТ I-G СС-1 + 0,5 % газблока	–	1900	222,5	5,0	28,319	7–45	9–45
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (6 %)	0,1–0,3	1670	190,0	11,5	9,633	9–00	10–45
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (8 %)		1650	185,0	9,0	8,586	9–30	11–30
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (6 %)	0,25–0,5	1660	192,5	12,5	8,596	9–30	11–15
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (8 %)		1640	190,0	10,5	7,446	10–15	12–30

На основании проведенных исследований [8] установлены функциональные связи между основными физико-механическими параметрами цементного камня (прочность, пористость, проницаемость, скорости прохождения продольных и поперечных волн, сопротивление) разработанной облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси. Установленные зависимости позволяют в пределах полученных изменений параметров определять и прогнозировать текущие характеристики цементного камня (прочность, пористость, проницаемость) в заколонном пространстве по данным геофизических исследований (акустическая цементометрия и электрометрия в обсаженной скважине) [10], что дает возможность оценить качество цементирования и принимать своевременные решения о проведении текущего ремонта скважины.

Литература

1. Вороник А.М. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии / А.М. Вороник [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 34–38.
2. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the light-weight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions // SPE 191509-MS / SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October. – 2018. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191509-18RPTC-RU.
3. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов. – СПб. : ООО «Недра», 2005. – 318 с.
4. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Вороник А.М. Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 2. – С. 29–35.
6. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1987. – 373 с.
7. Вороник А.М. Определение коррозионной стойкости цементного камня облегченной тампонажной смеси / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 11. – С. 28–33.
8. Оценка физико-механических свойств облегченного коррозионностойкого цементного камня / А.М. Вороник [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 9. – С. 35–41.
9. Физика горных пород : учеб. для вузов / Л.Я. Ерофеев [и др.]. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 520 с.
10. Каменских С.В. Оценка качества (герметичности) крепления и физико-механических свойств цементного камня в заколонном пространстве / С.В. Каменских, Н.М. Уляшева, И.Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2019. – № 8. – С. 17–21.

References

1. Voronik A.M. Fastening of wells in high-permeability rocks in the conditions of hydrosulphuric aggression / A.M. Voronik, et al. // Construction of oil and gas wells by land and by sea : Scientific and technical magazine. – М. : VNIIOENG, 2016. – № 4. – P. 34–38.



2. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the light-weight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions // SPE 191509-MS / SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October. – 2018. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191509-18RPTC-RU.
3. Agzamov F.A. Durability of plugging stone in corrosion-active media / F.A. Agzamov, B.S. Izmukhambetov. – SPb. : LLC «Nedra», 2005. – 318 p.
4. Bulatov A.I. Detective biography of tightness of oil and gas wells. 3rd ed. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2009. – 934 p.
5. Voronik A.M. Study of technological properties and parameters of light corrosion-resistant plugging mixture / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea : Scientific and technical journal. – Moscow : VNIOENG, 2018. – № 2. – 29–35.
6. Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstikh I.F. Reference Manual on Plugging Materials. – M. : Nedra, 1987. – 373 p.
7. Voronik A.M. Determination of corrosion resistance of cement stone with light plugging mixture / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea: Scientific and technical journal. – M. : VNIOENG, 2018. – № 11. – P. 28–33.
8. Evaluation of Physical and Mechanical Properties of Light Corrosion Resistant Cement Stone / A.M. Voronik, et al. // Construction of oil and gas wells by land and by sea: Scientific and technical magazine. – M. : VNIOENG, 2018. – № 9. – P. 35–41.
9. Physics of rocks : educational. For universities / L.Y. Erofeev, et al. – Tomsk : TPU, 2006. – 520 p.
10. Kamenskikh S.V. Assessment of the quality (tightness) of fastening and physical and mechanical properties of cement stone in the hollow space / S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva, I.F. Chuprov // Construction of oil and gas wells by land and by sea: Scientific and technical magazine. – M. : VNIOENG, 2019. – № 8. – P. 17–21.



УДК 622.244.43-032.26

РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



DRILLING MUD POLYMER DEVELOPMENT

Гаибназаров С.Б.

доцент, декан факультета
«Горное дело и металлургия»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова,
Республика Узбекистан
id.yug2016@gmail.com

Gaibnazarov S.B.

Associate Professor,
Dean of the Faculty of Mining and Metallurgy,
Tashkent State Technical University
named after Islam Karimov,
Republic Uzbekistan
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. Исследованы некоторые специфические особенности тройной сополимеризации четвертичной соли со стиролом и дивинилбензолом. Определены параметры полимер-жидкостного взаимодействия терполимеризации. Установлено, что разработанные полимеры могут применяться в качестве стабилизаторов буровых растворов.

Annotation. Some specific features of triple copolymerization of quaternary salt with styrene and divinylbenzene are studied. The parameters of polymer-liquid interaction of terpolymerization are determined. It is established that the developed polymers can be used as stabilizers of drilling fluids.

Ключевые слова: полимер, песок, почвогрунт, водорастворимый полимер, фильтрация, водоотдача, осадок, тиксотропность, вязкость, плотность.

Keywords: polymer, sand, soil, water-soluble polymer, filtration, drainage, sludge, thixotropy, viscosity, density.

Одной из важнейших задач в области полимерной химии является синтез ионообменных и окислительно-восстановительных смол и мембран с заданными свойствами и структурами. Непрерывное расширение области применения синтетических полиэлектролитов в экспериментальных исследованиях и промышленной практике стимулирует весь большой интерес к проблеме получения и изучения механизмов их образования [1].

В настоящее время очистка промышленных сточных вод, опреснение соленых и солованистых вод, очистка пищевых продуктов, получение многих аминокислот, белков, антибиотиков и многие другие процессы немыслимы без использования ионообменных материалов. В связи с чем к ним предъявляются повышенные требования. Большое внимание также уделяется улучшению их прикладных свойств, повышению селективности, термической и химической устойчивости и механической прочности. Обычно иониты получают поликонденсацией и полимеризацией соответствующих мономеров, путем полимераналогических превращений готовых синтетических или природных соединений.

В этом аспекте представляет теоретический и практический интерес разработка процессов синтеза новых ионитов методом полимеризации и сополимеризации ионогенных мономеров, содержащих фосфониевые группы, получаемых кватернизацией третичных фосфитов с некоторыми галоидальными, в том числе аллилгалогенидами, их полимеризации и сополимеризации с различными виниловыми мономерами. Актуальность таких исследований заключается в том, что они, с одной стороны, позволяют выявить влияние различных функциональных групп на процесс кватернизации, с другой – получить фосфорсодержащие ионообменные материалы, обладающие высокой селективностью и комплексом ценных свойств [2].

Основой этих способов является проведение реакции сополимеризации в присутствии инертных неполимеризующихся веществ (разбавители), вымываемых затем из готового продукта. В качестве добавок чаще всего применяют такие соединения, которые хорошо растворяются в смеси исходных мономеров или легко смешиваются с ней и не расслаивают реакционную массу. При суспензионной полимеризации они не должны растворяться в воде. Выявлено, что физические свойства получаемых полимеров при этом зависят от того, будут ли вводимые инертные компоненты хорошими растворителями для мономеров и образующегося высокомолекулярного соединения. Поэтому при проведении сополимеризации в присутствии низкомолекулярных или полимерных соединений выбор типа растворителя с определенным параметром полимер-жидкостного взаимодействия является важным и решающим фактором для создания макромолекул пространственной структуры с открытыми порами.

Установлено, что после удаления разбавителя из конечного продукта свойства сополимера изменяются. В зависимости от количества и природы вводимого вещества и дивинильного соединения возникает «псевдопористость» или истинная пористость.

Вводимые в состав исходной реакционной смеси инертные вещества могут оказаться хорошими растворителями, образующийся трехмерный сополимер сильно набухает осадителями (макромолекула не набухает) или могут иметь промежуточные свойства. В каждом отдельном случае образуются полимеры с определенными свойствами.



Экспериментально установлено, что на условия гранульной сополимеризации мономерной четвертичной соли (МЧФС) со стиролом и ДВБ значительное влияние оказывают количество и природа инертных компонентов. Для стабилизации суспензии применяли те же защитные коллоиды, что и при стандартной полимеризации. Однако в присутствии линейного полистирола начальная вязкость смеси мономеров оказалась высокой и требовалась интенсивное перемешивание. Низкомолекулярные вещества оказывают большое влияние на стабильность суспензии, и распределение величины гранул при этом ухудшается. Скорость сополимеризации МЧФС, стирола с ДВБ с возрастанием концентрации разбавителя (толуола) и уменьшением количества диена падает. Ароматические углеводороды и их галоидпроизводные, некоторые кетоны, эфиры являются хорошими растворителями. В их присутствии сополимеризация мономеров протекает в гомогенной среде. Они равномерно распределяются по всей массе полимера. При удалении растворителя со структуры набухшего полимера происходит его усадка. Уменьшение объема образца макромолекулы приблизительно совпадает с объемом вымываемых инертных веществ, его плотность оказалось равной плотности обычных стандартных сополимеров. Во всех случаях изменение в пространственной сетке сополимера МЧФС, стирола и ДВБ отражается, прежде всего на величине их равновесного набухания. Показана возможность регулирования плотности поперечных связей, т. е. набухаемости, изменением степени разбавления исходной смеси мономеров толуолом. Показано, что варьированием количества добавляемого растворителя можно добиться постоянной величины набухания при различном содержании ДВБ в исходной смеси для терполимеризации. Такие же изменения набухания могут быть получены при постоянном содержании мостикообразователя и добавлении различных количеств инертного компонента.

Проведенные лабораторные испытания показали, что синтезированные сополимеры могут применяться в качестве эффективных стабилизаторов буровых растворов, применяемых в условиях воздействия агрессивных флюидов.

Таким образом, нами выявлены некоторые специфические параметры терполимеризации.

Литература

1. Гаибназаров С.Б., Алиев Б.А. Разработка высокоэффективных стабилизаторов на основе местного сырья. – Т. : ТГТУ, 2018. – 116 с.
2. Гаибназаров С.Б. Физико-химические и макромолекулярные характеристики новых стабилизаторов буровых растворов // Химия и химическая технология. – 2017. – № 1 (55). – С. 48–52.
3. Гаибназаров С.Б. Исследование влияния полимерных реагентов на тиксотропность буровых растворов // Химическая промышленность. – 2016. – Т. 93. – № 5. – С. 258–261.

References

1. Gaibnazarov S.B., Aliyev B.A. Development of highly effective stabilizers based on local raw materials. – T. : TSTU, 2018. – 116 p.
2. Gaibnazarov S.B. Physical-chemical and macromolecular characteristics of the new drilling mud stabilizers // Chemistry and chemical technology. – 2017. – № 1 (55). – P. 48–52.
3. Gaibnazarov S.B. Investigation of the polymer reagents influence on the drilling mud thixotropy // Chemical industry. – 2016. – T. 93. – № 5. – P. 258–261.



УДК 622.244.43-032.26

НОВЫЕ РЕАГЕНТЫ СТАБИЛИЗАТОРЫ ИЗ ОТХОДОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



NEW WASTE STABILIZERS FOR DRILLING FLUIDS

Гаибназаров С.Б.

доцент, декан факультета
«Горное дело и металлургия»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова,
Республика Узбекистан
id.yug2016@gmail.com

Алиев Б.А.

Доктор технических наук,
профессор кафедры «Экология»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова,
Республика Узбекистан

Аннотация. В статье рассмотрены некоторые вопросы создания реагентов-стабилизаторов на основе сополимеризации отходов делинтации хлопковых семян и ГИПАН и вторичных сырьевых ресурсов. Показаны зависимости прикладных свойств разработанных буровых растворов от геологических и структурных свойств нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: полимер, песок, почвогрунт, водорастворимый полимер, фильтрация, водоотдача, осадок, тиксотропность, вязкость, плотность.

Gaibnazarov S.B.

Associate Professor,
Dean of the Faculty of Mining and Metallurgy,
Tashkent State Technical University
named after Islam Karimov,
Republic Uzbekistan
id.yug2016@gmail.com

Aliyev B.A.

Doctor of Technical Sciences,
Professor of «Ecology» chair,
Tashkent State Technical University
named after Islam Karimov,
Republic Uzbekistan

Annotation. In article some questions of creation of reagents-stabilizers on the basis of copolymerization of a waste of delination of cotton seeds and GIPAN and secondary raw resources are considered. Dependencies of applied properties of developed drilling muds on geological and structural properties of oil and gas fields are shown.

Keywords: polymer, sand, soil, water-soluble polymer, filtration, drainage, sediment, thixotropy, viscosity, density.

Поиск и разведка месторождений нефти и газа в Республике Узбекистан на новых площадях и рост глубин бурения предопределили объективную необходимость в усовершенствовании технологии бурения нефтяных и газовых скважин, а также составов буровых растворов. Как известно, свойства буровых растворов, в первую очередь, зависят от химического состава воды и активных добавок к ним, из которых они приготовлены. При этом используемая буровая промывочная жидкость должна обладать определенными реологическими и технологическими свойствами в зависимости от геологического строения разреза скважины и минерализации вскрываемых ею пластовых вод.

В настоящее время известно множество органических и синтетических реагентов для стабилизации технологических свойств буровых растворов. Однако лишь немногие из них эффективны при действии температуры и солевой агрессии. Многие типы буровых растворов, имея высокую вязкость и высокое динамическое напряжение сдвига, плохо очищают забой.

Изучение литературных источников [1–2] показывает, что существует множество химических реагентов для обработки буровых растворов и составов на их основе. Многие уже не выпускаются либо выпускаются за пределами Узбекистана. Реагенты, которые имеются в нашей республике, не дают желаемого эффекта при приготовлении бурового раствора на сильноминерализованной пластовой воде, добываемой на территории Устюртской нефтегазоносной области. Следовательно, вопрос о разработке составов буровых растворов на основе новых, доступных, дешевых реагентов продолжает оставаться актуальным.

В этом аспекте целью проводимых нами исследований является -разработка нового полимерного водорастворимого реагента-стабилизатора для буровых растворов, с использованием сильноминерализованной воды, обладающей повышенной устойчивостью к воздействиям агрессивных флюидов. В научных исследованиях были применены эффективные и доступные методы синтеза и анализа стабилизаторов, а также буровых растворов на их основе. Такие как, реометрия для определения реологических свойств буровых растворов, пикнометрия для определения плотности компонентов раствора, визкозиметрия, для определения вязкости буровых растворов, элементный анализ, ИК-и ЯМР-спектрокопия, для идентификации состава и строения стабилизаторов и другие [3–4]. В качестве объекта исследований были применены бентонит Навбахорского месторождения КМЦ, сополимеры отходов процессов делинтации семян хлопчатника с ГИПАН, а также некоторые отходы химических предприятий нашей республики, такие как-лигнин, целлюлозосодержащие отходы текстильных комбинатов.



Для достижения поставленной цели, были изучены влияния нового сополимерного реагента из отходов делинтации хлопковых семян и ГИПАН на реологические и технологические свойства промышленных жидкостей на основе сильноминерализованных пластовых вод.

В лабораторных условиях приготовленный глинистый раствор на воде, завезенной со скважины Восточный Бердах, не поддавался обработке широко применяемыми в бурении реагентами – УЩР, КМЦ, К-4. Водоотдачу раствора не удавалось снизить ниже 17–19 см³/30 мин. По этой причине во многих разбуриваемых скважинах нашего региона, в полевых условиях для приготовления бурового раствора будут вынуждены привозить техническую воду в автоцистернах. Часто не успевают вовремя доставить воду на буровые, которые были вынуждены простаивать. При этом скважины осложнялись от вынужденного простоя [5].

В поисках реагентов для регулирования свойств буровых растворов в сложных условиях глубокого бурения большое значение имеет знание закономерностей в изменении растворимости, соле- и термостойкости полимерных веществ, применяемых в качестве стабилизаторов или понизителей вязкости. Общеизвестно, что в направленном синтезе полимерных веществ, пригодных для регулирования свойств буровых растворов необходимо принимать во внимание накопление в макромолекуле полимера и группировок атомов (функциональных групп) с высокой степенью полярности, оцениваемой величиной и направлением дипольного момента. Это может быть достигнуто полимераналогичными превращениями, приводящими к накоплению в макромолекуле веществ карбоксильных, гидроксильных групп и других полярных заместителей.

Стабилизирующая способность полимерных веществ зависит, в основном, от молекулярного веса, прочности связей между отдельными атомами и их группами.

Разработка термосолестойких реагентов осложняется необходимостью удовлетворения разнообразных, зачастую даже противоречивых требований. Так, благоприятные для повышения растворимости и солеустойчивости накопления полярных групп ухудшают термостойкость вещества, так как с ростом температуры частички с большим отрицательным зарядом легче отталкиваются друг от друга и отщепляются в виде воды, хлористого водорода, аммиака, спирта и т.д.

Решение задачи заключается в создании устойчивого реагента к высокой забойной температуре, что не всегда сочетается с разработкой мер повышения его солестойкости.

Поэтому при синтезе реагента особую важность приобретает учет всех факторов, влияющих на его свойства. Весьма важны правильный выбор исходного продукта и определение путей для накопления в макромолекуле соответствующих функциональных групп, наиболее полным образом отвечающих условиям использования вещества.

Известно [6], что наиболее эффективными понизителями водоотдачи минерализованных буровых растворов являются реагенты, относящиеся к классу высокомолекулярных соединений природного и синтетического характера, обладающие поверхностно-активными свойствами. Их свойства зависят от химического строения, молекулярной массы и соотношения в них функциональных групп.

Из органических высокомолекулярных соединений большой практический интерес представляют целлюлоза и ее водорастворимые производные, однако препарат КМЦ эффективен и в нейтральных, и в слабощелочных средах. В кислых средах КМЦ образует труднорастворимую форму.

Эффективными стабилизаторами буровых растворов считаются реагенты, получаемые на основе ПАН, ГИПАН, К-4, К-5, К-7, К-9 и др. Однако эти реагенты устойчивы к солевым воздействиям, то они не устойчивы к высокой температуре. Кроме того, для получения этих реагентов сырье завозится из-зарубежа за валюту. ПАН очень дорогой и труднодоступен.

В лабораторных условиях нами были предприняты попытки синтезировать полимерный реагент, сочетающий специфические свойства КМЦ и ГИПАН. Для этой цели мы проводили привитую сополимеризацию отходов делинтации хлопковых семян с ГИПАН.

Реакцию сополимеризацию проводили в среде различных полярных растворителей таких как, изопропиловый спирт, диметилсульфооксид, демитилформамид, этанол, в широком диапазоне температуры в присутствии перекисных инициаторов полимеризации.

В ходе экспериментов выявлено, что влияние растворителя на скорость процесса сополимеризации зависит и от полярности сомономеров. Наиболее значительное влияние среды обнаруживается при сополимеризации отхода делинтации хлопковых семян (ОДХС) и ГИПАН, в растворителях, содержащих гетероатомы с неподеленной парой электронов, а также способных участвовать в образовании водородных связей. Кроме комплексообразования и сольватации молекулами растворителя возможно протонирование этих исследованных мономеров в спиртовых растворах. Вышеуказанная зависимость скорости процесса сополимеризации от природы растворителя, по-видимому, обусловлено не только ассоциацией мономерных молекул, но и изменением степени ионизации системы, а также различным конформационным состоянием молекул мономеров в этих средах.

В рассмотренных работах [7], посвященных вопросам комплексообразования и привитой полимеризации вышеуказанных мономеров, практически отсутствуют сведения относительно возможности осуществления этих реакции с участием отходов делинтации хлопковых семян. Решение таких



практически важных вопросов представляет огромный научный интерес в плане нахождения оптимальных условий полимеризации мономеров и модификации свойств полимеров на их основе.

Полученный сополимер проявляет очень узкий сигнал ЭПР с шириной 6–8 Гс. Все спектры ЭПР обнаруживаются при резонирующем магнитном поле $H_{0x} = 34000$ Гс и резонирующей частоте сверхвысокочастотного поля (СВЧ = 9,5 Гс). Рассчитанная величина g-фактора ($g = 2,0056 \pm 0,0003$, ширина линии сигнала $\Delta H = 4,2$) позволяет предположить, что неспаренный электрон, ответственный за парамагнетизм образцов, скорее всего локализован на атоме углерода. Синтезированный таким образом сополимер, представляет собой целлюлозосодержащий продукт светлокорицевого света, устойчивый при длительном хранении, хорошо растворяется в воде и во многих органических растворителях.

Полимерный реагент устойчив к двухвалентным катионам и отличается от К-9 содержанием персульфата аммония. Вначале набухает полимер, затем, смешиваясь с водой, образуется однородная масса в результате взаимной диффузии молекул воды и макромолекул полимера. Активные функциональные группы полимера, будучи гидрофильными, диссоциируют в водном растворе, давая положительно и отрицательно заряженные ионы.

Полученный новый реагент имеет плотность 1100–1150 кг/м³; вязкость – 0,7–1,4 сП; водоотдачу 2,5–3,5 см³/30 мин; pH >10.

Буровой раствор обрабатывался разработанными нами водорастворимыми полимерными реагентами, результаты обработки раствора были удовлетворительными. Добавленный водорастворимый полимер в количестве 3 % снижал водоотдачу раствора до 12–14 см³/30 мин.

Буровой раствор, приготовленный из Навбахорского бентонита и на пресной воде, обработанный реагентом-стабилизатором, имел удовлетворительные показатели водоотдачи.

Таким образом, нами показаны возможности получения нового полимерного водорастворимого реагента на основе ГИПАН и отходов делинтации хлопковых семян, изученные закономерности изменения параметров и свойств буровых растворов на основе сильноминерализованных пластовых вод, обработанных новым полимерным водорастворимым реагентом, позволяют управлять реологическими и технологическими свойствами промывочных жидкостей, приготавливаемых с применением нового полимерного водорастворимого реагента в конкретных геолого-технических условиях.

Литература

1. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М. : Недра, 1988. – 135 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 2-х томах. – М. : Недра, 2000. – Т. 1. – С. 93–126.
3. Булатов А.И., Калинин И.П. Практическое руководство по фотометрическим методам анализа. – Л. : Химия, 1986. – 241 с.
4. Казицына Л.А., Куплетская Н.Б. Применение УФ-, ИК-, ЯМР- и Масс-спектропии в органической химии. – М. : МГУ, 1979. – 237 с.
5. Бродский Ю., Файнштейн А. Буровые растворы на углеводородной основе // Бурение и нефть. – 2006. – № 7, 8. – С. 24–26.
6. Булатов А.И., Магазов Р.Р., Шаманов С.А. Влияние показателей свойств бурового раствора и их типов на скорость бурения // Сб. научных трудов научно-технического центра ООО «Кубаньгазпром». – Краснодар, 2001. – С. 92–103.
7. Gaibnazarov S.B. The prospects of the using secondary resource in development efficient bore solution // Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. Austria. – Vienna, 2016. – № 3-4. – P. 114–117.

References

1. Angelopulo O.K., Podgornov V.M., Avakov V.E. Drilling solutions for complicated conditions. – M. : Nedra, 1988. – 135 p.
2. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Theory and Practice of Complication Prevention and Well Workover during their Construction and Operation In 2 vol. – M. : Nedra, 2000. – V. 1. – P. 93–126.
3. Bulatov A.I., Kalinkin I.P. The practical manual on photometric methods of analysis. – L. : Chemistry, 1986. – 241 p.
4. Kazitsyna L.A., Kupletskaya N.B. Application of UV-, IR-, NMR- and Mass spectroscopy in organic chemistry. – M. : MGU, 1979. – 237 p.
5. Brodsky Yu., Feinstein A. Drilling solutions on hydrocarbon base // Drilling and oil. – 2006. – № 7, 8. – P. 24–26.
6. Bulatov A.I., Magazov R.R., Shamanov S.A. Influence of the drilling mud properties indexes and their types on the drilling speed // Collection of scientific papers of scientific and technical center of Kubangazprom Ltd. – Krasnodar, 2001. – P. 92–103.
7. Gaibnazarov S.B. The prospects of the using secondary resource in development efficient bore solution // Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. Austria. – Vienna, 2016. – № 3-4. – P. 114–117.



УДК 622.244.43-032.26

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ



INVESTIGATION OF THE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF POLYMERS USED IN DRILLING FLUIDS

Гаибназаров С.Б.

доцент, декан факультета
«Горное дело и металлургия»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова,
Республика Узбекистан
id.yug2016@gmail.com

Алиев Б.А.

Доктор технических наук,
профессор кафедры «Экология»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова,
Республика Узбекистан

Аннотация. В статье приведены результаты исследования физико-химических свойств новых сополимеров, синтезированных на основе отходов химической промышленности и местных сырьевых ресурсов. У водных растворов сополимера относительная вязкость сильно растет с увеличением концентрации, аномалия вязкости наблюдается уже в области сильно разбавленных растворов, причем для сополимера она выражена сильнее, чем для лигнина и лигносульфоната.

Ключевые слова: полимер, песок, почвогрунт, водорастворимый полимер, фильтрация, водоотдача, осадок, тиксотропность, вязкость, плотность.

Gaibnazarov S.B.

Associate Professor,
Dean of the Faculty of Mining and Metallurgy,
Tashkent State Technical University
named after Islam Karimov,
Republic Uzbekistan
id.yug2016@gmail.com

Aliyev B.A.

Doctor of Technical Sciences,
Professor of «Ecology» chair,
Tashkent State Technical University
named after Islam Karimov,
Republic Uzbekistan

Annotation. The results of research into physical and chemical properties of new copolymers synthesized on the basis of chemical industry wastes and local raw material resources are given in the article. In aqueous solutions of the copolymer relative viscosity increases strongly with increasing concentration, the anomaly of viscosity is observed already in the area of strongly diluted solutions, and for the copolymer it is more expressed than for lignin and lignosulfonate.

Keywords: polymer, sand, soil, water-soluble polymer, filtration, drainage, sludge, thixotropy, viscosity, density.

П оиск и разведка месторождений нефти и газа в Республике Узбекистан на новых площадях и рост глубин бурения предопределили объективную необходимость в совершенствовании составов буровых растворов. При этом используемая буровая промывочная жидкость должна обладать определенными реологическими, физико-химическими и технологическими свойствами в зависимости от геологического строения разреза скважины и минерализации вскрываемых ею пластовых вод, стойкими к воздействиям агрессивных флюидов [1]. На прикладные свойства буровых растворов огромное влияние оказывает природа применяемых полимеров.

Как известно [2–3], среди огромного количества известных природных и синтетических полимеров лишь немногие обладают способностью растворяться в воде. Для водорастворимых полимеров характерно наличие в цепи макромолекул гидрофильных функциональных групп (гидроксильных, карбоксильных, амидных, сульфо и др.). Степень диссоциации водных растворов полиэлектролитов связана с ионной силой раствора. С изменением последней изменяется форма макромолекул полиэлектролитов. Следовательно, должны меняться и их эксплуатационные, например, коагулирующие, флокулирующие свойства и набухание. Увеличение числа кинетических единиц в растворе в результате диссоциации и изменения формы макромолекулы полимера приводит к изменению его гидродинамических свойств. Следовательно, вязкость и плотность бурового раствора должны быть такими, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов [4]. Иными словами, в каждом конкретном случае должно выбираться оптимальные значения вязкости и плотности бурового раствора. Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины [5–6].

В этом аспекте представляло интерес изучение физико-химических свойств разработанных нами на основе отходов водорастворимых полимеров, которые как нам кажется, могут найти широкое применение в перспективе в приготовлении буровых растворов, в особенности устойчивых к воздействию агрессивных флюидов.



В качестве объекта исследований были применены сополимеры отходов процессов делинтации семян хлопчатника с ГИПАН, а также некоторые отходы химических предприятий нашей республики, такие как – лигнин, лигносульфонат и др. Продукт реакции сополимеризации отхода процессов делинтации семян хлопчатника с ГИПАН представляет собой очень вязкие неокрашенные либо окрашенные в янтарный цвет жидкости, со специфическим запахом, их физико-химические характеристики полностью идентифицированы.

Наиболее распространенным методом является определение вязкости растворов полимеров. При изучении вязкости сильно разбавленных растворов было обнаружено, что многие полимеры, начиная с некоторой «критической концентрации» показывают отклонение приведенной вязкости от линейной зависимости. Обычно в этих случаях на кривых появляются экстремумы, причины, возникновения которых заключается в электростатическом отталкивании одноименно заряженных фрагментов макромолекулы. В разбавленных растворах сополимер ионизирован почти полностью, но из-за сравнительно небольшого количества свободных карбоксильных групп в его составе эффект ионизации не слишком выражен. Изучение зависимости вязкости и рН от концентрации растворов сополимеров и природных полимеров показало, что с ростом концентрации сополимера в растворе значение рН изменяется незначительно (табл. 1). Несколько сильнее концентрация отражается на значениях рН лигнина и лигносульфоната, что, по-видимому, связано с различной методикой их получения. Характер изменения зависимости вязкости от концентрации в растворах оказался одинаковым. Однако резкое структурирование в растворе сополимера с акрилонитрильными фрагментами происходит в области больших концентрации, что вызвано, по-видимому, различиями в функциональном составе и величинах молекулярных масс полимеров.

Электронно-микроскопическими исследованиями установлено, что для растворов свежеприготовленного сополимера характерен свернутый тип структуры в виде бесформенных агрегатов, изменяющихся в зависимости от концентрации сополимера, система в этом случае является гомогенной. Со временем (в течение 5 час) в системе происходит ориентация, особенно в концентрированных растворах. При дальнейшем хранении раствора (после 24 часа), возникает второй тип структуры – фибриллярные надмолекулярные образования, благодаря чему гомогенная система становится микрогетерогенной. По-видимому, глобулярный тип структуры обуславливается незначительной степенью электролитической диссоциации функциональных групп и низкой их гидратацией. Старение сополимеров и их растворов связано с омылением амидных групп, что может быть подтверждено увеличением рН водных растворов с уменьшением концентрации.

Таблица 1 – Изменение удельной вязкости и рН растворов полимеров в зависимости от концентрации

№	Концентрация растворов полимеров, %	сополимер		лигнин		лигносульфонат	
		рН	уд. η	рН	уд. η	рН	уд. η
1	0,005	6,0	0,10	7,1	–	–	–
2	0,010	6,0	0,12	7,1	–	–	–
3	0,05	6,1	0,14	7,1	–	–	–
4	0,10	6,1	0,16	7,2	0,1	0,11	0,08
5	0,5	6,2	0,20	7,2	0,11	0,12	0,09
6	1,0	6,4	0,22	7,4	0,12	0,12	0,1

Благодаря омылению амидной группы в цепи макромолекулы сополимера возникают новые функциональные группы, степень диссоциации которых во много раз больше, чем амидных групп. Из-за электростатического отталкивания одноименно заряженных групп COO^- – макромолекулы выпрямляются. При этом создаются благоприятные условия для возникновения связей между макромолекулами, что усиливает их взаимную ориентацию и приводит к формированию фибрилл. При этом было установлено, что нагревание оказывает на процесс структурирования в растворах сополимеров такое же влияние, как и хранение. У водных растворов сополимера относительная вязкость сильно растет с увеличением концентрации, аномалия вязкости наблюдается уже в области сильно разбавленных растворов, причем для сополимера она выражена сильнее, чем для лигнина и лигносульфоната. Аномалия вязкости сополимера, даже сильно разбавленных растворов обусловлена наличием в них надмолекулярных структур. Электронно-микроскопическое исследование лигнина и лигносульфоната показало, что они являются микрогетерогенными и состоят из разнообразных агрегатов макромолекул – глобул и фибрилл. Они соединены в агрегаты различных форм, изменяющихся в зависимости от концентрации раствора природных полимеров. В концентрированных растворах наблюдаются сгустки различной плотности, с переходом от высокой концентрации к низкой создаются благоприятные условия для клеобразования. Дальнейшее разбавление приводит к деструкции клея.



При хранении растворов сополимеров происходит упорядочение фибриллярных структурных элементов. Для продуктов 24-часового гидролиза на электронной микрофотографии раствора, видны волокна, состоящие из фибрилл. Появление таких волокнистых структур (выпрямление пучков макромолекул), по-видимому, обусловлено дальнейшим гидролизом амидных групп в щелочной среде, о чем говорилось выше.

В ходе исследования было установлено, что взаимодействие разработанного нами водорастворимого сополимера с дисперсными частицами зависит от многих факторов: концентрации сополимера и минеральной суспензии, присутствия электролитов, температуры, засоленности и др. Среди минеральных суспензии систематически и подробно изучены почвенные и глинистые суспензии, завезенные Навбахорского, Риштанского, Чустского месторождений. Так, влияние разработанного нами сополимера по аналогии с полиакриламидом (ПАА) показал, что полимерные препараты вступают во взаимодействие с почвенными частицами, вследствие чего в суспензии возникает структура. рН почвенной суспензии в присутствии этих полимеров не изменяется, что по-видимому, связано с буферным влиянием почвы на изменение концентрации водородных ионов в смеси.

Относительная величина объема осадка почвенной суспензии под влиянием синтезированных нами сополимеров изменяется одинаково. Однако, в случае промышленного полимера ПАА почвенной суспензии больше. Увеличение объема осадка с ростом содержания рассматриваемых полимеров изменяется не симбатно со скоростью фильтрации. Последняя проходит через минимум при концентрации полимера, равной 0,05 %. Это может быть связано с тем, что при малых концентрациях сополимера не все частицы агрегируются, оставшиеся частицы закупоривают поры и тем самым уменьшается скорость прохождения жидкости через слой осадка. Когда все частицы связаны, отструктурирование приводит к повышению скорости фильтрации жидкой фазы. Что касается разработанного ВРП, то здесь с увеличением концентрации полимера и объем осадка и скорость фильтрации возрастают. По-видимому, этот сополимер лучше сорбируется почвенными частицами. Это обусловлено тем, что под влиянием полиэлектролита, во-первых, может происходить пептизация почвенных частиц, и, следовательно, закупорка пор более мелкими частицами, во-вторых, экранизация поверхности частиц полимером. Вследствие этого создаются благоприятные условия для скольжения частиц друг относительно друга и возникновение плотной упаковки, тормозящей прохождение жидкой фазы через слой осадка. Однако если бы происходила пептизация, объем осадка должен был бы непрерывно уменьшаться, дисперсионная среда была бы мутной, а этого не наблюдается. Дальнейшее повышение концентрации сополимера способствует увеличению дисперсности и, соответственно, уменьшению величины наивероятнейшего радиуса частиц, что может являться следствием распада сформировавшихся агрегатов под влиянием полиэлектролита и стабилизация частиц суспензии.

Таким образом, структурирование в минеральных суспензиях под влиянием сополимера находится в сложной зависимости от концентрации сополимера. Результаты исследований физико-химических свойств новых сополимеров, а также их влияние на формирование устойчивых к воздействию агрессивных флюидов агрегатов показали, что разработанные нами сополимеры в значительной мере создают благоприятные условия для обеспечения устойчивости стенок скважины. Выявлены основные прикладные, физико-химические и реологические свойства буровых растворов. Практическое применение разработки может, решить многие экономические и технологические проблемы отрасли.

Литература

1. Гаибназаров С.Б., Алиев Б.А. Разработка высокоэффективных стабилизаторов на основе местного сырья. – Т. : ТГТУ, 2018. – 116 с.
2. Гаибназаров С.Б. Физико-химические и макромолекулярные характеристики новых стабилизаторов буровых растворов // Химия и химическая технология. – 2017. – № 1 (55). – С. 48–52.
3. Гаибназаров С.Б. Исследование влияния полимерных реагентов на тиксотропность буровых растворов // Химическая промышленность. – 2016. – Т. 93. – № 5. – С. 258–261.
4. Булатов А.И., Магазов Р.Р., Шаманов С.А. Влияние показателей свойств бурового раствора и их типов на скорость бурения // Сб. научных трудов научно-технического центра ООО «Кубаньгазпром». – Краснодар, 2001. – С. 92–103.
5. Бродский Ю., Файнштейн А. Буровые растворы на углеводородной основе // Бурение и нефть. – М., 2006. – № 7, 8. – С. 24–26.
6. Gaibnazarov S.B. The prospects of the using secondary resource in development efficient bore solution // Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. Austria. – Vienna, 2016. – № 3-4. – P. 114–117.

References

1. Gaibnazarov S.B., Aliyev B.A. Development of highly effective stabilizers based on local raw materials. – T. : TSTU, 2018. – 116 p.
2. Gaibnazarov S.B. Physical-chemical and macromolecular characteristics of the new drilling mud stabilizers // Chemistry and chemical technology. – 2017. – № 1 (55). – P. 48–52.



3. Gaibnazarov S.B. Investigation of the polymer reagents influence on the drilling mud thixotropy // Chemical industry. – 2016. – V. 93. – № 5. – P. 258–261.
4. Bulatov A.I., Magazov R.R., Shamanov S.A. Influence of the drilling mud properties indexes and their types on the drilling speed // Coll. of scientific works of scientific and technical center of Kubangazprom. – Krasnodar, 2001. – P. 92–103.
5. Brodsky Yu., Feinstein A. Drilling muds on hydrocarbon base // Drilling and oil. – M., 2006. – № 7, 8. – P. 24–26.
6. Gaibnazarov S.B. The prospects of the using secondary resource in development efficient bore solution // Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. Austria. – Vienna, 2016. – № 3-4. – P. 114–117.



УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ НУЛЕВОГО СБРОСА ПРИ БУРЕНИИ МОРСКИХ СКВАЖИН



ZERO RESET TECHNOLOGY FOR DRILLING SEA WELLS

Грибанова Е.Н.

студент специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова
id.yug2016@gmail.com

Рыбальченко Ю.М.

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова

Аннотация. Рассматривается технология так называемого нулевого сброса при бурении морских скважин. Экологическая уязвимость морских шельфов и Арктики заставляет российских ученых проводить технологии, связанные с промышленными работами в этих условиях, с учетом стратегической оценки (СЭО). Существующие серьезные экологические риски при добыче углеводородов в значительной мере могут быть снижены за счет применения лучших из разработанных технологий и методов. Современные технологии позволяют свести экологические риски к минимуму.

Ключевые слова: принцип нулевого сброса, экологическая уязвимость, шельф, Арктический шельф, арктическая экосистема, экологический риск, отработанный буровой раствор, шлам, загрязнения морской воды, очистка, утилизация, экологический мониторинг.

Gribanova E.N.

student specialist,
South Russian State Polytechnic University
(NPI) them. M.I. Platova
id.yug2016@gmail.com

Rybalchenko Yu.M.

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
South Russian State Polytechnic University
(NPI) them. M.I. Platova

Annotation. The technology of the so-called zero discharge during offshore drilling is considered. The environmental vulnerability of offshore and the Arctic forces Russian scientists to carry out technologies related to industrial work in these conditions, taking into account the strategic assessment (SEA). The serious environmental risks associated with hydrocarbon production can be significantly reduced through the application of the best developed technologies and methods. Modern technologies allow minimizing environmental risks.

Keywords: principle of zero discharge, environmental vulnerability, shelf, Arctic shelf, Arctic ecosystem, environmental risk, spent drilling mud, sludge, sea water pollution, treatment, disposal, environmental monitoring.

В последние десятилетия в России стали чаще рассматривать такое понятие, как «нулевой сброс». Оно означает отсутствие сброса очищенных сточных вод в реку или городскую канализацию. Необходимость нулевого сброса появляется в связи с недостатком свежей воды для нужд предприятий и в связи с жесткими требованиями контролирующих органов к качеству очищенной воды.

С технической точки зрения производство без сброса возможно, например, используя комбинацию нескольких методов очистки сточных вод. Но насколько это экономически выгодно, надо рассматривать в каждом конкретном случае. Часто в России, где низкие цены на газ, воду, электроэнергию, нулевой сброс не имеет смысла.

Техническая вода нужна на многих этапах производства, в том числе для мойки оборудования, приготовления растворов, промывки технологических изделий, охлаждения оборудования и т.д., обычно такая вода после производства сбрасывается на общезаводские очистные сооружения, с целью дальнейшего сброса в городскую канализацию или в реку. Если требования для использования в производстве менее жесткие, чем для сброса в реку, тогда это альтернативный вариант.

Термин «принцип нулевого сброса» пришёл в российскую морскую нефтегазовую отрасль из-за рубежа. Активное освоение нефтегазовых месторождений в Мексиканском заливе, а затем и в Северном море, сопровождающееся на первых этапах сбросом технологических и бытовых отходов в море, вызвало обеспокоенность мировой общественности, которая через систему государственного регулирования потребовала обеспечить минимизацию загрязнения морской среды при проведении бурения и добычи углеводородов. Под давлением общественности нефтегазодобывающие компании начали вводить в свои корпоративные стандарты требования к техническим и организационным решениям по обеспечению минимального воздействия на окружающую среду, запрещая сбрасывать в море бытовые отходы и технологические отходы, содержащие токсичные вещества. В мировой практике эта политика компаний стала именоваться «принципом нулевого сброса» [1, 2].

Соблюдение принципа нулевого сброса при реализации нефтегазовых проектов на шельфе стало «хорошим тоном» в общемировой практике и является крайне необходимым для получения одобрения и финансирования новых морских проектов. Проекты, которые действуют на российских



шельфах, относительно молоды, как заявляют сами компании-недропользователи, нулевой сброс изначально был выбран главным принципом их реализации. Освоение нефтегазовых месторождений шельфа арктических морей России прежде всего связано со специфическими условиями, а также экологической уязвимостью районов ведения работ. Но объемы морских работ растут. Ведутся геофизические работы («Роснефть» на арктическом шельфе и в Черном море), «Росгеология» готовит обобщение данных для будущего лицензирования. Бурятся новые скважины («Газпром нефть» на Приразломном, «ЛУКОЙЛ» на Каспии, «Газпром» на Кириновском на Сахалине и т.д.), строятся новые платформы (обустройство месторождения им. Филановского «ЛУКОЙЛа» на Каспии). Соответственно растет и объем отходов, которые должны полностью вывозиться из акватории для утилизации. Технологически, полностью безотходное производство является «высшим пилотажем» в нефтегазовой отрасли. Сектор Арктики, прилегающий к России, охватывает более трети заполярных территорий. Большую часть суши, пять из девяти морей и добрую часть центральных бассейнов Северного Ледовитого океана. Материковое заполярье в Америке и Северной Европе обрезано океаном, поэтому только в России наиболее точно представлены типичные арктические ландшафты, а также около 80 % всех видов живых организмов, обитающих в Заполярье. Это и достояние нашей страны, и большая ответственность. Россия играет ключевую роль в сохранении биоразнообразия арктических экосистем [1, 2].

Экологическая уязвимость Арктики заставляет российских и зарубежных учёных проводить технологии, связанные с промышленными работами на северном крае земли с учётом стратегической экологической оценки (СЭО).

Нулевой сброс означает, что все производственные отходы и стоки, образовавшиеся на буровой платформе, за исключением воды из системы охлаждения энергетических установок, опирающихся на береговые базы, где они подвергаются переработке, очистке и утилизации. Тем самым полностью исключается загрязнение морской воды. На постоянной основе ведётся масштабный экологический мониторинг, включающий в себя в том числе спутниковое наблюдение. Кроме того, все морские платформы оборудованы многоуровневой системой обнаружения и предотвращения аварийных ситуаций. Например, «Каспийский проект» ООО «Лукойл-Нижневожскнефть» включён в программу развития ООН Глобального экологического фонда и Минприроды России в рамках проекта «Сохранение биоразнообразия в политике и программах экологического сектора России».

Экологический менеджмент Лукойл-Нижневожскнефть соответствует требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001.

Технологические отходы (морская вода с добавками химических смесей при гидростатических испытаниях, очистке и других технологических операциях, хозяйственно-бытовые отходы, санитарные отходы) также являются распространенными загрязнителями акваторий.

Атмосферные выбросы присутствуют на всех стадиях освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Наибольшее распространение получило сжигание попутных нефтяных газов, которые растворены в пластовой нефти и выделяются из нее по мере снижения давления.

Процесс бурения скважин сопровождается образованием производственных отходов, в основном технологических.

К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины.

Существуют серьёзные экологические риски при добыче углеводородов, как и при любой другой производственной деятельности, однако они в значительной мере могут быть снижены до приемлемого уровня за счёт применения лучших из существующих технологий и методов.

Современные технологии позволяют свести экологические риски к минимуму.

Мероприятия по охране гидросферы от загрязнения и истощения предусматривают:

- внедрение ресурсосберегающих и природоохранных технологий;
- сбор и локализацию буровых сточных вод;
- защиту от загрязнения водоема при утечках горюче-смазочных материалов;
- предупреждение аварийных ситуаций.

В соответствии с требованиями Международной конвенции МАРПОЛ 73/78 при эксплуатации бурового комплекса, запрещается сброс и захоронение в море [1, 2]:

- отработанных буровых растворов на нефтяной основе и с добавками нефтяных углеводородов;
- отработанных буровых эксплуатационных реагентов;
- отработанных смазочных материалов;
- несгоревших продуктов опробования скважин и твердых отходов (осадков, которые образуются в результате отстоя в емкостях).

С учётом промысловых исследований, а также анализа и обобщения, промыслового материала и изложенных в технической литературе данных по проблеме технологии нулевого сброса можно сделать выводы:

- Россия играет ключевую роль в сохранении биоразнообразия шельфа морей и арктических экосистем.



- Оценка экологического воздействия на окружающую среду на сегодняшний день является неотъемлемой частью любого проекта в нефтегазовой сфере, особенно в отдалённых регионах с минимальной инфраструктурой и хрупким экологическим равновесием.
- Современные технологии в общемировой практике и российском нефтегазовом комплексе позволяет свести экологические риски к минимуму.

Литература

1. Чемоданов А.Ф. Принципиальный вопрос // Нулевой сброс на шельфе. – 2016.
2. Артанова М.В. Технология «нулевого сброса» как способ регулирования добычи углеводородов на континентальном шельфе России. – 2017. – С. 148–150.
3. Балаба В.Н. Обеспечение экологической безопасности строительства скважин на нефть // Бурение и нефть. – 2004. – № 1.
4. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости. – Новочеркасск, 2014. – 374 с.

References

1. Chemodanov A.F. Fundamental question // Zero discharge on the shelf. – 2016.
2. Artanova M.V. «Zero discharge» technology as a way to regulate hydrocarbon production on the Russian continental shelf. – 2017. – P. 148–150.
3. Balaba V.N. Ensuring the environmental safety of well construction for oil // Drilling and Oil. – 2004. – № 1.
4. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids. – Novocherkassk, 2014. – 374 p.



УДК 622

ЛИКВИДАЦИЯ ЗОН КАТАСТРОФИЧЕСКОГО ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННОГО ПОЛИМЕР-СОДЕРЖАЩЕГО РЕАГЕНТА «ПРМД»



ELIMINATION OF ZONES OF CATASTROPHIC ABSORPTION OF DRILLING MUD USING A MODERN POLYMER-CONTAINING REAGENT «PRMD»

Губайдуллин Фарид Альфредович

кандидат технических наук, доцент,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
fargub@mail.ru

Кузьмин Вячеслав Николаевич

кандидат технических наук,
заведующий кафедрой БНГС,
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева,
Удмуртский государственный университет
yakvn72@yandex.ru

Аскарлов Раиль Фалихович

главный специалист по растворному сервису,
ООО «УК "Татбурнефт"»
tatburneft@bk.ru

Гайнуллина Эльвира Фаритовна

ведущий инженер-химик
Технологического растворного сервиса,
ООО «УК "Татбурнефт"»
GainullinaEF@tatburneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрены: факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, методы ликвидации катастрофических поглощений. А также предложен новый эффективный современный полимер-содержащий реагент для ликвидации катастрофических поглощений.

Ключевые слова: бурение скважин на нефть и газ; поглощения бурового раствора; реагенты для ликвидации поглощений бурового раствора.

Gubaidullin Farid Alfredovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Institute of Geology and Oil
and Gas Technologies,
Kazan (Volga Region) Federal University,
fargub@mail.ru

Kuzmin Vyacheslav Nikolaevich

Candidate of Technical Sciences,
Head of department Department of BNGS,
Institute of oil and gas name M.S. Gutserieva,
Udmurt state University
yakvn72@yandex.ru

Askarov Rail Falihovich

Chief specialist in mortar service,
LLC «Tatburneft»
tatburneft@bk.ru

Gainullina Elvira Faritovna

Leading Chemical Engineer
of Technological Mortar Service,
LLC «Tatburneft»
GainullinaEF@tatburneft.ru

Annotation. The article deals with the following factors that influence the occurrence of mud uptake, and methods for eliminating catastrophic uptake. A new effective modern polymer containing a reagent for eliminating catastrophic absorption is also proposed.

Keywords: drilling for oil and gas; the absorption of drilling fluid; reagents for elimination of lost circulation of drilling mud.

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения [1, 2].

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы:

1) геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, газонефтеводопроявления, перетоки пластовых вод и др.);

2) технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъёмных операций и др.; к этой группе относятся также техническая оснащённость и организация процесса бурения [3].

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учёту значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложнённых скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение [3, 4].



Катастрофические поглощения характерны для пород с наличием карстовых пустот, каверн и крупных тектонических или нетектонических нарушений. Ликвидация катастрофических поглощений промысловой жидкости представляет в этом случае большую трудность, так как применение при этом широко распространенных материалов в виде глин, цементов не приводит к желаемым результатам [4, 5].

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы [6, 7]:

- намыв наполнителей;
- установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей);
- закачивание тампонажных смесей.

1. *Намыв наполнителей* применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности и является продолжительным технологическим и не всегда эффективным методом.

2. *Профильные перекрыватели* эффективно изолируют трещиновато-кавернозные пласты катастрофическим поглощением бурового раствора. Но ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоемким и дорогостоящим процессом.

3. *Способ закачивания тампонажных смесей* заключается в изоляции поглощающих каналов загустевшими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по бурильным трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируется пластическая прочность пробы смеси. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки ее в зону. Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей [8].

К способам ликвидации поглощений посредством закачивания тампонажных смесей путём изоляции поглощающих каналов загустевшими или твердеющими тампонажными смесями и относится ликвидация зон катастрофического поглощения с помощью, предлагаемой в данной статье полимерсодержащей композиции ПРМД.

Реагент порошковый на основе минеральных компонентов с полимерными добавками ПРМД разработан ООО «УК «Татбурнефть» совместно с Институтом геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального Университета и представляет собой порошок, состоящий из высокодисперсных микроволокон размерностью 5–50 мкм.

Указанные микроволокна получены путем механоактивации при совместном измельчении минерального цеолитного сырья со специальными добавками, активизирующими полярные группы, содержащиеся в исходном сырье.

Суспензия порошковой композиции ПРМД образует в воде тиксотропную систему, которая имеет способность самопроизвольно восстанавливаться после механического разрушения в течение заданного периода времени (до 48 часов). По истечении заданного периода времени раствор композиции ПРМД переходит в структурированное «студнеобразное» состояние, характерное для водоизоляционных систем типа ВУС (на основе полиакриламида).

При проведении работ по ликвидации зон поглощений композиция на основе ПРМД может применяться без ограничений – в любое время года.

Применение композиции на основе ПРМД не вызывает изменений физико-химических свойств отбираемой нефти, поскольку химический состав поверхности частиц является инертным по отношению к нефти (не вызывает окисления и образования стойких эмульсий).

Технологические растворы на основе ПРМД допускаются к применению на объектах с пластовыми температурами не выше 100°C. Композиция на основе ПРМД рекомендуется к применению в неоднородных терригенных и трещиновато-пористых кавернозных карбонатных коллекторах, отличающихся послойной и зональной неоднородностью и высокой интенсивностью ухода бурового раствора.

В текущем году дважды были проведены опытно-промысловые испытания композиции на основе ПРМД на объектах строительства скважин на месторождениях Оренбургской области.

Порядок работы был следующий:

- 1) расстановка тампонажной техники и обвязка её с манифольдной линией буровых насосов, набор воды в УСО-25 и растворение химических реагентов (состава ПРМД);
- 2) закачка технологического раствора, содержащего ПРМД из УСО-25 через нагнетательную линию ЦА-320 в скважину;
- 3) установка цементного моста в интервале зоны катастрофического поглощения.

В результате проведённых мероприятий после разбуривания цементного моста и композиции ПРМД выход циркуляции бурового раствора составил более 80 %.



Оставшаяся интенсивность поглощения позволила добурить скважину на высоковязком полисахаридном буровом растворе с высоким содержанием классических кольматантов и тем самым достичь проектного забоя.

Заключение

Применение реагента порошкового на основе минеральных компонентов с полимерными добавками ПРМД позволит с высокой долей вероятности, подкреплённой уже полученными в опытно-промышленных испытаниях эффективными результатами, устранять катастрофические поглощения буровых растворов, либо значительно снизить их интенсивность, позволяющую достичь проектного забоя.

Представленный в данной статье реагент для ликвидации катастрофических поглощений буровых растворов рекомендуется для месторождений, расположенных на территории Республики Татарстан, Удмуртской Республики, Республики Башкортостан, Самарской области, Пермского края и других регионов со схожими горно-геологическими условиями.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 539 с.
3. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
4. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть» // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт) : материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием. – Ижевск, 2018. – С. 289–294.
5. Кузьмин В.Н., Ардашева Т.А., Чиркова И.А. Меры предупреждения и ликвидации технологических и геологических осложнений при бурении скважин под кондуктор и эксплуатационную колонну // Конвергенция в сфере научной деятельности: проблемы, возможности, перспективы : материалы Всероссийской научной конференции. – Ижевск : Издательский центр «Удмуртский университет», 2018. – С. 46–50.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2016. – 576 с.
7. Рябов Н.И. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин. – Самара, 2003. – 64 с.
8. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – СПб. : Недра, 2011. – 268 с.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment – South, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment – South, 2010. – 539 p.
3. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids: a training manual. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
4. Kuzmin V.N., Abashev A.G. Author's supervision over construction of production and exploration wells at oil fields of ОАО «Udmurtneft» // Modern technologies of oil and gas recovery. Prospects of development of a mineral resource complex (Russian and world experience) : materials of the All-Russian scientific-practical conference, with international participation. – Izhevsk, 2018. – P. 289–294.
5. Kuzmin V.N., Ardasheva T.A., Chirkova I.A. Measures for prevention and liquidation of technological and geological complications in well drilling for conductor and production string (in Russian) // Convergence in the field of scientific activity: problems, opportunities, prospects: Proceedings of All-Russian scientific conference. – Izhevsk : Publishing Centre «Udmurt University», 2018. – P. 46–50.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Enlightenment – South, 2016. – 576 p.
7. Ryabov N.I. Methods of prevention and liquidation of absorption of drilling wells. – Samara, 2003. – 64 p.
8. Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of plugging and flushing solutions. – St.-Petersburg : Nedra, 2011. – 268 p.



УДК 622.24.063

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЬ-РАСТВОРА
ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОД
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ
НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE USE OF GEL-SOLUTION
FOR DRILLING UNSTABLE ROCKS DURING THE CONSTRUCTION
OF A PRODUCTION WELL ON THE PRIOBSKOYE FIELD**

Диоманде Бле Хьюге

аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
huguesdiomande@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос о применении геля-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении. Приведён композиционный состав промывочного геля-раствора. Показано, что с увеличением содержания глинозёма уменьшается водоотдача, но при этом ухудшаются реологические свойства. Описано влияние различных добавок на параметры геля-раствора и регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения. Сделан анализ влияния температуры на параметры геля-раствора и воздействия гипана на параметры геля-раствора.

Ключевые слова: композиционный состав промывочного геля-раствора; влияние различных добавок на параметры геля-раствора; регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения; глиноёмкость засолонённого геля-раствора; агрегативная устойчивость промывочной жидкости; влияние температуры на параметры геля-раствора; воздействие гипана на параметры геля-раствора.

Diomande Ble Hugues

Graduate Student of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
huguesdiomande@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and
gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article considers the use of a gel solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well on the Priobskoye field. The composition of the washing gel solution is given. It is shown that with an increase in the alumina content, water loss decreases, but the rheological properties deteriorate. The effect of various additives on the parameters of the gel solution and the regulation of the properties of the washing liquid by additives for various purposes are described. An analysis is made of the effect of temperature on the parameters of the gel solution and the effect of hypane on the parameters of the gel solution.

Keywords: composition of the washing gel solution; effect of various additives on the parameters of the gel solution; regulation of the properties of the washing liquid with additives for various purposes; clay capacity of salted gel solution; aggregative stability of flushing fluid; effect of temperature on the parameters of the gel solution; effect of hypane on the parameters of the gel solution.

При строительстве скважин в условиях неустойчивых горных пород и солесодержащих пород к буровому раствору предъявляются более высокие требования. Он должен обладать ингибирующими и инкапсулирующими свойствами. В связи с этим разработка таких систем имеет очень большое значение.

Одним из направлений стабилизации глинистых отложений является создание новых композиций, предотвращающих диспергирование глины и укрепляющих её. При строительстве скважин в солесодержащих и неустойчивых глинистых породах предлагается промывочная жидкость, в состав которой входят крахмал, каустическая сода, жидкое стекло, поваренная соль, серноокислый алюминий. Жидкое стекло в составе бурового раствора для стабилизации глинистых отложений использовалось и ранее. Главным затруднением при его использовании является гидратная структура полимеров гидрата кремнезёма, которая активно взаимодействует с различными полимерами. Большая часть известных полимеров ускоряет и усиливает процессы полимеризации гидрата кремнезёма, другие реагенты



сами неустойчивы в растворах полимеризованного гидрата кремнезёма и при их контакте происходит их выделение в отдельную фазу, т.е. высаливание. Технологические осложнения буровых растворов, содержащих жидкое стекло, ограничивают их применение.

Задача предотвращения диспергирования глины при контакте бурового раствора с осыпающейся глиной сводится к поиску соединений, способных эффективно деполимеризовать полимерный гидрат кремнезёма в составе жидкого стекла. Такое сочетание позволит получить высокоэффективный буровой раствор и обеспечить стабилизацию глины в контакте с ним. Разрушение глины можно предотвратить путём создания гидратного полимера, способного скрепить частицы глины между собой. Одним из таких гидратных полимеров является полимерный гидрат кремнезёма или глинозёма. Приготовление промывочного гель-раствора требует строго определённого порядка введения компонентов. Хорошая совместимость компонентов позволяет иметь систему, параметры которой отвечают условиям бурения скважины (табл. 1).

Таблица 1 – Композиционный состав промывочного гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов							
		ρ, кг/м³	В, с	Ф, см³/30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м³
1	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6	4	0,01
2	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 10 % глинозёма	1240	40	7,5	8/12	плёнка	4–5	0	0,0
3	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 15 % глинозёма	1270	44	6	2/4	плёнка	3	0	0,0
4	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 20 % глинозёма	1290	48	4	1/3	плёнка	3	0	0,0
5	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 25 % глинозёма	1310	52	3,5	0/4	плёнка	3	0	0,0
6	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl	1200	18	12	0/1	плёнка	10	–	–
7	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 5 % глинозёма	1070	84	23	41/45	3	7	–	–

Данная композиция была получена экспериментальным путём. Введение в оптимальных количествах соли сернокислого алюминия позволило получить стабильную гелеобразную систему достаточного удельного веса, лишённую твёрдой фазы и дающую кислую реакцию, в результате которой исключается пептизация и растворение выбуренных глинистых и галогенных пород и тем самым облегчается их удаление из промывочной жидкости на поверхности. Анализ данных таблицы 1 показывает обоснованность применения очищенного глинозёма.

В случае отсутствия глинозёма (вариант 6) насыщение раствора поваренной солью вызывает потерю структуры и снижение вязкости. Среда даёт щелочную реакцию рН = 10. В случае отсутствия соли добавка глинозёма, являющегося полиэлектролитом, вызывает резкое повышение структурных параметров (вязкости и СНС) и увеличение показателя фильтрации. При этом имеет место незначительное образование геля за счёт реакции замещения глинозёма со щелочью. Только присутствие очищенного глинозёма и поваренной соли в указанных количествах в присутствии реагентов-стабилизаторов позволяет получить оптимальный вариант 1.

Реагент-стабилизатор состояния глины в стволе скважины должен действовать в два этапа в процессе взаимодействия глины с водой. Первым этапом является всасывание глиной воды; вторым этапом, лимитирующим процесс разрушения глины, является диспергирование гидратированных частиц глины. Нейтрализации процессов, происходящих на первом этапе, можно достичь, если создавать в водной структуре глины раствор внедрения углеводородов или углеводородных фрагментов какого-либо соединения. Это позволяет снизить скорость поступления воды в глину и повысить прочность структуры глины. Образование раствора внедрения в связанной воде глины гидрофобизирует её. При соблюдении гидравлической программы бурения это предотвращает образование сальников, не даёт возможности глинистому шламу диспергировать и переходить в раствор. Вторым важным этапом во взаимодействии воды с глиной является диспергирование частиц глины. Данный этап наступает после прохождения процессов набухания её силикагелевой оболочки и формирования гидратной воды. Добиться нейтрализации последствий от прохождения этого этапа можно только лишь путём создания в глине или с глиной нового гидратного полимера, способного скрепить частицы глины между собой.

Повышение прочности структуры по сравнению с вариантом 6 достигнуто за счёт гелеобразования, вызванного гидролизом хлоридов алюминия, образующихся в результате реакции обмена сернокислой соли с поваренной солью в водной среде. Гелеобразование приводит также к уменьшению



количества свободной воды, т.е. понижению фильтрации. Гель представляет собой студенистую аморфную массу молочно-белого цвета. Замечено, что при длительном состоянии покоя от геля отделяется вода, как и у глинистого раствора, но плотного осадка не образуется. Фильтрат раствора имеет кислую среду.

Как видно из таблицы 1, с увеличением содержания глинозёма уменьшается водоотдача, но при этом ухудшаются реологические свойства. Регулирование свойств промывочной жидкости может быть достигнуто добавкой в раствор глинистых и неглинистых материалов (барита, гипса, аскангеля, палыгорскита, бентонита). Исследования проводились на пресной и минерализованной артезианской воде (табл. 2 и 3).

Таблица 2 – Влияние различных добавок на параметры гель-раствора

№№ n/n	Рецептура	Параметры растворов							
		ρ, кг/м ³	В, с	Ф, см ³ /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м ³
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na ₂ SiO ₃ + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6	4	0,01
2	раствор № 1 + 10 % бентонитовой глины	1290	64	8,5	36/41	2	8	5	0,01
3	раствор № 1 + 10 % константиновской глины	1260	50	18	6/9	2	6	7	0,01
4	раствор № 1 + 10 % гипса	1260	32	6	6/9	0,5	7	12	0,02
5	раствор № 1 + 10 % аскангеля	1270	40	5	3/5	0,5	6	24	0,05
6	раствор № 1 + 10 % константиновской глины + 5 % гипса	1280	44	7	5/10	плёнка	6	8	0,02

Примечание: вода артезианская, плотность 1010 кг/м³

Таблица 3 – Регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения

№№ n/n	Рецептура	Параметры растворов							
		ρ, кг/м ³	В, с	Ф, см ³ /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м ³
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na ₂ SiO ₃ + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1280	32	9	4/6	плёнка	6	8	0,01
2	раствор № 1 + 10 % бентонитовой глины	1270	40	6	1/4	0,5	5	10	0,01
3	раствор № 1 + 10 % константиновской глины	1310	36	4	1/3	1	6	оседание глины	оседание глины
4	раствор № 1 + 10 % гипса	1260	44	12	9/18	2	5	6	0,02
5	раствор № 1 + 10 % аскангеля	1290	76	5	10/11	1	5	6	0,02

Результаты экспериментов показали, что реологические и фильтрационные свойства раствора в значительной степени зависят от вида наполнителя и состава воды. Если в гель-растворах, приготовленных на пресной воде, например, бентонитовая глина повышает прочность структуры, а аскангель значительно снижает СНС и водоотдачу, то в гель-растворах, приготовленных на минерализованной хлормagneйной воде, наоборот, бентонит уменьшает, а аскангель увеличивает СНС, сохраняя низкими значения водоотдачи. Опыты проводились на артезианской воде следующего состава: Cl⁻ – 49,02 %; SO₄²⁻ – 0,27 %; HCO₃⁻ – 5,6 %; Ca²⁺ – 5,68 %; Mg²⁺ – 18,3 %; Na⁺ + K⁺ – 26,02 %.

Содержание глинозёма обеспечивает получение стабильной системы с высокими ингибирующими свойствами по отношению к пластовой глине и глинистым породам.

Лабораторные исследования стойкости образцов к пластовой глине и соли в предлагаемых растворах показали высокое ингибирующее действие жидкости. Например, многодневная выдержка образцов в растворе с периодическим прогревом до 90–95 °С не нарушила их целостности: образцы сохранили форму, размеры и вес. Характерно, что поверхность образца глины покрылась тонкой гелеобразной защитной плёнкой, очевидно, явившейся результатом обменного процесса и образования полурастворимого коллоида Al(OH)₃ и инертной соли CaSO₄. Образцы пластовой соли в насыщенном водном растворе поваренной соли за то же самое время выдержки полностью разрушились.



С целью определения агрегативной устойчивости промывочной жидкости проводились исследования глиноёмкости раствора (табл. 4). Фракционный состав глинистого материала, добавляемого в гель-раствор, – до 0,25 мм.

Таблица 4 – Глиноёмкость засолонённого гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов					
		ρ, кг/м ³	T, °C	V, см ³ /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	pH
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na ₂ SiO ₃ + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6
2	раствор № 1 + 1 % пластовой глины	1230	38	8	13/17	0,5	6–7
3	раствор № 1 + 3 % пластовой глины	1240	40	6,5	18/21	0,5	7
4	раствор № 1 + 5 % пластовой глины	1250	44	5	23/29	0,5	7–8
5	раствор № 1 + 10 % пластовой глины	1280	48	4,5	25/31	0,5	8
6	раствор № 1 + 20 % пластовой глины	1320	52	4,5	35/39	1	8–9

Как показывает таблица 4, значительное насыщение гель-раствора пластовой тонкодисперсной глиной не вызывает ухудшения его свойств, и, наоборот, имеет место предельно допустимое повышение структурных показателей и снижение водоотдачи.

Проведён анализ влияния температуры на параметры гель-раствора. Исследовалась термостойкость гель-раствора при температуре 25, 50 и 75 °C. Замеры параметров безглинистого гель-раствора проводились в горячем и охлаждённом состоянии.

Испытывались растворы с содержанием глинозёма 5 и 25 %, поваренной соли – 25 % (табл. 5).

Таблица 5 – Влияние температуры на параметры гель-раствора

Температура	90 °C	охлаждение до 20 °C	75 °C	охлаждение до 20 °C	50 °C	охлаждение до 20 °C	25 °C	охлаждение до 20 °C	20 °C
Параметры раствора	для солёного раствора с 5 % глинозёма								
Плотность, кг/м ³	1210	1220	1230	1230	1230	1230	1220	1220	1220
Вязкость, с	18	22	24	32	28	36	38	30	36
Водоотдача, см ³ /30 мин.	40/3	37	31	19	20	8	12	8	8
СНС, дПа	2/5	4/6	3/5	3/5	2/4	2/3	0/1	0/1	10/13
Параметры раствора	для солёного раствора с 5 % глинозёма								
Плотность, кг/м ³	1330	1300	1310	1300	1300	1300	1290	1300	1310
Вязкость, с	25	36	29	40	37	48	47	50	52
Водоотдача, см ³ /30 мин.	40/2	40/15	40/15	39	11	6	4	3,5	3,4
СНС, дПа	5/6	5/6	4/6	4/5	3/5	3/5	2/4	0/1	0/4

Из данных таблицы видно, что с повышением температуры показатели раствора ухудшаются – значительно повышается водоотдача. Чтобы повысить термостойкость гель-раствора, его обрабатывают гипаном. Если водоотдача гель-раствора при температуре 90 °C была больше 40 см³ за 30 минут, то после обработки гипаном она снижается до 9 см³ (табл. 6).

Таблица 6 – Воздействие гипана на параметры гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов			
		ρ, кг/м ³	T, °C	V, см ³ /30 мин.	СНС, дПа
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма (T = 22 °C)	1220	36	8	10/13
2	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма (T = 90 °C)	1210	18	40/3	2/5
3	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na ₂ SiO ₃ + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма + 2 % гипана (T = 22 °C)	1220	36	9	6/7

Однако следует отметить, что гель-раствор поддается обработке гипаном при содержании глинозёма в растворе не более 10 %. В противном случае, т.е. при увеличении содержания глинозёма, гипан сворачивается и не даёт эффекта.



Таким образом, солёный гель-раствор (NaCl до 25 %) с минимальным содержанием глинозёма (5–10 %) может быть применён для разбуривания неустойчивых горных пород при температурах до 75 °С, а при более высокой температуре раствор требует обработки гипаном. Термостойкость пресного гель-раствора составляет 110–125 °С.

Анализ исследований активности гель-раствора крепящего действия на образцах трубной стали и алюминиевого сплава показало, что солёный промывочный гель-раствор, имеющий предельно высокое количество $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, без ингибирования можно применять только при работе стальными бурильными трубами. Однако пресный гель-раствор, содержащий минимальное количество серноокислого алюминия (5 %), допускает работу на ЛБТ без ингибирования.

Выводы

- промывочный гель-раствор по своим параметрам удовлетворяет требованиям бурения глубоких скважин, разрез которых представлен глинистыми, сульфатными, песчаными и солесодержащими породами;
- промывочный гель-раствор обладает некоторыми характерными особенностями: 1) позволяет отказаться от наполнителя; 2) в результате изменения количества соли и очищенного глинозёма регулирует водоотдачу, вязкость и плотность в пределах 1200–1300 кг/м³;
- оказывает крепящее действие на глинистые и галоидные горные породы;
- предварительные исследования показали возможность применения гель-раствора без ингибиторов при работе стальными бурильными трубами, а трубами из лёгкого сплава – только в случае если содержание серноокислого алюминия в растворе не превышает 5–7 %;
- промывочный гель-раствор на основе очищенного глинозёма можно рекомендовать для бурения скважин с температурой до 125 °С.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
10. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения солесодержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. – 2009. – № 10. – С. 33–35.
11. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение свойств малоглинистого полимерного раствора на основе МФ-17 для бурения неустойчивых горных пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 28–32.
12. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : дисс. ... канд. техн. наук. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2002. – 198 с.
13. Савенок О.В., Тепе Джонатан Бегре. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
14. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-П. К вопросу об устойчивости глинистых пород // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 5. – С. 22–32.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.



4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – V. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a manual. – Novochoerkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
10. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Investigation of Gel-Solution Parameters for Drilling of Saline and Unstable Rocks // Drilling and Oil. – 2009. – № 10. – P. 33–35.
11. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Properties study of the small-scale polymer solution on the basis of MF-17 for drilling of the unstable rocks // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 9. – P. 28–32.
12. Savenok O.V. Development and improvement of special plugging compositions for prevention and elimination of complications during drilling and operation of oil and gas wells: dissertation for the degree of candidate of technical sciences. – Krasnodar : JSC NPO Burenie, 2002. – 198 p.
13. Savenok O.V., Tepe Jonathan Begre. Designing of drilling mud recipes by intervals of drilling for Priobskoye mesto-birth // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 3. – P. 258–265.
14. Khubbatov A.A., Gaidarov A.M., Norov A.D., Gaidarov M.M.-R. To a question about the clay rocks stability // NEFTEGAZ territory. – 2014. – № 5. – P. 22–32.



УДК 622.185.76+622.257.122

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭМУЛЬГАТОРА «АРГУНИТ РХ» В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН



EMULSOR RESEARCH RESULTS «ARGUNIT RH» IN THE COMPOSITION OF DRILLING SOLUTIONS FOR PIPING HORIZONTAL WELLS

Егорова Елена Валерьевна

кандидат технических наук,
директор Прикаспийского образовательного центра
нефтегазовых технологий,
Института нефти и газа,
Астраханский государственный
технический университет
egorova_ev@list.ru

Минченко Юлия Сергеевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»,
Института нефти и газа,
Астраханский государственный
технический университет
minchenko.yuliya@inbox.ru

Аннотация. В статье описаны результаты исследований эмульгатора «АРГУНИТ РХ-К» в составе буровых растворов для проводки горизонтальных скважин. Приведены преимущества использования инвертно-эмульсионных растворов при вскрытии продуктивных отложений под большими зенитными углами. Приведены физико-химические показатели различных марок эмульгатора «Аргунит РХ», а также технологические параметры инвертной эмульсии с указанным эмульгатором при различных температурах. Показаны результаты сравнительной оценки качества эмульгатора «Аргунит РХ» и эмульгатором «Cleave FM», приведены структурно-реологические свойства буровых растворов.

Ключевые слова: нефтяная скважина, инвертно-эмульсионный буровой раствор, эмульгатор, технологические параметры эмульсии, химические реагенты.

Yegorova Elena Valerievna

Candidate of Technical Sciences,
Director of the Caspian Educational Center
for Oil and Gas Technologies,
Institute of Oil and Gas,
Astrakhan State Technical University
egorova_ev@list.ru

Minchenko Julia Sergeevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas,
Astrakhan State Technical University
minchenko.yuliya@inbox.ru

Annotation. The article describes the results of studies of the emulsifier «ARGUNIT RH-K» in the composition of drilling fluids for the installation of horizontal wells. The advantages of using invert emulsion solutions for opening productive deposits at large zenith angles are presented. The physicochemical parameters of various grades of the «Argunit RH» emulsifier are given, as well as the technological parameters of an invert emulsion with the specified emulsifier at various temperatures. The results of a comparative assessment of the quality of the «Argunit RH» emulsifier and the Cleave FM emulsifier are shown, structural and rheological properties of drilling fluids are given.

Keywords: oil well, invert emulsion drilling fluid, emulsifier, technological parameters of the emulsion, chemical reagents.

Стремительный рост объемов горизонтального бурения, безусловно, одна из важнейших тенденций на рынке нефтесервисных услуг. Развитие этого направления во многом определяет кардинальное изменение структурных характеристик отрасли в целом и по регионам в частности. Мы вновь наблюдаем рост доли Западной Сибири и в эксплуатационном бурении с 2016 года, и в добыче – с 2017 года. В 2013–2019 годах доля горизонтального бурения выросла с 21 % до 48 %, и, по всей видимости, эта тенденция сохранится в ближайшие годы.

Использование технологических жидкостей на водной основе, широко используемых на данном этапе развития отрасли, приводит к ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) [1–3].

Для бурения горизонтальных скважин используют инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР), углеводородный характер дисперсионной среды которых позволяет минимизировать негативное воздействие на продуктивный коллектор и снизить вероятность возникновения наиболее характерных осложнений, таких как потеря устойчивости стенок скважины, прихваты бурового инструмента.

Тип эмульгатора определяет стабильность эмульсии. Именно эмульгатор отвечает за процесс создания и устойчивости обратной эмульсии. Поэтому процесс подбора типа эмульгатора и его концентрации наиболее важны при создании и использовании обратной эмульсии в промысловых условиях [4].



Несмотря на обилие поверхностно-активных веществ (ПАВ), трудно выбрать такое соединение или их композицию, которое являлось бы эффективным стабилизатором конкретной эмульсии. Для ПАВ, выбранного в качестве эмульгатора ИЭР, предпочтительно наличие в его составе таких функциональных групп как: –COOH; –OH; –NH₂, –CO; –CN; –COOR и прямоцепочного гидрофобного радикала. В этом случае свободная энергия взаимодействия молекул ПАВ с органической средой будет минимальна, а с водной – максимальна, что обеспечит оптимальные значения адсорбции ПАВ, межфазной активности и его удержания в составе адсорбционного слоя.

ООО «РудХим» специализируется на производстве эмульгаторов. Эмульгатор «Аргунит РХ» представляет собой смесь неионогенных ПАВ на основе ненасыщенных жирных кислот, и (или) его раствор в нефтепродуктах. В соответствии с ТУ 0258-001-22297561-2015 эмульгатор предназначен для получения обратных эмульсий водных растворов нитратных солей, используемых в горнорудной промышленности, а также для получения гидрофобно-эмульсионных растворов на углеводородной основе, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин.

Эмульгатор «Аргунит РХ» представлен шестью различными марками – РХ-К(К3), РХ-К(М²), РХ-К(М³), РХ-К(М6), РХ-М и РХ-Д.

Образец Эмульгатора РХ-М представлен раствором РХ-К в индустриальном масле. Модифицированный эмульгатор, может применяться в качестве смазывающей добавки, основные свойства – в таблице 1.

Эмульгатор комплексный РХ – является комбинированным составом «первичного» и «вторичного» эмульгаторов. Позволяет получать утяжеленные растворы стабильные при высоких температурах (до 200 °С), основные физико-химические показатели которого представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Физико-химические показатели образца Эмульгатора РХ-М

№ п/п	Наименование показателей	Фактические данные
1	Внешний вид при температуре (20 ±1) °С	Маслянистая жидкость коричневого цвета
2	Плотность при температуре (20 ±1) °С, кг/м ³	875,4
3	Кислотное число, мг КОН/г	4,5
4	Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, сСт	5,7
5	Устойчивость эмульсии	выдерживает

Таблица 2 – Физико-химические показатели образца Эмульгатора комплексного РХ

№ п/п	Наименование показателей	Фактические данные
1	Внешний вид при температуре (20 ±1) °С	Маслянистая жидкость коричневого цвета
2	Плотность при температуре (20 ±1) °С, кг/м ³	880,4
3	Кислотное число, мг КОН/г	1,1
4	Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, сСт	5,7
5	Устойчивость эмульсии	выдерживает

В лабораторных условиях была оценена возможность применения образцов в качестве эмульгаторов для буровых растворов на углеводородной основе по технологическим параметрам модельного раствора, приготовленного по принятой в испытательной лаборатории рецептуре – дизельное топливо – 700 см³; органобентонит – 20 г; эмульгатор – 30 мл; известь – 20 г; водный 20 %-ный раствор кальция хлористого – 250 см³; микроаморф – 50 г (табл. 3).

Таблица 3 – Технологические параметры инвертной эмульсии (Эмульгатор Аргунит РХ)

Параметры	После приготовления			После термостарения		
	25 °С	49 °С	85 °С	25 °С	49 °С	85 °С
1	2	3	4	5	6	7
Эмульгатор Аргунит РХ-Д						
Условная вязкость (по ВП-5), с	37,5	–	–	–	–	–
Плотность, кг/м ³	980	–	–	980	–	–
Электростабильность, В	109	559	613	798	587	582
600/300	46,5/29,5	28/16,5	21,5/13	66,5/44	46,5/31	32/21



Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
200/100	23/16	12,5/8	10/6,5	34,5/24	24,5/17,5	1712
60/30	13/10,5	6/4	5/3,5	19/14,5	14/10,5	9,5/7
20/10	9,5/7,5	3,5/3	3/2,5	12/10	9/7	6/5
6/3	6,5/6	2/1,5	1,5/1	8,5/7	6,5/5,5	4,5/4
η _{пл} , мПа·с	17	11,5	8,5	22,5	15,5	11
ДНС, фунт/100 фут ²	12,5	5	4,5	21,5	15,5	11
ДНС, дПа	60	24	22	103	74	48
СНС (10 с./10 мин.), фунт/100 фут ²	7/8	2/2,5	1/1,5	8/9	6/7	5/6
ВНСС по Брукфильду, мПа·с						
1 мин	20700	15800	19700	56100	26800	29100
2 мин	21200	15700	18700	64400	31400	31700
3 мин	22100	15800	17700	68200	36000	32800
V ₃₀ (НТНР), мл	3 · 2 = 6			2,8 · 2 = 5,6		
Корка (НТНР), мм	1			1		
Эмульгатор Аргунит РХ-М						
Условная вязкость (по ВП-5), с	31	–	–	–	–	–
Плотность, кг/м ³	980	–	–	980	–	–
Электростабильность, В	256	211	198	339	230	201
600/300	39,5/24	30,5/19	21/14	67,5/47,5	47/33,5	29/20,5
200/100	18,5/12,5	14,5/10	11/8	38,5/29	28/21,5	19,5/15
60/30	10/8	6/4	5/3,5	19/14,5	14/10,5	9,5/7
20/10	6,5/5,5	5,5/4,5	4,5/4	19/16,5	9/7	6/5
6/3	5/4	2/1,5	1,5/1	8,5/7	6,5/5,5	4,5/4
η _{пл} , мПа·с	15,5	11,5	8,5	22,5	15,5	11
ДНС, фунт/100 фут ²	8,5	5	4,5	21,5	15,5	11
ДНС, дПа	41	24	22	103	74	48
СНС (10 с./10 мин.), фунт/100 фут ²	5/5,5	2/2,5	1/1,5	8/9	6/7	5/6
ВНСС по Брукфильду, мПа·с						
1 мин	16600	15800	19700	56100	26800	29100
2 мин	17500	15700	18700	64400	31400	31700
3 мин	18000	15800	17700	68200	36000	32800
V ₃₀ (НТНР), мл	3 · 2 = 6			2,8 · 2 = 5,6		
Корка (НТНР), мм	1			1		
Примечание: Термостарение осуществлялось в роликовой печи в течение 16 часов при температуре 85 °С (после термостарения раствор оставили в статических условиях на 8 часов при комнатной температуре). После термостарения расслоение раствора и оседание утяжелителя не отмечено.						

В научно-исследовательском отделе сопровождения строительства скважин «СургутНИ-ПИНЕФТЬ» проведена сравнительная оценка качества эмульгаторов «Аргунит РХ» и «Cleave FM» (производитель ООО «Миррико»), успешно прошедшим испытание в полевых условиях (таблица 4).

Как видно из таблицы, более высокий показатель электростабильности и низкое значение фильтрации имеет ЭРУО № 1. При этом структурно-реологические свойства данного состава ниже, что позволит увеличить количество воды в рецептуре и снизить стоимость раствора. Кроме того, ЭРУО № 1 сохранил стабильность при нагревании.

Ценность производимых эмульгаторов «Аргунит РХ» заключается в возможности их многостороннего применения. В зависимости от поставленных задач можно приготовить эмульсионные системы с различными дисперсионными средами, начиная от нефти и дизельного топлива, и, заканчивая синтетизированными сложными эфирами жирных кислот, способных к биоразложению.



Таблица 4 – Сравнительная оценка основных показателей эмульгаторов «Аргунит РХ» и «Cleave FM»

Рецептура состава	Количество	Ед. измерения	Параметры эмульсий									
			ρ, кг/м ³	Т, °С	φ ₆₀₀	φ ₃₀₀	СНС, дПа		φ ₃₀ , см ³	ЭС, В	η, мПа·с	Т ₀ , дПа
							1 мин	10 мин				
ЭРУО № 1												
Дизельное топливо	572	л	990	32	31,2	19,7	11	7	0,5	450	11,5	39
20 % – ный раствор CaCl ₂	366	л										
Известь гидратная Ca(OH) ₂	22,8	кг										
Эмульгатор «Аргунит РХ-К»	22	л										
Кольматант CaCO ₃	57	кг										
Органобентонит «Орбент-91»	16	кг										
После прогрева при 98 °С в течение 20 ч			990	30	31,5	18,6	4	7	1,6	280	12,4	30
ЭРУО № 2												
Дизельное топливо	572	л	990	46	44,3	28,4	45	87	1	200	15,9	60
20 % – ный раствор CaCl ₂	366	л										
Известь гидратная Ca(OH) ₂	22,8	кг										
Эмульгатор «Cleave FM»	22	л										
Кольматант CaCO ₃	57	кг										
Органобентонит «Орбент-91»	16	кг										
После прогрева при 98 °С в течение 20 ч			990	40	41	26	29	42	3,6	100	15	48

По результатам лабораторных исследований реагент «АРГУНИТ РХ» может быть рекомендован как эффективный эмульгатор в составе буровых растворов для проводки горизонтальных скважин.

Литература

1. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин / В.Ф. Роджерс; пер. с англ. – изд. 3-е. – М. : Недра, 1967. – 559 с.
2. Егорова Е.В. Обоснование типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях / Е.В. Егорова, Ю.С. Минченко, С.Л. Симонянц // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1. – С. 22–26.
3. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина и др. – М. : Недра, 1988. – 184 с.
4. Technological fluids on biopolymer basis for repair wells / Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Bosikov I.I. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012025 doi:10.1088/1757-899X/663/1/012025.

References

1. Rogers V.F. The composition and properties of flushing fluids for drilling oil wells / V.F. Rogers; trans. from English. – Pub. 3. – М. : Nedra, 1967. – 559 p.
2. Egorova E.V. Justification of the types and properties of drilling fluids for the construction of high-yield wells in difficult mining and geological conditions / E.V. Egorova, Yu.S. Minchenko, S.L. Simonyants // Oil Engineer. – 2019. – № 1. – P. 22–26.
3. The use of surfactant compositions in the operation of wells / N.M. Sherstnev, L.M. Gurvich, I.G. Bulina et al. – М. : Nedra, 1988. – 184 p.
4. Technological fluids on biopolymer basis for repair wells / Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Bosikov I.I. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012025 doi:10.1088/1757-899X/663/1/012025.



УДК 622.243.2

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРИЕМОВ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ ВЫСОКОЙ КАТЕГОРИИ ТВЕРДОСТИ



DEVELOPMENT OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL METHODS FOR DRILLING SIDETRACKS IN ROCKS OF HIGH HARDNESS CATEGORY

Еловых Павел Федорович

аспирант,
начальник производственно-технологического отдела,
Управление по организации геологоразведочных работ
по Восточной Сибири (г. Красноярск) ООО «Газпром недра»
pavlo.rt@mail.ru

Нескоромных Вячеслав Васильевич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой технологии и техники разведки
месторождений полезных ископаемых,
Институт горного дела, геологии и геотехнологий,
Сибирский Федеральный Университет
sovair@bk.ru

Еловых Василий Федорович

аспирант,
инженер по бурению,
АО «Бейкер Хьюз»
vfelovykh@gmail.com

Аннотация. Рассмотрен процесс производства работ по забуриванию новых направлений из открытого ствола скважины, сложенного крепкими и твердыми породами, с опорой на искусственный забой. Рассмотрены и сформулированы дополнительные требования к применяемому породоразрушающему инструменту при забуривании нового ствола. Приведено описание долота для забуривания нового направления ствола скважины с искусственного забоя, позволяющее повысить эффективность процесса забуривания нового ствола скважины в твердых и крепких породах. Приведена последовательность производства работ по забуриванию нового ствола скважины с применением специально подготовленного долота. Приведен пример расчета установки опорно-центрирующего элемента в компоновке низа бурильной колонны для осуществления забуривания нового направления.

Ключевые слова: направленное бурение, забуривание нового ствола, долото, искривление скважины, наработка уступа, фрезерование стенки скважины, искусственный забой, цементный мост, компоновка низа бурильной колонны, бурение бокового ствола.

Elovykh Pavel Fedorovich

Postgraduate Student,
Head of production
and technology Department,
Management of organization exploration
in Eastern Siberia (Krasnoyarsk),
LLC «Gazprom nedra»
pavlo.rt@mail.ru

Neskoromnykh Vyacheslav Vasilievich

Doctor of Technical Sciences,
Professor, Head of Department of Technology
and engineering exploration
of mineral deposits of Institute of mining,
Geology and geotechnologies,
Siberian Federal University
sovair@bk.ru

Elovykh Vasilii Fedorovich

Postgraduate Student,
Drilling Engineer,
Baker Hughes
vfelovykh@gmail.com

Annotation. The production process of drilling the new hole from an open wellbore, composed of hard and hard rocks, based on artificial downhole, is considered. Additional requirements for the used rock cutting tool when drilling a new trunk are considered and formulated. The description of the bit for drilling a new direction of the wellbore from artificial downhole is given, which allows to increase the efficiency of the process of drilling a new wellbore in hard and hard rocks. The sequence of work on drilling a new wellbore using a specially prepared bit is given. An example of calculating the installation of the support-centering element in the drill string assembly bottom for drilling a new direction is given.

Keywords: directional drilling, the drilling the new hole, drill bit, the curvature of the wells, drilling of the bench, the milling of the borehole wall, the artificial downhole, cement artificial downhole, the drill string assembly bottom, the drilling sidetrack.

В последнее время, забуривание новых (боковых) стволов при осуществлении строительства разведочных, поисковых и структурных скважин является довольно часто применяемой технологической операцией. К забуриванию новых (боковых) стволов прибегают как при необходимости ликвидации сложного осложнения (обвалообразование горных пород, произвольное искривление профиля скважины, требующее корректировки и пр.), так и при ликвидации аварии в бурении (оставленный в скважине инструмент, нарушение целостности обсадной колонны и пр.).

Производство работ по забуриванию новых направлений из открытого ствола скважины является одной из наиболее серьезных и технологически сложных задач при осуществлении строительства скважин. При применении бесклиновых технологий для осуществления зарезания, основным методом считается, создание в месте забуривания искусственного забоя, образованного в основном отверждением



вяжущих материалов (чаще всего применяются цементные смеси), и дальнейшие работы по зарезанию нового ствола с применением различных отклонителей непрерывного действия. При проведении технологической операции в твердых и крепких горных породах, сложность и технологические требования к производству таких работ возрастает, в связи с увеличением прочности горной породы по отношению к прочности материала искусственного забоя и как следствие усложнение условий забуривания.

Рассмотрим более подробно процесс проведения работ по забуриванию нового направления из открытого ствола скважины с опорой на искусственный забой.

Специфика процесса забуривания нового направления состоит в том, что при зарезании существует начальный период формирования нового ствола скважины, который заключается в наработке уступа и является наиболее сложным во всем процессе забуривания. Успешность производства данного этапа во много определяет успешность осуществления всей операции по забуриванию. Условия работы отклонителей при этом носят экстремальный характер, косвенным подтверждением чего является повышение затрат мощности на бурение [1]. После образования уступа на определенную величину процесс искривления практически мало чем отличается от обычного процесса искусственного искривления.

Особую роль в производстве работ по забуриванию нового направления из открытого ствола скважины, сложенного крепкими и твердыми породами, прочность которых, как и категория буримости превышает данные параметры материала используемого искусственного забоя, принадлежит применяемому буровому (зарезному) инструменту.

Работоспособность, геометрические размеры и фрезерующая способность породоразрушающего инструмента в значительной степени определяют эффективность и технические возможности производства работ по забуриванию новых стволов скважины при забуривании дополнительного ствола скважины с искусственного забоя в твердых породах.

Долото, применяемое для забуривания дополнительных стволов скважины в твердых породах должно соответствовать следующим требованиям:

- высокая фрезерующая способность долота и стойкость фрезерующих элементов, поэтому при проведении работ в твердых породах фрезерующие элементы долота должны быть выполнены из алмазов или резцов PDC;
- торец долота должен иметь равномерное устойчивое опирание на забой для снижения вероятности соскальзывания с уступа и возвращения в основной ствол;
- угол бокового фрезерования должен быть максимальным;
- торец долота должен обладать острой режущей кромкой для интенсификации фрезерования и иметь плоскую или вогнутую форму.

С целью повышения эффективности забуривания нового направления ствола скважины с искусственного моста в горных породах, твердость которых выше твердости материала искусственного забоя разработано следующее долото [2].

Долото с наплавляемым легкоизнашиваемым материалом, расположенным между породоразрушающими элементами среднего венца на каждой шарошке на высоту частично или полностью равную высоте породоразрушающих элементов (рис. 1), при этом высота покрытия наплавляемым материалом определяется из соотношения:

$$K = H - N \cdot h,$$

где K – высота покрытия, м; H – высота породоразрушающего элемента долота на среднем венце шарошки, м; $N = h_3/h$ – требуемое соотношение глубин внедрения в породу породоразрушающих элементов долота без покрытия – h и после покрытия h_3 .

Предлагаемое долото работает следующим образом. Долото с наплавками 3 между породоразрушающими элементами 2 устанавливается на валу отклонителя фрезерующего типа для забуривания нового направления ствола скважины с искусственного моста. Наплавки наносятся между породоразрушающими элементами 2 долота таким образом, чтобы ограничить скорость разрушения материала искусственного моста и создать благоприятные условия для забуривания нового направления ствола скважины за счет ограничения скорости бурения по материалу, из которого изготовлен мост в скважине. В процессе бурения происходит ограничение скорости бурения за счет снижения глубины внедрения породоразрушающих элементов 2 долота в материал искусственного забоя и активное фрезерование горной породы боковым вооружением долота, что позволяет достаточно эффективно производить забуривание нового направления ствола скважины. По мере бурения пластичный легко изнашиваемый (в сравнении с износом породоразрушающих элементов 2 и шарошек 1) материал изнашивается и породоразрушающие элементы 2 дополнительно обнажаются, что позволяет после забуривания нового направления ствола скважины, при разрушении горной породы обеспечить необходимую скорость бурения.

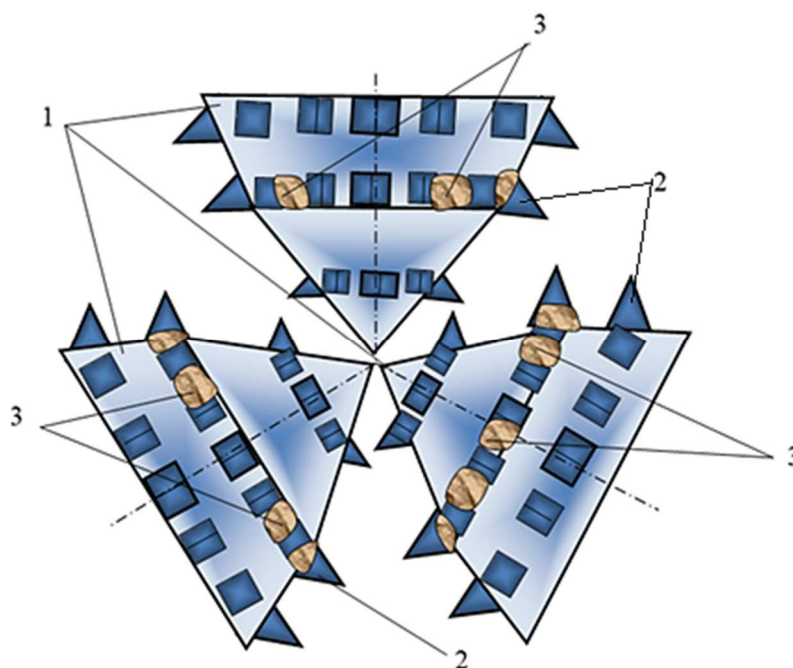


Рисунок 1 – Долото для забуривания нового направления с нанесенным легко изнашиваемым материалом на средний венец шарошек долота

В данном случае ограничивая глубину внедрения породоразрушающих элементов 2 в требуемых для снижения механической скорости бурения пределах, удастся точно установить ограничение механической скорости и определить вероятное значение интенсивности искривления. Кроме этого достигается повышение эффективности работы долота за счет минимизация покрытия на шарошках и таким образом достигается эффект более точного обнажения породоразрушающих элементов вследствие износа материала покрытия при переходе долота в процессе забуривания с искусственного забоя в горную породу.

Для применения данного долота при осуществлении забуривания нового направления из открытого ствола скважины с искусственного забоя предлагается следующая технологическая последовательность операций.

1. Определение места забуривания нового ствола.

По данным геофизических исследований и фактических данных о составе горных пород (анализ выбуренного шламового материала при бурении, данные механической скорости бурения) и степени разработанности ствола скважины в предполагаемом интервале забуривания, производится выбор места зарезания нового ствола. Участок для зарезания нового направления следует выбирать с минимальным коэффициентом кавернозности, т.е. с диаметром ствола скважины близким к номиналу, которым осуществлялось бурение скважины. Это необходимо для того, чтобы компоновка бурильных труб обеспечивала необходимую отклоняющую силу, направленную в сторону нового ствола скважины, на протяжении всего интервала зарезания.

2. Создание искусственного забоя в интервале забуривания нового ствола скважины.

Для создания искусственного забоя необходимо применять цементы с максимальными прочностными характеристиками и с минимальными сроками схватывания цементного камня. Для повышения показателя твердости цементного камня можно использовать кварцевый песок. Эксперименты показывают [3], что в условиях низких и нормальных температур введение обычного крупнозернистого кварцевого песка в объеме до 20 % от веса цемента, позволяет повысить твердость образованного цементного камня в 1,5 раза.

Для установки цементного моста следует применять трубы с минимальной разницей диаметра тела трубы и диаметра резьбового соединения (НКТ, ГНКТ), для исключения нарушения структуры цементной смеси при установке цементного моста и последующего подъема заливочной колонны на глубину вымыва излишком цементного раствора.

После спуска заливочной колонны до нижней отметки устанавливаемого моста, производится промывка скважины с выравниванием параметров бурового раствора и последующая установка цементного моста в скважине. После установки цементного моста выдерживается необходимое время для затвердевания и набора прочности цементного камня. При производстве работ по установке цементного моста для последующего забуривания бокового ствола можно воспользоваться рекомендация изложенными в следующих работах [3, 4].



3. Выбор компоновки для осуществления забуривания нового ствола.

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) должна обеспечивать формирование нового ствола скважины в результате фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота и разрушения цементного камня его рабочей поверхностью с сохранением отклоняющей силы, направленной в сторону забуривания нового ствола скважины в интервале забуривания при поддержании постоянного режима бурения. Применяемая КНБК должна обеспечивать создание максимального коэффициента фрезерующей способности отклоняющей системы за счет применения долота с высоким коэффициентом фрезерующей способности и минимизации расстояния от долота до узла искривления в забойном двигателе, а также обеспечения совместного процесса фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя за счет совпадающих по направлению действий данных процессов [5].

Для повышения надежности забуривания нового ствола скважины не малое значение будет иметь также и создаваемая под действием нагрузки на инструмент полуволна бурильных труб, установленных над забойным двигателем. При достаточно малой нагрузке на долото, в прямолинейной колонне остаётся также прямолинейной. По мере увеличения осевой нагрузки бурильная колонна изгибается и соприкасается со стенкой скважины – это явление называется продольным изгибом первого порядка, при дальнейшем увеличении осевой нагрузки бурильная колонна изгибается повторно – это изгиб второго порядка и т.д. Таким образом, при изменении осевой нагрузки длина полуволны бурильного инструмента будет изменяться, тем самым возможна дезориентация отклоняющей системы реализующей совместное фрезерование стенки скважины и асимметричное разрушение забоя от совпадающих по направлению действий данных процессов до несовпадающих, в результате прогиба вала-ротора забойного двигателя под действием высокой осевой нагрузки.

Для минимизации влияния изменения полуволны бурильного инструмента на пространственное положение породоразрушающего инструмента, необходимо учитывать текущий зенитный угол скважины и применяемую КНБК, определить, в некоторых пределах, значения осевой нагрузки при бурении наклонного ствола скважины, и исходя из данных показателей подобрать оптимальное расположение опорно-центрирующих элементов в КНБК. Опорно-центрирующие элементы расположить таким образом, чтобы между местом контакта отклонителя со стенкой скважины (в месте установленного узла искривления) и установленной опорой создавалась полуволна бурильного инструмента с касанием противоположенной стенки скважины, что позволит создать оптимальное соотношение осевой нагрузки и отклоняющей силы, под воздействием которой производится фрезерование боковой стенки скважины в требуемом направлении (рис. 4).

Для определения места расположения промежуточного опорно-центрирующего элемента и расчета длины полуволны бурильной колонны используем методику Г. Вудса и А. Лубинского [6] с использованием номограммы Б.З. Султанова [7], учитывающих в расчете такой показатель как зенитный угол. Длина нижней полуволны L_r , по предложенной методике будет зависеть от осевой нагрузки и зенитного угла скважины θ :

$$\frac{\theta \times m}{r}, \quad (1)$$

где θ – зенитный угол, рад; m – длина безразмерной единицы веса в метрах; r – кажущийся радиус ствола скважины, м.

Для нашего случая, учитывая, что мы производим расчет образовавшейся полуволны утяжеленных бурильных труб от места контакта отклонителя со стенкой скважины, а не от долота, выражение для определения нижней полуволны примет вид:

$$\frac{\theta \times m}{2r}. \quad (2)$$

Под кажущимся радиусом ствола подразумевается стрела прогиба колонны в скважине определенного диаметра. Величина кажущегося радиуса скважины r , определяется из выражения:

$$r = \frac{D_c - d_{бк}}{2}, \quad (3)$$

где D_c и $d_{бк}$ – соответственно диаметры скважины и бурильной колонны.

Длина одной безразмерной единицы (б.е.) веса в метрах, определяется следующим выражением:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{E \times I}{10^{-2} \times P_{бкж}}}, \quad (4)$$

где E – модуль Юнга для стали, даН/см²; I – момент инерции поперечного сечения бурильной трубы, см⁴; $P_{бкж}$ – вес 1 метра бурильной трубы в промывочной жидкости, даН/м.



Вес 1 метра бурильной трубы в промывочной жидкости определяется следующим образом:

$$P_{\text{бкпж}} = P_{\text{бк}} \times \frac{\gamma_{\text{мет}} - \gamma_{\text{бр}}}{\gamma_{\text{мет}}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{бк}}$ – вес 1 метра бурильной трубы, м; $\gamma_{\text{мет}}$ и $\gamma_{\text{бр}}$ – соответственно удельный вес металла бурильной трубы и промывочной жидкости, г/см³;

После определения длины полуволны и места касания колонны утяжеленных бурильных труб с противоположенной стенкой скважины, опорно-центрирующий элемент предлагается разместить на двукратном расстоянии длины полуволны от места соприкосновения отклонителя со стенкой скважины, что позволит создать оптимальное соотношение осевой нагрузки и отклоняющей силы.

Пример

Рассчитать длину полуволны для установки опорно-центрирующего элемента для следующей КНБК: долото 215,9 мм (высота долота 0,3 м), забойный двигатель ДГР-172 длиной 8,6 м с регулируемым узлом искривления ($\gamma = 1,5^\circ$) на расстоянии 1,9 м от присоединительной резьбы к долоту, УБТС-165х57 – 200 метров, при создаваемой нагрузке при углублении наклонного ствола скважины 100–200 кН. Плотность минерализованного полимерглинистого раствора составляет 1,25 г/см³. Зенитный угол ствола скважины составляет 30° (0,5236 рад).

Вес 1 метра УБТС-165х57 в воздухе составляет 144 даН.

$$P_{\text{бкпж}} = 144 \times \frac{7,85 - 1,25}{7,85} = 122 \text{ даН.}$$

Длина безразмерной единицы веса УБТС-165 в буровом растворе составит:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (16,5^4 - 5,7^4)}{10^{-2} \times 122 \cdot 64}} = 18,34 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы составит: 18,34 · 122 = 2237,5 даН = 22,38 кН.

Для заданных осевых нагрузок количество безразмерных единиц составит: 100 : 22,38 = 4,5 = 5 б.е.; 200:22,38 = 8,9 = 9 б.е.

Кажущийся радиус скважины будет равен:

$$r = \frac{0,216 - 0,165}{2} = 0,0255 \text{ м.}$$

Для определения длины полуволны, в данных условиях, выражение примет вид:

$$\frac{\theta \times m}{2r} = \frac{0,5236 \cdot 18,34}{2 \cdot 0,0255} = 189.$$

Таким образом, для наших условий, согласно номограмме по Б.З. Султанову, длина полуволны составит:

- для нагрузки 100 кН – 0,58 б.е. – 10,6 м;
- для нагрузки 200 кН – 0,55 б.е. – 10,1 м;

Для создания наиболее благоприятных условий при бурении наклонного ствола данной скважины опорно-центрирующий элемент необходимо будет разместить на расстоянии равном двукратной длине полуволны, т.е. 20,2–21,2 м от узла искривления (кривой переводник).

Для использования максимального значения коэффициента фрезерующей способности всей КНБК и создания оптимального соотношения осевой нагрузки и отклоняющей силы, под воздействием которой будет производится фрезерование боковой стенки скважины в требуемом направлении, а также для снижения вероятности дезориентации долота на забое при забурировании нового ствола скважины нужно предусмотреть установку опорно-центрирующего элемента в КНБК таким образом, чтобы место соприкосновения бурильных труб со стенкой скважины находилось между местом касания искривляющего элемента со стенкой скважины и установленного опорно-центрирующего элемента.

4. Подбор и нанесение легко изнашиваемого материала на долото.

При забурировании нового направления ствола скважины долото изначально разрушает мягкий искусственный забой и фрезерует более твердую горную породу. В этот момент необходимо ограничить скорость бурения по искусственному забою, сохраняя скорость фрезерования на максимальном уровне. В последующем, после некоторого частичного забурирования в стенку скважины, необходимо производить разрушение торцевыми элементами долота твердую горную породу.

Учитывая то, что забурирование производится в крепких и твердых породах, в качестве долота для забурирования можно рассмотреть трехшарошечное долото типа ОК, применяемые для бурения крепких и очень крепких пород. Торцевое вооружение данных долот представлено наименее агрессивными твердосплавными вставками сферической формы с небольшим вылетом над корпусом шарошек, что не позволит произвести быстрое разрушение цементного камня. Проведение дополнительной подготовки долота, методом закрытия части торцевого вооружения на среднем венце шарошки позволит еще более снизить скорость бурения цементного камня.



Для успешного забуривания нового ствола необходимо обеспечить следующее соотношение скорости бурения $v_б$ и скорости фрезерования $v_ф$:

$$\frac{v_ф}{v_б} \geq 1. \tag{6}$$

Выражение для расчета скорости бурения $v_б$ можно аналитически записать в виде выражения:

$$v_б = \omega_{ш} h_б N Z_{ш}^c, \tag{7}$$

где $\omega_{ш}$ – частота вращения шарошки долота, мин^{-1} ; $h_б$ – глубина внедрения в породу породоразрушающего элемента на среднем венце шарошки долота, м; N – число шарошек у долота; $Z_{ш}^c$ – число породоразрушающих элементов в среднем венце шарошки долота.

Скорость фрезерования $v_ф$ можно определить по аналогичной формуле:

$$v_ф = \omega_{ш} h_ф N Z_{ш}^ф, \tag{8}$$

где $h_ф$ – глубина внедрения в породу породоразрушающего элемента на боковом фрезерующем венце шарошки долота, м; $Z_{ш}^ф$ – число породоразрушающих элементов на боковом фрезерующем венце шарошки долота.

Таким образом, соотношение (6) примет следующий вид:

$$\frac{v_ф}{v_б} = \frac{h_ф Z_{ш}^ф}{h_б Z_{ш}^c} \geq 1. \tag{9}$$

Для расчета значений $h_б$, учитывая, что нами для забуривания выбрано долото типа ОК с породоразрушающими элементами сферической формы, можно воспользоваться следующей формулой [8]:

$$h_б = r - \sqrt{r^2 - \frac{P}{\pi p_{из}(1 + \tan \varphi)}}, \tag{10}$$

где r – радиус сферического породоразрушающего элемента, м; P – осевая нагрузка на породоразрушающий элемент, Н; $p_{из}$ – твердость искусственного забоя, Па; φ – угол внутреннего трения, град.

Следовательно, для повышения результативности при забуривании нового направления ствола скважины с искусственного забоя можно ограничить глубину внедрения породоразрушающих элементов в горную породу $h_б$, путем нанесения легко изнашиваемого материала между породоразрушающими элементами среднего венца, и число активно работающих породоразрушающих элементов среднего венца шарошек долота $Z_{ш}^c$, путем полного исключения последних из работы по разрушению забоя, методом наплавки легко изнашиваемого материала на всю высоту породоразрушающих элементов.

5. Проведение работ по забуриванию нового ствола скважины с опорой на искусственный забой.

После производства вышеперечисленных подготовительных работ к забуриванию нового направления, направленных на повышение эффективности и снижение затрат времени на резание, осуществляются непосредственно работы по забуриванию нового направления.

Данные мероприятия позволяют реализовать следующие задачи при проведении операции по забуриванию нового ствола скважины из открытого ствола в породах высокой категории твердости:

- Повышение скорости фрезерования стенки скважины $v_ф$ над скоростью бурения искусственного забоя $v_б$, тем самым повышение эффективности резания нового ствола скважины;
- Производство работ по забуриванию нового направления без ограничений нагрузки в период наработки уступа, за счет дополнительной подготовки долота, путем нанесения легко изнашиваемого материала между породоразрушающими элементами среднего венца шарошек долота.
- Создания оптимального соотношения осевой нагрузки и отклоняющей силы, под воздействием которой будет производится фрезерование боковой стенки скважины в требуемом направлении, за счет размещения опорно-центрирующего элемента на расстоянии равном двукратной длине полуволны от узла искривления забойного двигателя.
- Сокращение времени на производство работ по забуриванию нового направления ствола скважины и его дальнейшему бурению, за счет интенсификации процесса наработки уступа и сокращения времени на производство спускоподъемных операций. При забуривании нового ствола, предварительно нанесенный между породоразрушающими элементами среднего венца шарошек, легко изнашиваемый материал изнашивается, и породоразрушающие элементы обнажаются, что позволяет продолжить работы по бурению уже нового ствола скважины без дополнительных спускоподъемных операций для замены долота.



Литература

1. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев. – МГП «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.
2. Долото для забуривания нового направления ствола скважины с искусственного забоя. Полезная модель № 178915 / Нескоромных В.В., Петенёв П.Г., Еловых П.Ф. / заявка 2017143959 от 14.12.2017, опубликовано 23.04.2018, 6 с.
3. Гилязов Р.М. Методика расчета цементных мостов для забуривания боковых стволов // Бурение и нефть. – 2003. – № 3. – С. 18–19.
4. Инструкция по забуриванию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины : РД 39-0148052-550-88. – М., 1988. – 85 с.
5. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В., Еловых В.Ф. Определение коэффициента боковой фрезерующей способности отклоняющей системы при бурении наклонно-направленного ствола скважины // Инженер-нефтяник. – 2018. – №1. – С. 11–14.
6. Вудс. Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 162 с.
7. Музапаров М.Ж. Направленное бурение : учебник. – Алматы : КазНТУ, 2001. – Т. 1: Бесклиновая технология. – 205 с.
8. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин : учеб. пособие. – М. : «ИНФРА-М», Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. – 336 с.

References

1. Neskormnykh V.V. Methods and technical means of wedge-free drilling of additional wells from artificial faces. – IHL «Geoinformmark», 1993. – 55 p.
2. A bit for drilling a new direction of the wellbore with artificial downhole. Utility model № 178915 / Neskormnykh V.V., Petenev P.G., Elovych P.F. / application 2017143959 dated 12/14/2017, published 04/23/2018, 6 p.
3. Gilyazov R.M. The calculation method of cement bridges for sidetracking // Drilling and Oil. – 2003. – № 3. – P. 18–19.
4. Instruction for drilling an additional shaft from a cased production well : RD 39-0148052-550-88. – M., 1988. – 85 p.
5. Elovych P.F., Neskormnykh V.V., Elovych V.F. Determination of the coefficient side of the milling abilities of the deflection system in the drilling of a directional wellbore // Oil engineer. – 2018. – № 1. – P. 11–14.
6. Woods G., Lubinsky A. Curvature of wells during drilling. – M. : Gostoptekhizdat, 1960. – 162 p.
7. Muzaparov M.Zh. Directional Drilling : a textbook. – Almaty : KazNTU, 2001. – Vol. 1: Wedge-free technology. – 205 p.
8. Neskormnykh V.V. Rock destruction during well drilling : Textbook. – M. : «INFRA-M», Krasnoyarsk : Sib. Feder. Univ., 2015. – 336 p.



УДК 622

ОДНОШАРОШЕЧНЫЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

●●●●●

SINGLE TORCH DRILLING TOOL

Жуков Виктор Андреевич

студент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
cynbitim@mail.ru

Богомолов Родион Михайлович

доктор технических наук,
профессор кафедры
«Инженерная технология»,
Самарский государственный
технический университет
radion.bogomolov18.@mail.ru

Аннотация. Породоразрушающие элементы одношарошечных буровых долот со сферической шарошкой, двигаясь по сложным траекториям без отрыва от поверхности забоя разрушают породы со специфическими особенностями.

При работе на забое долот истирающее – режущего типа могут образовываться непрерывные кольцевые гребешки или уступы. При работе одношарошечных долот образование кольцевых гребешков невозможно и могут образовываться только отдельные целики породы. Разрушение указанных целиков происходит следующим образом. При подходе к узловой зоне перед элементом вооружения имеется участок забоя, ослабленный ранее прошедшим зубком. После сдвига выступающего целика породы, элемент некоторое время движется дальше относительно свободно, а затем снова резко нагружается при встрече со следующим выступающим участком забоя. Такое резкое нагружение и разгружение элементов вооружения способствует одновременно эффективности разрушения породы и затуплению, и выкрашиванию режущей кромки рабочей поверхности.

Ключевые слова: одношарошечный инструмент, порода, элемент, долото, разрушение.

Zhukov Viktor Andreevich

Student of the Department
«Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
cynbitim@mail.ru

Bogomolov Rodion Mikhailovich

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
«Engineering Technology»,
Samara State Technical University
radion.bogomolov18.@mail.ru

Annotation. Rock-destroying elements of single-cone drill bits with a spherical cone, moving along complex trajectories without separation from the surface of the face, destroy rocks with specific features.

When working on the bottom of the chisel, abrasive – cutting type bits, continuous annular scallops or ledges may form. When single-cone bits work, the formation of annular scallops is impossible and only individual rock pillars can form. The destruction of these pillars occurs as follows. When approaching the nodal zone in front of the weapon element, there is a slaughter area weakened by a previously passed tooth. After the protruding pillar of the rock is shifted, the element moves relatively freely for some time, and then again sharply loads when it encounters the next protruding section of the face. Such a sharp loading and unloading of weapons elements contributes to the efficiency of rock destruction and blunting and chipping of the cutting edge of the working surface.

Keywords: single-cone tool, rock, element, chisel, destruction.

Траектории движения всех породоразрушающих элементов одношарошечного долота циклические, пространственные и замкнутые эпициклоидальными кривыми. Траектории отдельных элементов отличаются соотношением радиусов неподвижного и производящего кругов и величиной скольжения между ними, а их ориентации зависят от положения режущей кромки данного элемента на поверхности шарошки [1].

На рисунке 1 приведена фотография забоя, разбуренного одношарошечным долотом диаметром 140 мм. производства ОАО «Уралбурмаш».



Рисунок 1 – Фотография забоя одношарошечного долота 7В 140Т при бурении в песчанике



На рисунке 2 показано низкооборотное долото 1-190,5 СЗ-АУ [2, 3]. Герметизированная опора этого долота выполнена по схеме: «подшипник скольжения – замковый шариковый подшипник – подшипник скольжения – упорный шариковый подшипник – подшипник скольжения» и снабжена узлом принудительной компенсации расхождения смазки.



Рисунок 2 – Общий вид одношарошечного долота 1 – 190,5 СЗ – АУ

Наружная поверхность единственной шарошки представлена тремя ступенями сферических поверхностей, на которых расположено большое количество копытообразных твердосплавных зубков. Мощная опора и вооружение, значительная толщина стенок шарошки гарантируют высокоэффективную работу. Отсутствие обратных конусов у трех шарошек и спинок трех лап делают эти одношарошечные долота незаменимыми при быстром наборе кривизны в наклонном и горизонтальном бурении.

Основной недостаток одношарошечных долот – низкая стойкость вооружения. Даже при относительно малом затуплении заостренной кромки копытообразных зубков, мехскорость катастрофически снижалась.

Вскоре появилось одношарошечное долото [4], с повышенной производительностью долота за счет более равномерного распределения нагрузки на зубки. На рисунке 3 изображена схема одношарошечного долота.

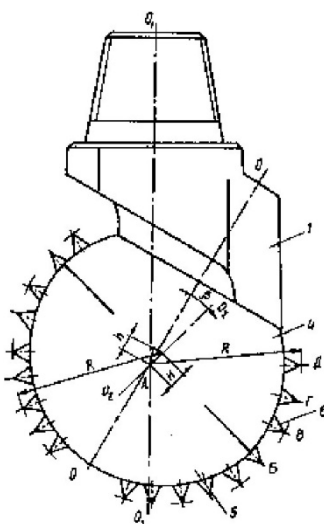


Рисунок 3 – Схема одношарошечного долота для изучения равномерности распределения нагрузки на отдельные зубки

Благодаря такому расположению полусфер в формировании полусферического забоя участвуют до 70 % зубков. При такой кинематике контактная нагрузка распределяется на большее количество зубков, что позволяет снизить интенсивность износа. Применение в бурении одношарошечных долот с таким расположением полусфер привело к повышению средней механической скорости бурения, но и такая конструкция не могла конкурировать с эффективностью трехшарошечных долот.

Было предложено комбинированное долото истирающее-режущего типа со сферической формой забоя [5]. На рисунке 4 показано такое долото, где 1 – корпус долота, 2 – цапфа, 3 – шарошка, 4 – режущая головка, 5 – подшипники.

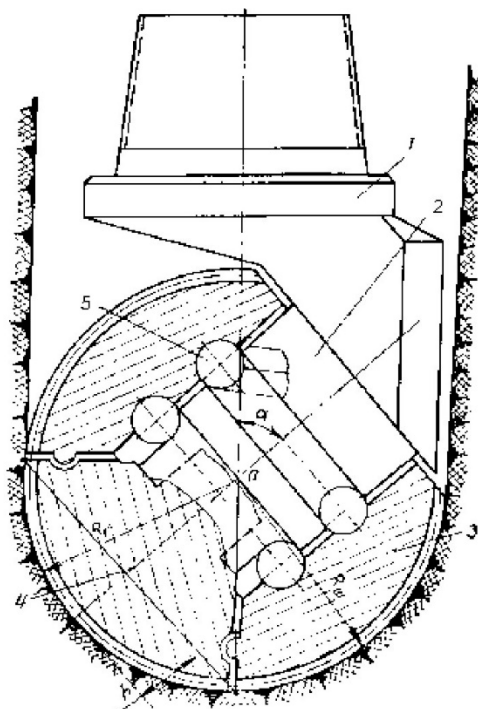


Рисунок 4 – Комбинированное одношарошечное долото

Поражение забоя долотом данной конструкции осуществляется комбинированно: режущей головкой, работающей как алмазная, и шарошкой. Но матрица алмазных резцов режущей головки в истирающее – режущем режиме работы истиралась, алмазы оголялись и выпадали. Механическая скорость бурения комбинированным долотом оставалась недостаточной.

В одношарошечном буровом долоте [6] (рис. 5) для вооружения шарошки использовались стандартные копытообразные зубки. Режущая кромка расположена со стороны плоской поверхности, а обратная сторона режущей кромки располагалась на выпуклой затупленной поверхности.

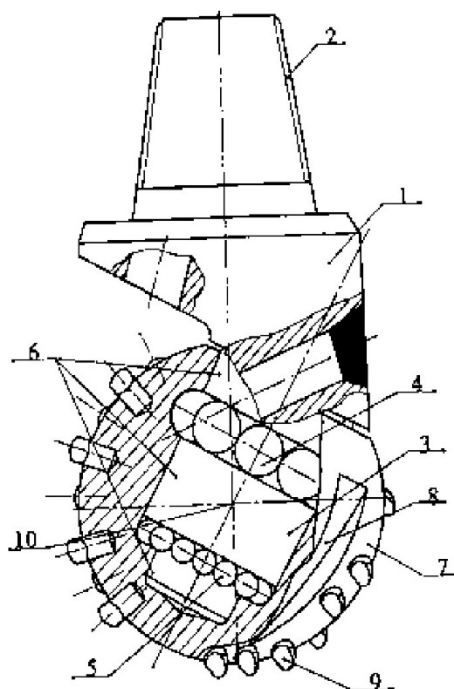


Рисунок 5 – Схема опоры одношарошечного долота:

- 1 – корпус долота с промывочным каналом, 2 – присоединительная резьба, 3 – цапфа,
- 4 – шариковый замковый подшипник, 5 – шариковый упорный подшипник, 6 – подшипники скольжения,
- 7 – сферическая шарошка, 8 – промывочные пазы на поверхности шарошки,
- 9 – зубок, закрепленный на теле шарошки, 10 – центр шарошки на пересечении оси цапфы и оси долота

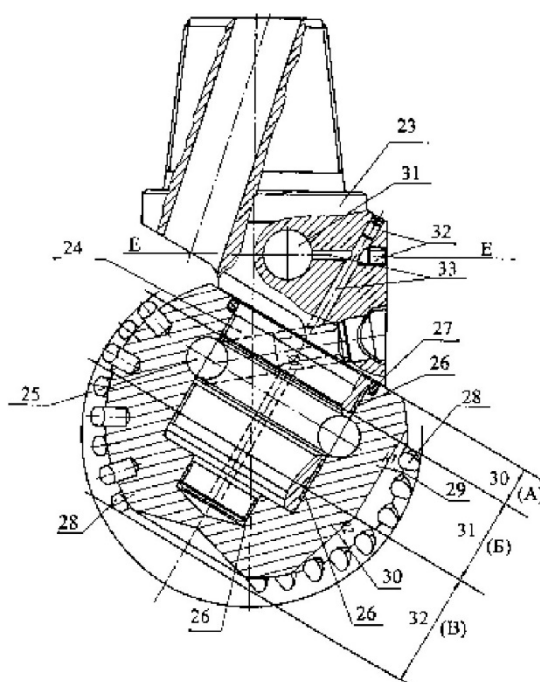


Рисунок 6 – Схема для изучения характера нагружения и расположения количеств зубков по различным зонам шарошки одношарошечного долота.

На рисунке 6 приведена схема серийного одношарошечного долота, где: 23 – корпус долота, 24 – цапфа, 25 – шариковый замковый подшипник, 26 – подшипники скольжения, 27 – уплотнительное кольцо, 28 – копытообразные твердосплавные зубки, 29 – первый пониженный радиусный уровень размещения зубков на сфере шарошки, 31 – место расположения узла компенсации смазки, 32 – герметизирующие заглушки, 33 – каналы для смазки.

Часть поверхности сферы шарошки в рабочем положении при работе долота находится выше пояса зубков, калибрующих диаметр скважины. Это нерабочая зона А, она зубками не оснащается. Зона Б оснащается зубками, калибрующими диаметр долота с максимальной линейной скоростью, оставляя на калибруемой стенке волнообразные, поднимающиеся и опускающиеся следы по глубине скважины. Количество зубков в этой зоне – 35–45 %. Последняя зона В на шарошке предназначена для разрушения центральной части забоя с замкнутыми кольцевыми пространственными следами от разворачивающихся при вращении шарошки рабочих кромок зубков. Их количество составляет 55–65 %.

Интенсивность разрушения породы на сферическом забое в зоне В зависит от положения режущей кромки. При встрече с породой обратной стороной зубок проскальзывает по забю, до того времени, когда он снова повернется навстречу породе плоской режущей кромкой. Поэтому в долоте [6] в центральной зоне В, на каждом венце зубки установлены друг за другом методом чередования: первый зубок обращен острой плоской стороной в направлении вращения шарошки, а следующий зубок обращен в сторону вращения тупой выпуклой стороной. Когда начинается разворот заостренной плоской режущей поверхности, другая половина зубков разворачивается с тупой стороны на острую, заостренную. При такой установке зубков эффективность разрушения и механическая скорость бурения возрастают.

Повышению скорости бурения, посвящено одношарошечное долото [7]. При росте поверхности притупления на кромке на 30 % механическая скорость снижается в 2 раза за счет уменьшения удельного давления под зубком и изменения его режущей способности. Изменение формы плоской набегающей грани на вогнутую (рис. 7.) позволило снизить темп затупления кромки при одинаковой высоте износа, по сравнению с серийным зубком.

Пересечение вогнутой поверхности зубка с его задней выпуклой поверхностью образовывало кольцевое ребро жесткости, упрочняющее вершину зубка (сечение А-А на рис. 7) Это компенсировало потерю прочности зубка за счет уменьшения сечения его вершины. Форма вогнутой поверхности способствовала естественному самозатачиванию режущей кромки при сходе по ней частиц шлама, снижая при этом темп прироста контактной поверхности. Изменение формы позволяло при создании достаточной прочности вершины уменьшить темп падения под зубком удельного давления, а значит повысить показатели работы долота.

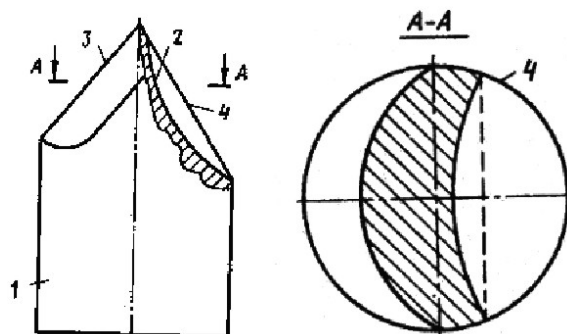


Рисунок 7 – Вид предложенного зубка и его сечение при износе

У одношарошечных долот есть общая особенность – следы зубков перекрещиваются, оставляя непораженные зоны на забое. Углубление долота возможно только после разрушения всех непораженных зон. Попытки решения этих проблем заняли десятки лет.

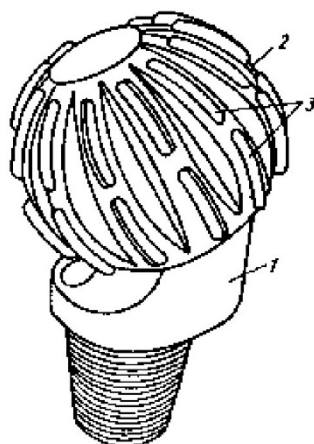


Рисунок 8 – Общий вид одношарошечного долота со схемой продольных удлиненных вставок на шарошках

Успешной попыткой решения проблем можно считать буровое одношарошечное долото [8] (рис. 8).

Целью этого изобретения является повышение эффективности работы долота путем исключения медленно поражаемых участков забоя, обеспечения самозатачивания режущей кромки породоразрушающих элементов и лучшего удаления с поверхности забоя разрушенной породы.

На эффективность бурения влияют повышение сохранности режущей кромки и минимальный темп прироста её контактной поверхности за счет непрерывного самозатачивания, облегченное удаление разрушенной породы по вогнутой поверхности.

Наличие современных суперстойких материалов для изготовления вставок, точного и высокопроизводительного химикотермического и механообрабатывающего оборудования с программным управлением сегодняшнего уровня в сочетании с приведенными в статье уникальными свойствами конструкции, предполагает уверенную необходимость проведения новых исследований и освоения в бурении инновационных и уникальных одношарошечных долот.

Литература

1. Зубарев А.В., Матвеев Г.И. Одношарошечные долота. – М. : «Недра», 1971.
2. ОАО «Волгабурмаш». Нефтепромысловое оборудование. – Design Studio WSOY Finland, 1996. – С. 31.
3. ОАО «Волгабурмаш». Нефтепромысловое оборудование. – Design Studio WSOY Finland, 1996. – С. 32.
4. Богомолов Р.М., Зубарев А.В. [и др.]. Одношарошечное долото. А.с. № 1583582, кл. Е 21 В 10/08. – 1987.
5. Богомолов Р.М., Поздняков В.И. [и др.]. Одношарошечное буровое долото. А.с. № 248586 кл. Е 21 В 9/08. – 1971.
6. Богомолов Р.М., Некрасов И.Н. [и др.]. Одношарошечное буровое долото. Патент РФ № 2470134 кл. Е 21 В 10/16. – 2011.
7. Богомолов Р.М., Злотников М.С. [и др.]. Буровое одношарошечное долото. А.с. № 1470926 кл. Е 21 В 10/16. – 1972.
8. Богомолов Р.М., Бутаков Л.Г. [и др.]. Буровое одношарошечное долото. А.с. № 1114779 кл. Е 21 В10/16. – 1984.



References

1. Zubarev A.V., Matveev G.I. Single-cone bits. – M. : Nedra, 1971.
2. OJSC Volgaburmash. Oilfield equipment. Design Studio WSOY Finland, 1996. – P. 31.
3. OJSC Volgaburmash. Oilfield equipment. Design Studio WSOY Finland, 1996. – P. 32.
4. Bogomolov R.M., Zubarev A.V. [et al.]. Single-cone chisel. A.S. № 1583582, class E 21 B 10/08. – 1987.
5. Bogomolov R.M., Pozdnyakov V.I. [et al.]. Single-cone drill bit. A.S. № 248586 cl. E 21 B 9/08. – 1971.
6. Bogomolov R.M., Nekrasov I.N. [et al.]. Single-cone drill bit. RF patent № 2470134 class. E 21 B 10/16. – 2011.
7. Bogomolov R.M., Zlotnikov M, S. etc. Drill single-cone bit. A.S. № 1470926 class E 21 B 10/16. – 1972.
8. Bogomolov R.M., Butakov L.G. etc. Drill single-cone bit. A.S. № 1114779 cells E 21 B10/16. – 1984.



УДК 622

ПОЛЗУЧЕСТЬ АЛЮМИНИЕВЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ СВЕРХГЛУБОКОМ БУРЕНИИ



CREEP OF ALUMINUM DRILL PIPES AT EXTRA DEEP DRILLING

Жуков Виктор Андреевич

студент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
cynbitim@mail.ru

Кичаев Пётр Евгеньевич

кандидат физико-математических наук,
доцент, заместитель заведующего
кафедрой «Механика»,
Самарский государственный
технический университет
kichaevp@yandex.ru

Мозговой Георгий Сергеевич

старший преподаватель кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
gsmozgovoi@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема ползучести алюминиевых бурильных труб при сверхглубоком бурении. Проанализированы характерные особенности условия текучести, использование условия текучести для ортотропного и изотропного материала. Приведена причина, по которой необходимо использование легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) алюминиевых или титановых сплавов. Сказано, почему рекомендуется использование алюминиевых бурильных труб для проводки глубинных скважин. Рассмотрена проблема времени нахождения бурильных труб в зоне повышенных температур, из-за чего меняются механические характеристики материала труб, и возрастает вероятность появления необратимых пластических и реологических деформаций. Выведено упрощенное уравнение для нахождения условия текучести. Выявлен и обоснован реологический коэффициент и параметры анизотропии. Получены усредненные параметры анизотропии для вязкоупругой и вязкопластической компонент. Показаны графики Кривых деформирования, усредненные по трем реализациям. На основе проведенных исследований автор объясняет почему для решения краевой задачи на первой итерации можно принять параметры анизотропии.

Ключевые слова: бурильная труба, колонна, текучесть, параметры анизотропии, материал.

Zhukov Viktor Andreevich

Student of the Department
«Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
cynbitim@mail.ru

Kichaev Peter Evgenievich

Associate Professor,
Deputy Head of the Department «Mechanics»,
Samara State Technical University
kichaevp@yandex.ru

Mozgovoi George Sergeevich

Senior lecturer in «Drilling oil and gas wells»
Samara State Technical University
gsmozgovoi@mail.ru

Annotation. This article discusses the problem of creep of aluminum drill pipes in ultra-deep drilling. The characteristic features of the yield conditions, the use of the yield conditions for an orthotropic and isotropic material are analyzed. The reason for the use of light-alloy drill pipes (LBT) of aluminum or titanium alloys is given. It is said why the use of aluminum drill pipes for deep hole drilling is recommended. The problem of the time spent by drill pipes in the zone of elevated temperatures is considered, due to which the mechanical characteristics of the pipe material change, and the likelihood of irreversible plastic and rheological deformations increases. A simplified equation is derived for finding the yield condition. The rheological coefficient and anisotropy parameters are identified and justified. The averaged anisotropy parameters are obtained for the viscoelastic and viscoplastic components. Shows the curves of the strain curves, averaged over three implementations. Based on the studies, the author explains why, for solving the boundary value problem at the first iteration, it is possible to take the anisotropy parameters.

Keywords: drill pipe, string, fluidity, anisotropy parameters, material.

При компоновке колонны труб для сверхглубокого бурения необходимо учитывать рост веса колонны и рост забойных температур. Предельная глубина подвески одноразмерной бурильной колонны определяется прочностью материала труб. Растягивающее напряжение на элеваторе, в точке подвеса колонны, не должно превышать предела текучести материала σ_T . Перспектива применения материала труб оценивают удельной прочностью q_n [1]:



$$q_n = \frac{\sigma_T}{\rho}, \tag{1}$$

где ρ – плотность материала.

Удельная прочность имеет размерность длины и характеризует предельную длину подвески одноразмерной колонны в воздухе, без учета облегчения от промывочной жидкости.

Таблица 1

Материал труб	Предел текучести σ_T , МПа	Плотность ρ г/см ³	Удельная прочность q_n , км
Алюминиевый сплав Д16Т	330	2,78	11,8
Титановый сплав АТ-3	670	4,54	14,7
Сталь ст45	360	7,85	4,6

При бурении скважин одноразмерной колонной глубиной свыше 5 км необходимо использовать легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) алюминиевых или титановых сплавов. Учитывая высокую стоимость титановых труб, для проводки глубоких скважин рекомендуются алюминиевые бурильные трубы (АБТ), в частности, из сплава Д16Т.

В зависимости от региона геотермальный градиент температур колеблется в пределах 0,01–0,04 °С/м [2], что для глубины бурения 7000 м могут варьироваться от 70 до 280 °С. С ростом глубины бурения увеличивается продолжительность рейса и, соответственно, время нахождения бурильных труб в зоне повышенных температур. При этом меняются механические характеристики материала труб и возрастает вероятность появления необратимых пластических и реологических деформаций.

Бурильные трубы из сплава Д16Т изготавливают методом прямого прессования, обеспечивая одинаковую степень вытяжки для всех типоразмеров. Материал труб становится ортотропным по отношению упругих, пластических и реологических свойств, а главные оси анизотропии совпадают координатами цилиндрической системы (r, θ, z).

Для ортотропного материала условие текучести Мизеса, выраженное в напряжениях, предложено Р.Хиллом, и в цилиндрической системе координат имеет вид [3]:

$$2\sigma_3^2 = H(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + F(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + G(\sigma_z - \sigma_r)^2 + 2N\tau_{r\theta}^2 + 2L\tau_{\theta z}^2 + 2M\tau_{rz}^2, \tag{2}$$

где $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{rz}$ – компоненты тензора напряжений; H, F, G, N, L, M – параметры анизотропии; σ_3 – эквивалентное напряжение, определяющее поверхность текучести.

Условие текучести трактуется как энергетическое, когда энергия упругого изменения формы достигает определенной величины. Если материал исходно изотропен, то σ_3 пропорционально второму инварианту девиатора напряжений $\overline{\sigma_{ij}}$. Для осесимметричной бурильной трубы при действии на нее растягивающего усилия, крутящего момента, внутреннего и внешнего давлений отличны от нуля четыре компоненты тензора напряжений: $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{\theta z}$ и уравнение (2) упрощается до вида:

$$2\sigma_3^2 = H(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + F(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + G(\sigma_z - \sigma_r)^2 + 2L\tau_{\theta z}^2, \tag{3}$$

Искомыми являются четыре параметра анизотропии H, F, G, L которые могут быть вычислены по результатам одноосных испытаний образцов, вырезанных из тела трубы в осевом – z , окружном – θ , радиальном – r и под углом 45° к осям $z\theta$ [4]. Усредненные значения параметров анизотропии по результатам механических испытаний образцов, вырезанных из тела трубы 147x11 соответственно равны: $H = 1,43; F = 0,91; G = 1,09; L = 4,1$.

Изотропное тело является частным случаем, когда $H = F = G = 1; N = L = M = 3; \sigma_3 = \sigma_1$.

Реологические коэффициенты и параметры анизотропии вычислялись по результатам одноосных испытаний образцов на ползучесть при температуре $T = 190$ °С и двух уровнях напряжений 200 и 150 МПа. В качестве расчетной принята реологическая модель неполной обратимости [5], согласно которой деформация ползучести рассматривается как сумма независимых компонент, вязкой, вязкопластической и вязкоупругой. Кривые деформирования усредненные по трем реализациям изображены на рисунках 1 и 2, где цифры I–IV – направления вырезки образцов: I – осевое, II – 45°, III – окружное, IV – радиальное.

Получены следующие усредненные параметры анизотропии для вязкоупругой и вязкопластической компонент (первая стадия ползучести) $H = 1,545; F = 0,925; G = 1,075; L = 3,46$.

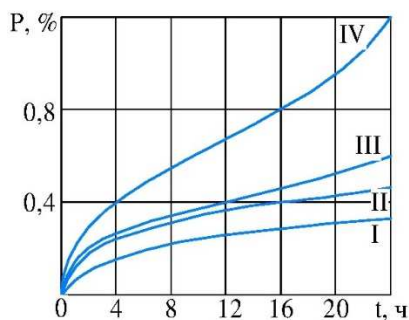


Рисунок 1 – Кривые деформации ползучести образцов Д16Т при $\sigma = 200$ МПа

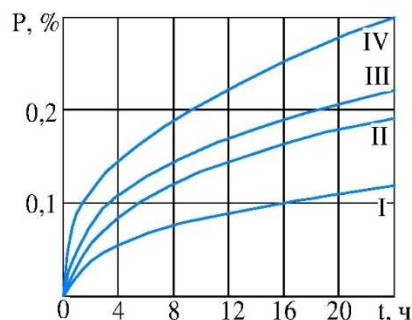


Рисунок 2 – Кривые деформации ползучести образцов Д16Т при $\sigma = 150$ МПа

Проведение подобных испытаний является дорогостоящей операцией, требует наличия специальных испытательных машин на ползучесть для образцов с разной базой [6]. Поэтому для решения краевой задачи на первой итерации можно принять параметры анизотропии, которые были получены по результатам механических испытаний [4].

Литература

1. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов / В.Ф. Штамбург, Г.М. Файн, С.М. Данелянц, А.А. Шеина. – М. : Недра, 1980.
2. Файн Г.М., Неймарк А.С. Проектирование и эксплуатация буровых колонн для глубоких скважин. – М. : Недра, 1985. – 237 с.
3. Hill R. The mathematical theory of plasticity. – London : Oxford University Press, 1950. – 318 p.
4. Катугина В.О. Исследование анизотропии механических свойств легкосплавных буровых труб // Сборник докладов XVI Международной молодежной научной конференции Севергеоэкотех – 20015. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 22–25.
5. Радченко В.П., Кичаев П.Е. Энергетическая концепция ползучести и виброползучести металлов. – Самара : СамГТУ, 2011. – 157 с.
6. Кичаев Е.К., Файн Г.М. Ползучесть буровых труб из сплава д16Т в условиях сверхглубокого бурения // Прочность материалов и элементов конструкций при сложном напряженном состоянии. – Киев : Наукова думка, 1978.

References

1. Drill pipes from aluminum alloys / V.F. Stamburg, G.M. Fine, S.M. Danelyants, A.A. Sheina. – M. : Nedra, 1980.
2. Fayn G.M., Neymark A.S. Design and operation of drill string for deep wells. – M. : Nedra, 1985. – 237 p.
3. Hill R. The mathematical theory of plasticity. – London : Oxford University Press, 1950. – 318 p.
4. Katugina V.O. Investigation of the anisotropy of the mechanical properties of light alloy drill pipes // Collection of reports of the XVI International Youth Scientific Conference Severgeokotech – 20015. – Ukhta : USTU, 2015. – P. 22–25.
5. Radchenko V.P., Kichaev P.E. Energy concept of creep and vibration creep of metals. – Samara : Samara State Technical University, 2011. – 157 p.
6. Kichaev E.K., Fayn G.M. Creep of drill pipes made of d16T alloy under ultra-deep drilling // Strength of materials and structural elements under complex stress state. – Kiev : Naukova Dumka, 1978.



УДК 622

ЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА ГЛУБОКОЙ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА



DRILLING MUD COMPLETE CLEANING EFFECTIVE SYSTEM

Зеленцов Артем Михайлович

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Кугатов Виталий Александрович

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Zelenczov Artem Mixajlovich

Specialist's program Student,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Kugatov Vitalij Aleksandrovich

Specialist's program Student,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yurij Mixajlovich

Candidate of Science, Docent,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Аннотация. Рассмотрена основная четырехступенчатая система очистки бурового раствора. Приведены современные взаимосвязанные устройства и сооружения для приготовления, оперативного регулирования и управления параметрами буровых растворов. Предлагается для повышения эффективности полной очистки растворов блок химического усиления центрифуг (БХУЦ), применение которого существенно расширяет возможности традиционной 4-х ступенчатой системы очистки.

Ключевые слова: технико-экономические показатели бурения, циркуляционная система, полная очистка буровых растворов, блок химического усиления центрифуг, коагуляция, флокуляция.

Annotation. This article reviewed the main fourstage drilling mud cleaning system. We presented the modern interconnected equipment for preparation, executive regulation and control of drilling muds parameters. We propose a cluster of centrifuges chemical strengthening to increase the drilling muds complete cleaning efficiency, that remarkably increases the traditional fourstage cleaning system opportunities.

Keywords: drilling technical and economic indices, mud circulating system, drilling muds complete cleaning, cluster of centrifuges chemical strengthening, coagulation, flocculation.

Основной целью применения бурового раствора является эффективное углубление ствола и успешное заканчивание проектируемой скважины при использовании современного оборудования и минимальных затратах на материалы и химические реагенты. К важнейшим условиям повышения технико-экономических показателей (ТЭП) бурения относят: сокращение сроков строительства скважин, снижение стоимости метра проходки, совершенствование буровых растворов и их систем очистки. Кроме того, ТЭП в значительной степени зависит от состава и технологических свойств применяемых буровых растворов.

Успешная проводка скважин, особенно наклонно-направленных и горизонтальных в сложных условиях определяется не только составом и свойствами бурового раствора, но и совершенствованием системы очистки.

Буровой раствор – сложная коагуляционно-тиксотропная полидисперсная система особенности структуры, которой обуславливают его реологические и технологические свойства. Промывочный агент, выходящий на поверхность их скважины, может быть вновь использован, но для этого он должен быть очищен от обломков выбуренной породы (шлама). Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения.

Современная буровая установка для проходки глубоких скважин на нефть и газ оснащается комплексом оборудования, механизмов и устройств заводского изготовления, предназначенных для приготовления, очистки, регулирования свойств и циркуляции бурового раствора, обеспечивающего вынос выбуренной породы и подведение гидравлической мощности к забойному двигателю и долоту. Этот комплекс объединяется понятием «Циркуляционная система».

ЦС – это взаимосвязанные устройства и сооружения, предназначенные для приготовления, очистки, прокачиваний и оперативного регулирования структурно-механических, фильтрационных и фрикционных свойств, хранения и долива. Циркуляционные системы буровых установок



комплекуются для очистки буровых растворов четырехступенчатой системы очистки, включающей вибросита, пескоотделители, илоотделители и центрифуги. Частицы выбуренной породы размером до 100 мкм удаляются виброситом, до 70 мкм – средством для удаления частиц размером до 4–7 мкм является центрифуга. Несмотря на то, что производительность центрифуги, как правило, составляет 5–7 л/с, она в процессе бурения удаляет зачастую до 30–40 % выбуренной породы. практически центрифуги способны чистить раствор до плотности 1,1–1,12 г.

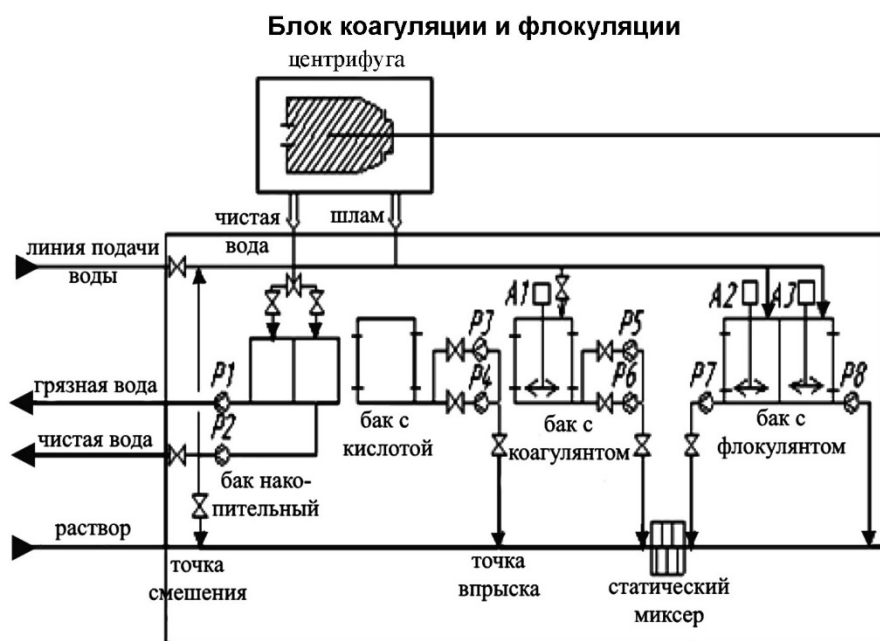
В случае более высоких проектных плотностей бурового раствора центрифуги включаются в работу периодически, т.е. фактически служат регулятором плотностей [4]. В составе циркуляционной системы все эти механические устройства должны устанавливаться в строгой последовательности.

При этом схема прохождения бурового промывочного агента по замкнутому гидравлическому контуру: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросито) – дегазатор – блок тонкой очистки шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель) – буровой насос – скважина.

После прохождения всех ступеней очистки остаются частицы (размером менее 2 мкм), которые играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора [1]. Иного механического способа снижения размера тонкодисперсных частиц пока не существует. Для полной очистки бурового раствора применяют блоки химического усиления центрифуг (БХУЦ), который также называют блоком флокуляции и коагуляции (БФК).

Этот блок предназначен для химической обработки бурового раствора с целью усиления работы центрифуг и получения чистой воды, а устанавливается в комплексе средств очистки бурового раствора от выбуренной породы и газа перед блоком регулирования твердой фазы (центрифугами) по проекту строительства скважины.

В настоящее время для повышения эффективности глубокой очистки бурового раствора применяется четырехступенчатая система очистки с блоком коагуляции и флокуляции.



БХУЦ применяется в технологии экономически чистого безамбарного бурения в составе буровых и ремонтных установок, в том числе в мобильном исполнении, в комплексе средств очистки бурового раствора. Блок очистки бурового раствора с применением флокулянтов и коагулянтов позволяет удалить накапливающиеся в замкнутой циркуляционной системе мельчайшие частицы шлама (размер менее 5–10 мкм), которые не в состоянии удалить применяющиеся вибросита, гидроциклоны, илоотделители и даже центрифуги.

Коагуляция – это слипание (укрупнение) частиц коллоидной системы при их столкновении в процессе теплового движения.

Флокуляция – вид коагуляции, при котором за счет образования мостиковых связей между отдельными частицами флоккул формируются большие агломераты.

Блок коагуляции и флокуляции (БФК), устанавливается в технологической цепочке системы очистки перед центрифугой, чтобы он укрупнял частички до размера, удаляемого ею. Применение БФК позволяет получать на выходе после центрифуги жидкую фазу. БХУЦ представляет собой установку, выполненную в блочном исполнении, которая обладает полной автономностью.



Четырехступенчатая система очистки с блоком коагуляции и флокуляции позволяет добиться:

- увеличения долговечности долот, ресурса забойных двигателей, бурильного инструмента;
- увеличения проходки на долото;
- уменьшения количества СПО;
- снижения расхода хим. реагентов;
- уменьшения износа буровых насосов;
- уменьшения времени на профилактические и ремонтные работы оборудования;
- снижения вероятности аварийных работ и их ликвидации.

Все оборудование установки смонтировано в теплоизолированном контейнере [3]. На данный момент производством его занимаются следующие компании: КЕМ-ТРОН, группа компаний МАГНУМ, Hebei GN solids Control и другие. Блок химического усиления центрифуг в настоящее время существуют в нескольких технических исполнениях, вариативность которых определяется условиями бурения [1].

Выполненный анализ по обобщению промышленного материала и изложенных в технической литературе данных по проблеме эффективной очистки буровых растворов позволяет сделать вывод о том, что применение БХУЦ (БКФ) существенно расширяет возможности традиционной 4-х ступенчатой системы очистки и значительно повышает технико-экономические показатели бурения.

Литература

1. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учеб. пособ. / ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск : Лик, 2014.
2. Третьяк А.Я., Безбородов А.И., Рыбальченко Ю.М. Двухступенчатая система очистки буровых растворов // Известия высших учебных заведений – Сев-Кав. Региона. – 2014. – № 1. – С. 148.
3. URL : <http://pandia.ru/text/77/196/46498.php>
4. URL : <http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38>

Reference

1. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling fluids: textbook. – Novocherkassk : YuRGPU(NPI), 2014.
2. Tretyak A.Ya., Bezborodov A.I., Rybalchenko Yu.M. Drilling muds two-level cleaning system // North-Caucasus academy news. – 2014. – № 1. – P. 148.
3. URL : <http://pandia.ru/text/77/196/46498.php>
4. URL : <http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38>



УДК 622

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗМУФТОВЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ



TECHNOLOGY OF USE OF CLUTCH-FREE COUPLING PIPES

Зеленцов Артем Михайлович

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Кугатов Виталий Александрович

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. Обоснована и показана необходимость разработки и применения безмуфтовых обсадных труб. У безмуфтовых обсадных труб повышены эксплуатационные характеристики, уменьшается количество резьбовых соединений. Применение таких труб позволит значительно снизить металлоёмкость конструкции скважин, сэкономить материальные и технические средства при сооружении скважин, а также снизить риск аварий, связанных с некачественным резьбовым соединением.

Ключевые слова: обсадные трубы, безмуфтовые соединения, конструкция скважины, типоразмеры труб, герметичность соединения, оптимизация расходов, экономический эффект.

Zelenczow Artem Mixajlovich

Specialist's program Student,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Kugatov Vitalij Aleksandrovich

Specialist's program Student,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yurij Mixajlovich

Candidate of Science, Docent,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Annotation. The need for the development and application of sleeveless casing pipes is substantiated and shown. Clutchless casing pipes have improved operational characteristics and the number of threaded joints is reduced. The use of such pipes will significantly reduce the metal consumption of the well structure, save material and technical means during well construction, and also reduce the risk of accidents associated with poor-quality threaded connections.

Keywords: casing pipes, sleeveless couplings, well design, pipe sizes, tightness of joints, cost optimization, economic effect.

Необходимость разработки безмуфтовых соединений обсадных труб возникла из желания уменьшить затраты на строительство нефтяных и газовых скважин, а, следовательно, увеличить прибыль. Это стало возможным за счет изменения конструкции скважин.

При этом диаметр направления и эксплуатационной колонны не меняется, а, следовательно, дебит скважины остается прежним. Однако, диаметр кондуктора и промежуточной колонн уменьшается, что приносит ощутимую экономию материала, варьирующуюся от нескольких тонн, до нескольких десятков тонн металла.

Исходя из этого, возможно использование буровой установки меньшей грузоподъемности, что влечет за собой значительную экономию ресурсов, направленных на поддержание бесперебойной работы бурового оборудования (эл. энергия, ДГСМ и т. д.)

Из-за уменьшения диаметра обсадных колонн уменьшается и диаметр самого ствола скважины, что приводит к снижению себестоимости метра проходки (уменьшение диаметра долота, уменьшение объема промывочного и тампонажного растворов и т. д.)

Не менее важным преимуществом безмуфтовых соединений обсадных труб является уменьшение количества резьбовых соединений в 2 раза, что на 50 % снижает риск аварий, связанных с некачественным резьбовым соединением. Также у безмуфтовых обсадных труб повышены эксплуатационные характеристики. Сравнение эксплуатационных затрат при использовании безмуфтовых труб НКТ [1] приведено в нижепредложенной таблице 1.

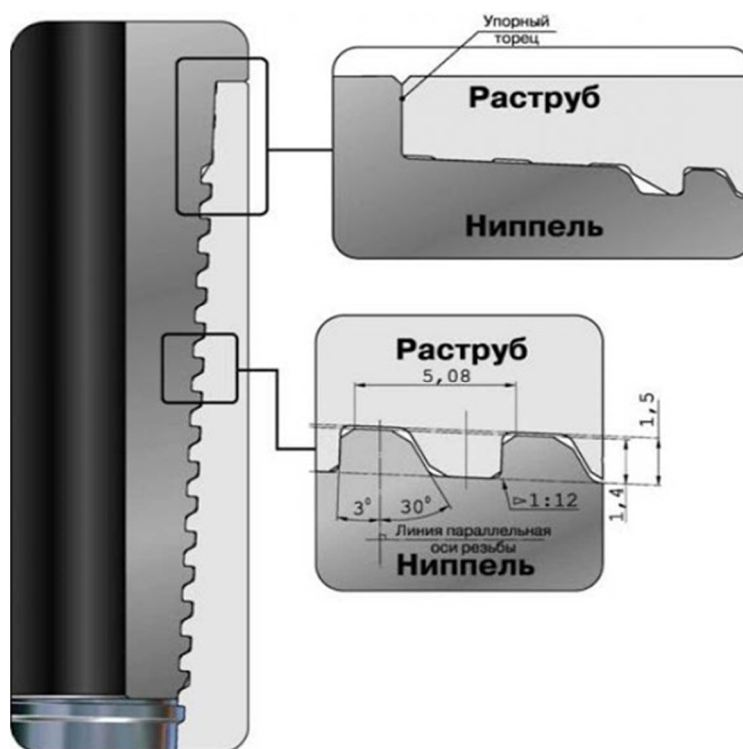
В соединениях безмуфтовых обсадных труб всех типоразмеров применяется видоизмененная равнобочная трапецеидальная резьба с углом 12 градусов между сторонами профиля и плоскими вершинами и впадинами всех витков, параллельными оси резьбы.



Таблица 1 – Сравнение эксплуатационных затрат при использовании безмуфтовых труб НКТ

Статья затрат	Стандартные, руб.	Безмуфтовые обсадные трубы, руб.	Экономический эффект, руб.
Стоимость труб	2 700 000	3 200 000	-500 000
Затраты на спуск в год	7 200 000	6 600 000	600 000
Затраты на ремонт	1 800 000	0	1 800 000
Опрессовка перед спуском	400 000	0	400 000
Затраты на сменный комплект труб	2 700 000	800 000	1 900 000
ИТОГ	14 800 000	10 600 000	4 200 000

Резьбы труб всех типоразмеров не предназначены для обеспечения герметичности путем натяга. Резьба используется исключительно в качестве средства удержания от расстыковки труб при осевой растягивающей нагрузке. Для соединения используются высаженные концы труб, составляющие единой целое с телом трубы. Сопротивляемость осевому сжатию обеспечивается главным образом наружными упорными торцами или натягом.



Упор, состоящий из соответствующих конических поверхностей трубы и муфты, обеспечивает дополнительную герметичность и защищает соединение от чрезмерного момента свинчивания и сжатия.

Герметичность соединения так же соединения так же достигается натягом «металл – металл» между криволинейной уплотнительной поверхностью на стороне наружной резьбы и конической уплотнительной поверхностью на стороне внутренней резьбы.

Посадка и свинчивание труб

Протектор ниппеля трубы должен отвинчиваться только перед посадкой трубы в муфту. При необходимости на свинчиваемые резьбовые поверхности перед посадкой трубы в муфту должна быть нанесена смазка. Щетка или кисть, применяемые для нанесения смазки, не должны быть загрязнены посторонними веществами; разбавление смазки не допускается.

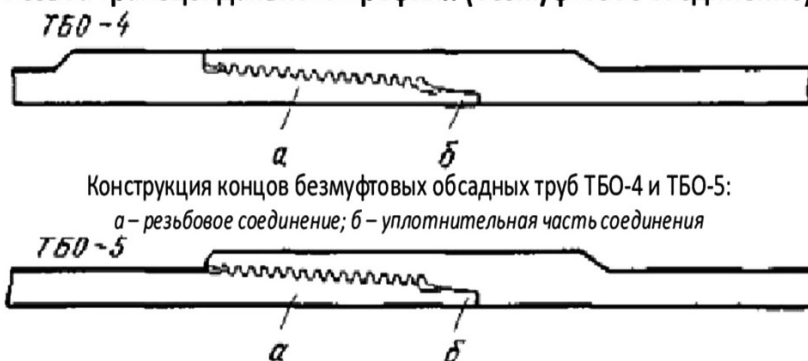
Трубу следует опускать в муфту осторожно, не допуская повреждения резьб. Труба должна опускаться вертикально, желательно при участии верхового рабочего. После посадки трубу вначале следует вращать очень медленно, чтобы не допустить свинчивания с перекосом.

Должны быть составлены четкие инструкции по натяжению колонны в процессе цементирования и посадке (разгрузке) колонны после окончания схватывания цемента. Целью этих процедур является



избежание критических или чрезмерных и небезопасных напряжений в течение срока эксплуатации скважины. Процедуры натяжки и посадки колонны должны учитывать все факторы, в том числе температуру и давление в скважине, изменение температуры при гидратации цемента, температуру раствора и изменения температуры в процессе эксплуатации скважины.

Резьба трапецеидального профиля (безмуфтовое соединение)



Конструкция концов безмуфтовых обсадных труб ТБО-4 и ТБО-5:
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

На процедуру посадки колонны влияет и поэтому должен учитываться коэффициент запаса прочности при растяжении, выбранный при проектировании конструкции скважины.

Альтернативная конструкция скважины с использованием безмуфтовых обсадных труб

Рассмотрим проектные характеристики скважины № 3 Большого Ольховского месторождения (Нефтяное месторождение им. В.Н. Виноградова), расположенного в Тюменской области (Точные параметры труб взяты из [2]):

Характеристика обсадной колонны	Толщина стенки, мм	10	9,5	10
	Марка (группы прочности) материала труб	Д	Д	Е
	Номинальный наружный диаметр, мм	426	324	245
	Длина секции, м	374	860	1400
	Масса 1 м, кг	106,1	75,8	59,6
	Масса секции, т	39,7	65,2	83,4
Интервал установки равнопрочной секции, м	До (низ)	374	860	1400
	От (верх)	0	0	0
Номер колонны в порядке спуска		1	2	3

Возьмем характеристики существующих безмуфтовых обсадных колонн, применяемых в отечественной практике. Выберем [3] наиболее подходящие по наружному диаметру обсадные трубы.

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр D, мм	Толщины стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Масса 1 м, кг
377	377,0	10	357	90,5
273	273,1	8,9	255,3	51,9
194	193,7	9,5	174,7	43,3

Рассчитаем массу новых секций:

$$m_{\text{секц}} = m_{1\text{м}} \cdot l_{\text{секц}}$$

где $m_{1\text{м}}$ – масса 1 м трубы, кг; $l_{\text{секц}}$ – длина секции, м.

Кондуктор:

$$m = m_{1\text{м конд}} \cdot l_{\text{конд}} = 90,5 \cdot 374 = 33847 \text{ кг.}$$

1-я промежуточная колонна:

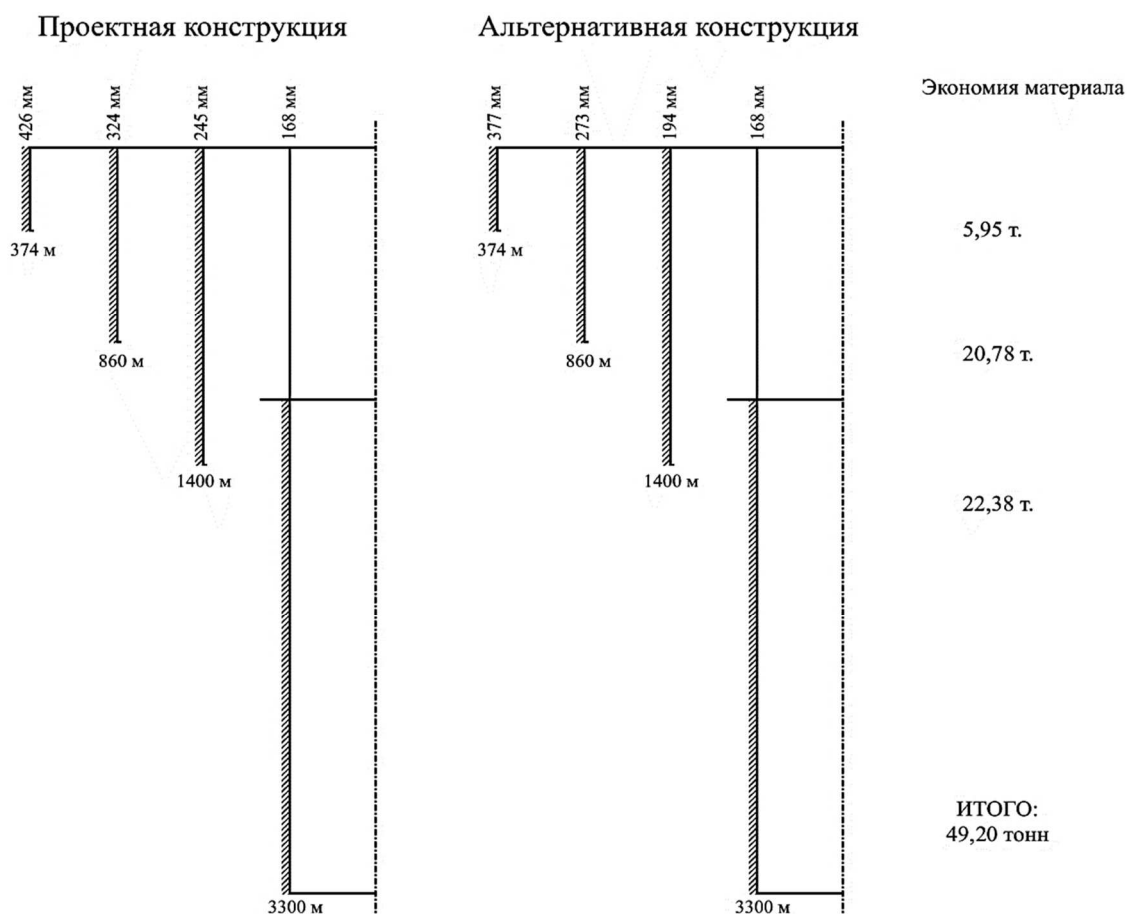
$$m_{1\text{м пром}} = m_{1\text{м 1пром}} \cdot l_{1\text{пром}} = 51,9 \cdot 860 = 44634 \text{ кг.}$$



2-я промежуточная колонна:

$$m_{2\text{м пром}} = m_{1\text{м}^2\text{пром}} \cdot l_{2\text{пром}} = 41,3 \cdot 1400 = 60620 \text{ кг.}$$

Проектируем новую конструкцию скважины:



Как можно видеть, кондуктор, 1 и 2-ая промежуточные колонны в результате замены обсадных труб на безмуфтовые, уменьшились в общей сложности на 161 мм, что приносит экономию материала в 49.2 тонн

Выводы

Применение обсадных труб безмуфтового типа вместо обычных обсадных труб дает ряд преимуществ, среди которых:

1. Снижение расходов на материалы вследствие меньшего веса безмуфтовых обсадных труб, что также позволяет использовать буровые установки меньшей грузоподъемности.
2. Уменьшение диаметра ствола скважины при сохранении дебита, что приводит к снижению себестоимости метра проходки.
3. Существенное снижение риска аварий, связанных с некачественным резьбовым соединением на буровой установке.

Литература

1. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 4-е изд., переработанное и доп. – Симферополь : Бизнес-информ, 2012. – 416 с.
2. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 846 с.

References

1. Iohansen K.V. Driller's companion : Reference book. – 4th ed., revised and ext. – Simferopol : Business Inform, 2012. – 416 p.
2. Kalinin A.G. Drilling oil and gas wells : textbook for high schools. – М. : TsentrLitNefteGaz, 2008. – 846 p.



УДК 550.822

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕЛЕСИСТЕМЫ ЗТС-42КК**FEATURES OF THE ZTS-42KK TELESYSTEM TECHNOLOGY****Иванова Татьяна Николаевна**

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры бурения нефтяных
и газовых скважин,
Удмуртский государственный университет

Кашчев Андрей Борисович

магистрант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Аннотация. Для эффективного управления процессом бурения направленной скважины необходима информация о фактических режимах бурения, параметрах профиля ствола и прогноз траектории бурения. Успешное бурение скважин возможно при использовании забойных телеметрических систем. Телеметрическая система с комбинированным каналом связи сочетает передачу данных последовательно двумя способами – сначала от забоя по кабелю и далее на поверхность по породе с помощью электромагнитных волн. Телеметрическая система ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи может использоваться для бурения скважин большого и малого диаметров, для резки боковых стволов на больших глубинах, в сложных горно-геологических разрезах, допускает бурение с вращением бурильной колонны, позволяет управлять траекторией бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Ключевые слова: телеметрическая система, сложные горно-геологические условия, траектория бурения, скважина.

Ivanova Tatyana Nikolaevna

Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Professor of the Department of Oil
and gas drilling,
Udmurt state University

Kashcheev Andrey Borisovich

Master's Degree in oil and gas drilling,
Udmurt state University
rsg078829@mail.ru

Annotation. To effectively manage the drilling process of a directional well, you need information about the actual drilling modes, the parameters of the bore profile, and the forecast of the drilling path. Successful drilling of wells is possible using downhole telemetry systems. A telemetry system with a combined communication channel combines the transmission of data in series in two ways—first from the face by cable and then to the surface by rock using electromagnetic waves. The ZTS-42 KK telemetry system with a combined communication channel can be used for drilling large and small diameter wells, for cutting side shafts at large depths, in complex mining and geological sections, allows drilling with the rotation of the drill string, and allows you to control the drilling trajectory of directional and horizontal wells.

Keywords: telemetry system, complex mining and geological conditions, drilling trajectory, well.

На протяжении многих лет основным препятствием для практического использования изменений в процессе бурения был канал связи. Именно от него зависит конструкция телесистем, компоновка, информативность, надежность, удобство работы и условия прохождения сигналов.

В результате многолетних исследований и практического использования в реальных условиях бурения широкое применение нашли три канала связи: электропроводный; гидравлический; электромагнитный. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения [1].

У электропроводного канала связи ЭКС максимально возможная информативность, быстродействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; двусторонняя связь; не требует затрат гидравлической энергии; может быть использован при работе с продувкой воздухом и с использованием азириванной промывочной жидкости. К недостаткам электропроводного канала связи относятся наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении; затраты времени на его прокладку; необходимость защиты кабеля от механических повреждений; невозможность вращения колонны; невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб; необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более 60° с помощью прода-вочного устройства.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи отличаются наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств. Сигнал, создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс (создает кратковременное частичное перекрытие нисходящего потока бурового раствора), отрицательный импульс (кратковременные перепуски части жидкости в затрубное пространство через боковой клапан) или непрерывная волна (гармонические колебания). Предпочтение в применении телесистем с ГКС базируется на простоте осуществления связи и на том, что этот канал не нарушает технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза. Недостатки данного канала связи – низкая информативность из-за невысокой



скорости передачи, низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации, необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор), отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора, невозможность работы с продувкой воздухом и аэрированными жидкостями.

Системы с электромагнитным каналом связи используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки. К преимуществам ЭМКС относится более высокая информативность. К недостаткам – дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород, слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

Учитывая недостатки применяемых каналов связи, представляет интерес возможность использования комбинированного канала связи. Суть этого вида связи заключается в использовании нескольких каналов связи одновременно. Для реализации этого вида связи в телеметрической системе устанавливаются гидравлический пульсатор и электромагнитный передатчик. Информация принимается на поверхности обычным способом для этих каналов связи. По механическому каналу связи принимается информация по вибрации долота. Электропроводной канал может быть использован для частичного погружения в колонну бурильных труб или за трубами для приема и ретрансляции ослабленных информационных сигналов от телеметрической системы при больших глубинах. Применение комбинированного канала связи позволит решить вопрос о перспективности дальнейшего использования того или иного канала связи забой – устье.

Телеметрическая система с комбинированным каналом связи сочетает передачу данных последовательно двумя способами – сначала от забоя по кабелю и далее на поверхность по породе с помощью электромагнитных волн. Схематично компоновка бурильной колонны с телесистемой показана на рисунке 1. Забойный блок имеет в своем составе датчики инклинометрии, вибрации и ГК. Дополнительно могут устанавливаться модули нейтронного каротажа и резистивиметрии, а также наддолотный модуль. Данные от забойного блока передаются по кабелю до ретранслятора, который устанавливается обычно на небольшой глубине. С ретранслятора данные отправляются на поверхность с помощью электромагнитного канала связи. Ретранслятор при этом может находиться как в открытом стволе, так и в обсадной колонне. Таким образом, от забоя до устья данные, зафиксированные датчиками телесистемы, идут последовательно по двум разным каналам – сначала по кабельному, затем по электромагнитному. Такой вид канала связи позволил: увеличить глубину; извлекаемость; независимость от циркуляции и свойств бурового раствора за счет использования питания от батарей; независимость от электрических свойств горных пород, к которым весьма чувствительны телесистемы с электромагнитным каналом связи.

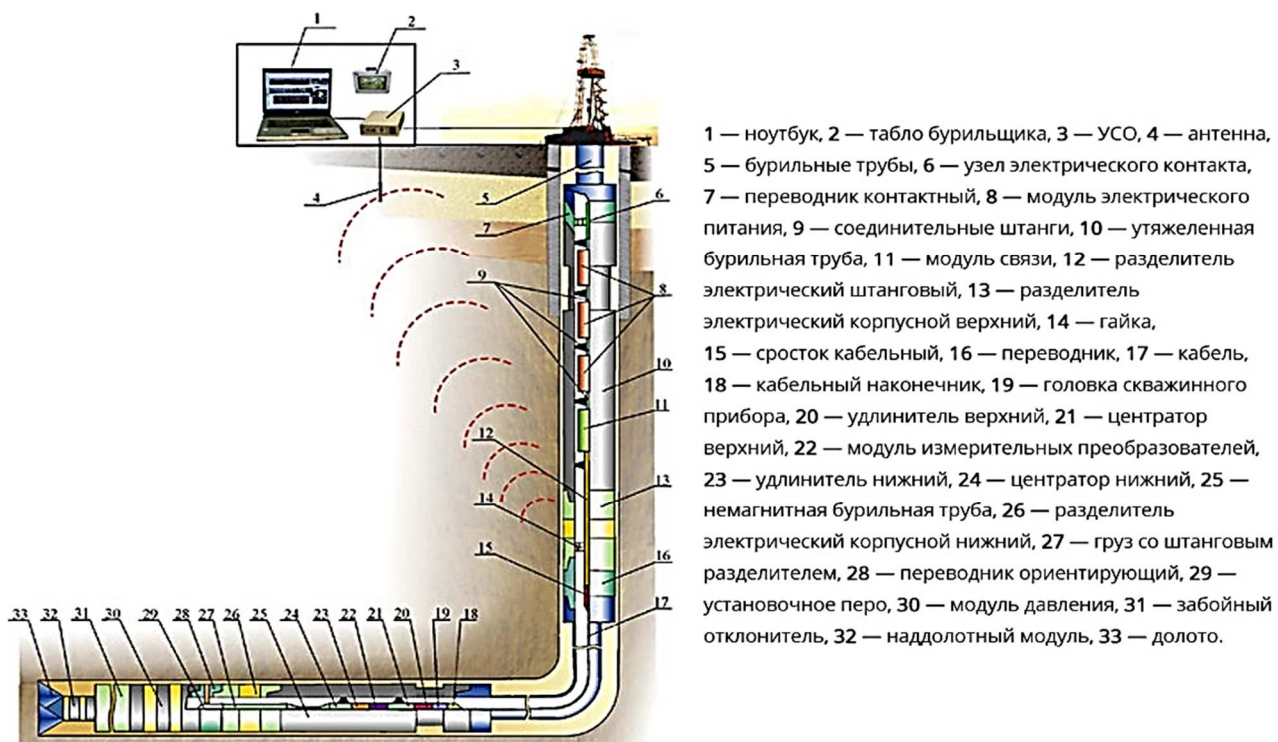


Рисунок 1 – Компоновка бурильной колонны с телесистемой



Спуск бурильной колонны при использовании данной телесистемы начинается со сборки КНБК, навинчивания немагнитных утяжеленных труб и ориентационного переводника, в который впоследствии спустится на кабеле забойный блок. Далее производится спуск бурильного инструмента до определенной глубины, на которой устанавливается ретранслятор. С помощью геофизического подъемника, входящего в состав оборудования наших телеметрических партий, производится спуск забойного блока на кабеле. Продолжительность данной операции зависит от глубины спуска и обычно в пределах 0,5–2,5 ч.

После посадки забойного блока в ориентационный переводник кабель отрубается, на его конце монтируется соединитель, который подключается к ретранслятору. Ретранслятор навинчивается на бурильную колонну, и спуск инструмента производится далее до забоя. Наличие кабеля никак не ограничивает действия бурильщика, компоновку с телесистемой можно вращать до 40 об/мин при соблюдении ограничений, наложенных на забойный двигатель его производителем.

К преимуществам данного канала связи можно отнести: извлечение телесистемы из скважины в случае аварийной ситуации; возможность бурения скважин на терегенный Девон и более глубоких скважин; имеет питание от батарей, не чувствительна к свойствам и качеству бурового раствора; работает на азрированных растворах и при продувке воздухом. К недостаткам относят: долгое время, необходимое для сборки; относительно высокая стоимость.

Исходные данные от внедрения телесистемы ЗТС-42-КК представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Исходные данные

Показатели	Ед. изм.	ЗТС-42 ЭМ-М APS	ЗТС-42-КК
Вид бурения		ВЗД	
Тип скважин		Наклонно-направленные с горизонтальным окончанием	
Объем внедрения	скв.	100	
Стоимость 1 часа работы буровой установки	руб.	18500	
Интервал бурения	м	1288	
Стоимость одного комплекта телесистемы	млн руб.	40	25
Затраты на 1 скв., всего	тыс. руб.	400	250
Экономия затрат на 1 скв.	тыс. руб.	150	
Налог на прибыль, 20 %	тыс. руб.	30	
Чистая прибыль на 1 скв.	тыс. руб.	120	
Чистая прибыль на объем внедрения	тыс. руб.	12000	

Таблица 2 – Эффективность применение телесистемы ЗТС-42-КК

	Ед. изм.	Значение
Затраты на 1 скважину	тыс. руб.	250
Экономия затрат на 1 скв.	тыс. руб.	150
Чистая прибыль предприятия	тыс. руб.	9600

Экономический эффект от применения телесистемы ЗТС-42-КК на одну скважину составляет 120 тыс. руб., на объем внедрения (100 скважин) 9,6 млн рубл.

Для строительства ГС рекомендуется применять забойную телеметрическую систему ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи, обладающую основными преимуществами: возможность бурения в пластах изоляторах, сокращение объемов ГИС за счет исключения привязочного каротажа, контроль положения скважины и характеристики пород возле долота. Может использоваться для бурения скважин большого и малого диаметров, а также для зарезки боковых стволов на больших глубинах и сложных горно-геологических разрезах; допускает бурение с вращением бурильной колонны. Позволяет управлять траекторией бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с радиусом кривизны до 12–15 м; обладает возможностью измерения в статике; скорость передачи информации не зависит от глубины скважины; не предъявляет никаких требований к буровому раствору. Может работать при бурении на депрессии с глубокой азрацией и с продувкой воздухом; обеспечивает возможность проведения исследований пластов методом ГК и ИК. Может работать в комплексе с модулем давления и наддолотным модулем НДМ, измеряющим зенитный угол, осевую нагрузку на долото, число оборотов долота, пространственно ориентированное гамма-излучение пород, гидравлическое



давление, индикаторный канал кажущегося сопротивления (КС). Программное обеспечение телесистемы позволяет передавать данные по каналу информационной системы «Удалённый мониторинг бурения»; кроме того, забойный блок телесистемы извлекаемый.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2014. – 676 с.

References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technology of drilling oil and gas wells. – M. : ООО «Nedra-Biznestsentr», 2014. – 676 p.



УДК 550.822

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И МЕХАНИЗМОВ ИСКРИВЛЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМАХ



ANALYSIS OF WELL DRILLING TECHNOLOGY AND CURVATURE MECHANISMS USED IN ROTARY CONTROLLED SYSTEMS

Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры бурения нефтяных
и газовых скважин,
Удмуртский государственный университет

Доможиров Александр Вадимович

магистрант кафедры бурения нефтяных
и газовых скважин,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Аннотация. Бурение горизонтальных скважин является одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и газа, что позволяет увеличить площадь фильтрации пластового флюида за счет длины. Достичь успеха в этой области можно лишь применяя самые передовые технологии бурения. Применение роторных управляемых систем (РУС) позволяет бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем большей протяженностью. Даны рекомендации по выбору роторных управляемых систем для различных задач на основании типа реализуемого механизма искривления.

Ключевые слова: роторные управляемые системы, искривление, ствол скважины, протяженность, долото.

Ivanova Tatyana Nikolaevna

Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Professor of the Department of Oil
and gas drilling,
Udmurt state University

Domozhirov Alexander Vadimovich

Master's Degree in oil and gas drilling,
Udmurt state University
rsg078829@mail.ru

Annotation. Drilling horizontal wells is one of the most promising methods for intensifying oil and gas production, which allows increasing the filtration area of the reservoir fluid due to the length. Success in this area can only be achieved by using the most advanced drilling technologies. The use of rotary controlled systems (ROS) allows you to drill flat and horizontal wells with a smooth passage of greater length. Recommendations are given for selecting rotary control systems for various tasks based on the type of curvature mechanism being implemented.

Keywords: rotary steerable system, the curvature of the wellbore, the length of the chisel.

Наибольшее распространение при наклонно-направленном бурении получили системы с управляемым двигателем и роторные управляемые системы. Критерии выбора систем бурения, следующие: механическая скорость проходки, реализация искривления в соответствии с проектом, качество ствола скважины, эффективная длина горизонтальной секции, безаварийность проходки, стоимость оборудования. Следует отметить, что роторные управляемые системы (РУС) (рис. 1) по сравнению с забойным двигателем позволяют:

- увеличить механическую скорость бурения на 20–30 %,
- при увеличении темпа набора кривизны обеспечивают существенную экономию времени бурения;
- за счет качественного пробуривания ствола, все колонны заканчивания спускаются без происшествий;
- глубже проникают в объект, что повышает дебиты добычи.

Роторные управляемые системы подразделяются по типу реализуемого механизма искривления на три группы: механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекаса долота, механизм фрезерования стенки и механизм совместного фрезерования и перекаса долота (гибридные) [1–5].

РУС, реализующая механизм фрезерования стенки «Push the bit», предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия (рис. 1). В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте Рот появляется в результате выдвижения лопаток 2, осуществляющих давление на стенку скважины с усилием P_p . Привод лопаток 2 гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка 2, проворачиваясь и находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка 2 нажимает на верхнюю часть ствола, направляя долото 1 в требуемом направлении. Долото 1 обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением.



Рисунок 1 – Роторная управляемая система перед спуском в скважину

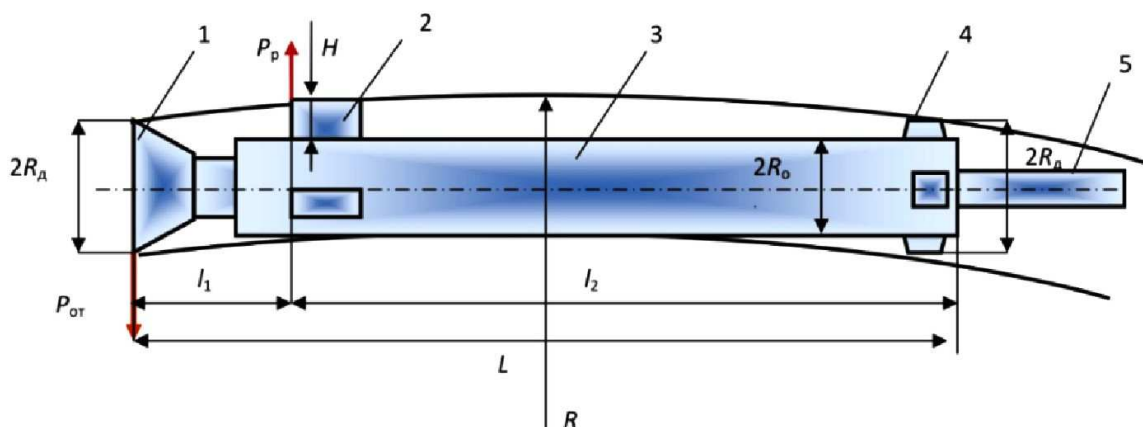


Рисунок 1 – РУС с радиальным смещением долота:
1 – долото, 2 – лопатки, 3 – корпус, 4 – верхний стабилизатор, 5 – труба

Радиус кривизны ствола скважины, реализуемый РУС с радиальным смещением долота, из условия вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины без деформирования корпуса можно определить из формулы

$$R = \frac{l_1 l_2}{2 \left[H - (R_d - R_o) + \frac{l_1 (R_d - R_c)}{L} \right]}, \tag{1}$$

где R_d – радиус долота, H – выход лопатки из корпуса, R_c – радиус стабилизатора.

Выражение (1) позволяет определить минимальные значения радиуса кривизны и интенсивности искривления ствола. Например, для РУС $R_d = 147,65$ мм, $R_o = 122$ мм, $R_c = 140$ мм, $l_1 = 0,7$ м, $l_2 = 2,5$ м при выдвигении лопатки на расстояние $H = 26,75 \dots 30$ мм позволяют определить значения радиусов кривизны, которые будут изменяться от 152 до 350 м.

Отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования РУС, будет зависеть от размеров и давления промывочной жидкости в дроссельно-циркуляционной системе отклонителя и определяется

$$P_{от} = \frac{P_p l_2}{2L} = \frac{\rho_{ж} S_{п} L_2}{2L}, \tag{2}$$

где $\rho_{ж}$ – давление промывочной жидкости в гидрокамере над выдвигимым башмаком, МПа; $S_{п}$ – площадь выдвигимой лопатки со стороны гидрокамеры, м²; L – длина РУС, м; l_2 – расстояние от выдвигимой лопатки до стабилизатора отклонителя.



В РУС, реализующих механизм перекоса долота (point the bit), используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины (рис. 2). В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом. Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который в обратном направлении вращается с той же скоростью, что буровая колонна. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

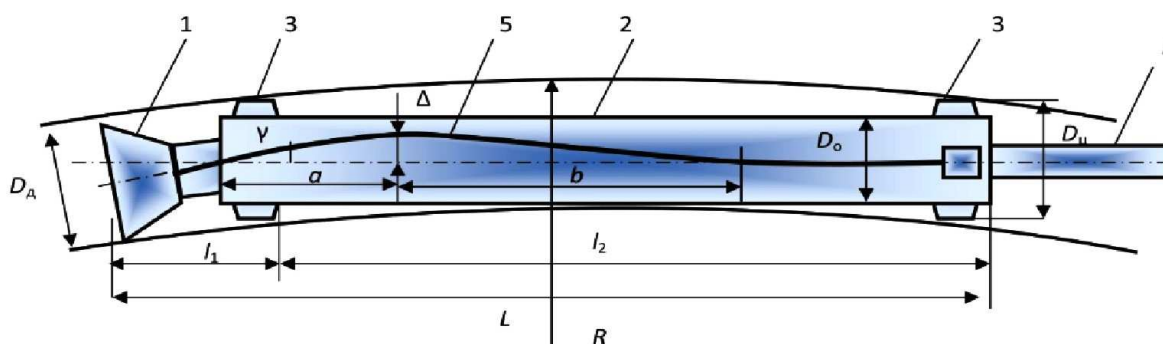


Рисунок 2 – РУС с изменением направления перекоса долота:
1 – долото, 2 – корпус, 3 – стабилизатор, 4 – труба, 5 – вал отклонителя

Радиус искривления скважины, РУС с изменением перекоса долота, при отсутствии деформации корпуса, определяется выражением:

$$R = \frac{L}{2 \sin \left(\left(\frac{3\Delta \left(1 - \frac{b}{l_2} \right)^2}{\left[\frac{a}{l_2} \right]^3 b} \right)^{1/2} - \left(\arctg \frac{D_Д - D_Ц}{2l_1} \right) \right)}, \tag{3}$$

где $D_Д$ – диаметр долота, $D_Ц$ – диаметр стабилизатора, D_0 – диаметр корпуса.

Для системы Geopilot, имеющей следующие параметры: $a = b = 2,25$ м; $l_1 = 0,8$ м; $l_2 = 4,5$ м; $D_0 = 244$ мм, значения радиусов искривления при бурении долотом диаметром 295,3 мм и различных прогибах вала отклонителя приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Расчетные данные радиуса искривления РУС Geopilot

Диаметр центратора $D_Ц$, мм	244		280			
Прогиб вала Δ , мм	5	6	2	3	4	5
Угол перекоса	2,18	2,62	0,87	1,31	1,75	2,18
Радиус искривления R, мм	438	194	475	200	126	93

На механизме искривления основанного на асимметричном разрушении забоя, вследствие перекоса породоразрушающего инструмента основаны роторные управляемые системы типа «Point the bit». Интенсивность искривления скважины задается конструктивными размерами РУС и диаметром скважины, отклоняющая сила на породоразрушающем инструменте отсутствует. Такие РУС менее нагружены и деформированы, конструктивно более простые, в работе надежны, отличаются возможностью прогнозировать интенсивность искривления с высокой точностью. Процесс искривления ствола скважины вследствие асимметричного разрушения забоя при отсутствии отклоняющей силы на долоте имеет следующие положительные стороны:

1. Улучшение условий работы опор и вооружения долот, повышение их стойкости и снижение темпа износа калибрующего вооружения долота в результате отсутствия действия поперечной отклоняющей силы.
2. Лучшее использование энергетических параметров забойных двигателей, за счет максимальной передачи развиваемых ими мощности и вращающего момента для разрушения горных пород на забое.
3. Возможность бурения при повышенных осевых нагрузках на долото, что позволяет повысить скорость бурения.



4. Имеется возможность искривления скважины с высокой скоростью бурения, так как интенсивность искривления в данном случае не зависит от скорости фрезерования, механической скорости бурения и параметров режима бурения.

Однако процесс искривления только под действием неравномерного разрушения забоя имеет такой недостаток как ограниченная интенсивность искривления ствола, что увеличивает интервал бурения и объем работ с отклоняющей КНБК.

На механизме искривления реализуемого за счет фрезерования стенки скважины основана роторная управляемая системы типа «Push the bit». Преимуществом искривления скважины вследствие фрезерования стенки ствола скважины состоит в значительном увеличении интенсивности искривления скважин, что позволяет сократить интервал бурения и объем работ с отклоняющими КНБК. В то же время, процесс набора кривизны фрезерованием существенно ограничивается величиной скорости бурения. Так, например, высокая скорость бурения приведет к ограничению или даже полному устранению процесса искривления ствола скважины. Оптимальной скоростью бурения, при которой реализуется эффективное искривление, за счет фрезерования стенки скважины является скорость 0,8 – 1,0 м/ч. Соотношения скорости фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубления забоя в процессе набора кривизны фрезерованием с интенсивностью 0,5; 1,0; 1,5 и 2^о на 10 м проходки составят соответственно 0,0044; 0,0087; 0,0131 и 0,0174. Эти соотношения скоростей фрезерования и углубления забоя независимо от величин отклоняющей силы и осевой нагрузки на долото и др. факторов являются предельными. Располагая значением скорости бурения в процессе искривления скважины можно рассчитать предельное значение скорости фрезерования стенки скважины. Это будет характерно для операций забурирования нового ствола, исправление уже искривленного ствола.

Для любой отклоняющей компоновки, реализующей совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя, 83 % от возможного приращения искривления ствола может быть достигнуто вследствие фрезерования стенки скважины и 17 % – вследствие неравномерного асимметричного разрушения забоя. Если в процессе бурения отклонитель будет упруго деформирован, то доля искривления ствола скважины в результате неравномерного разрушения забоя уменьшится и при определенном значении станет равной нулю, а доля искривления за счет фрезерования стенки ствола, наоборот, увеличится и достигнет 100 %. При дальнейшем повышении прогиба отклонителя будет иметь место перекос долота в обратную, от направления действия отклоняющего усилия, сторону, что приведет к снижению интенсивности набора кривизны. Отклоняющая сила возрастает при увеличении жесткости буровых труб, устанавливаемых над кривым переходником и забойным гидродвигателем, при использовании кривых переводников с большими углами перекоса осей резьбовых соединений.

Исходя из полученных данных, можно сделать рекомендации по выбору роторной управляемой системы:

– Для забурирования дополнительных стволов с искусственных забоев целесообразно применить роторную управляемую систему, реализующую механизм фрезерования стенки, в силу высокой интенсивности набора кривизны, осуществляемого данным механизмом. Например, система Power Drive Xtra компании Schlumberger.

– При переходе из вертикального участка скважины в горизонтальный, или при переходе из наклонного ствола в горизонтальный существует необходимость осуществить значительный набор кривизны в пределах определенного, локального участка скважины. Для решения этой задачи оптимальным выбором является роторная управляемая система реализующая механизм набора кривизны за счет фрезерования стенки, так как такая система позволяет осуществить набор кривизны с высокой интенсивностью. Например, система Auto Trak компании BakerHughes.

– Если стоит задача плавного и контролируемого набора кривизны, то наилучшим выбором станет система реализующая механизм асимметричного разрушения горной породы вследствие перекоса долота. Системы реализующие перекос долота являются более контролируруемыми, так как отсутствует зависимость от скорости фрезерования и механической скорости бурения. Например, система Geo-Pilot от компании Sperry-Sun.

– При проводке горизонтального участка скважины необходима точность, скорость и контролируемость бурения. Роторные управляемые системы, реализующие механизм асимметричного разрушения горной породы вследствие перекоса долота являются оптимальным выбором в данной ситуации. Это позволяют системы EZ-Pilot компании Sperry-Sun, инновационная система Revolution компании Weatherford.

– Технологии направленного бурения применяются не только для осуществления набора кривизны или для бурения горизонтальных скважин, но и для бурения вертикальных стволов. Так роторные управляемые системы активно применяются для поддержания вертикальности ствола в процессе бурения. Примером такой роторной управляемой системы является системы Power Drive Xseed и Power V компании Schlumberger.



Литература

1. Официальный сайт компании «Weatherford». – URL : www.weatherford.ru
2. Официальный сайт компании «Schlumberger». – URL : www.slb.ru
3. Официальный сайт компании «Halliburton». – URL : www.halliburton.ru
4. Официальный сайт компании «BakerHughes». – URL : www.bakerhughes.com
5. Акбулатов Т.О. Роторные управляемые системы : учебное пособие / Т.О. Акбулатов, Р.А. Хасанов, Л.М. Левинсон. – Уфа : УГНТУ, 2006.

References

1. Official website Weatherford's. – URL : www.weatherford.ru
2. Official website of Schlumberger. – URL : www.slb.ru
3. Official website of Halliburton. – URL : www.halliburton.ru
4. Official website of BakerHughes. – URL : www.bakerhughes.com
5. Akbulatov T.O. Rotary controlled systems : a textbook / T.O. Akbulatov, R.A. Hasanov, L.M. Levinson. – Ufa : USTU, 2006.



УДК 622.692.4:691.12

ФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



FRactal ANALYSIS FOR MODES OF THE FIELD PIPELINES

Исмаилов Р.А.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
id.yug2016@gmail.com

Аскерова Р.И.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аннотация. В статье обосновано применение фрактального анализа для диагностирования жидких включений в газовых потоках в промысловых газопроводах. На основе промысловых данных были построены расходные характеристики для выкидных линий выборочно взятых скважин и получены соответствующие значения фрактальной размерности методом покрытия. Установлена устойчивая корреляционная связь между изменением фрактальной размерности и наличием жидких включений в составе газовых потоков.

Ключевые слова: газопровод, жидкие включения, расходная характеристика, фрактальная размерность.

Ismayilov R.A.

Azerbaijan State University of Oil and Industry
id.yug2016@gmail.com

Askerova R.I.

Azerbaijan State University of Oil and Industry

Annotation. The article substantiates the use of fractal analysis for diagnosis of fluid inclusions in the gas flow in industrial pipelines. Based on field data was constructed for the flow characteristics of the discharge lines of selected boreholes and obtained corresponding values of the fractal dimension by the method of coating. Established correlation between changes in fractal dimension and the presence of fluid inclusions in the gas flows.

Keywords: pipeline, liquid inclusions, the flow characteristic, fractal dimension.

Как известно, продукция скважин по шлейфам (выкидным линиям) транспортируется до групповых сборных пунктов (ГСП). При этом возможны различные осложнения: в связи с механическим истиранием внутренней поверхности труб частицами породы, выносимыми потоком газа из скважины; коррозионным разрушением металла труб из-за наличия в потоке углекислого газа, сероводорода, минерализованной воды, остаточных продуктов кислотной обработки скважин; накоплением жидкости (воды и конденсата) и гидратообразования [1].

К тому же саму продукцию скважин можно охарактеризовать как гетерогенную систему, проявляющую ярко выраженные неравновесные свойства [1, 2]. Учитывая также осложнения, возникаемые непосредственно в системе пласт-скважина, работу промысловых трубопроводов можно рассматривать как стохастический процесс.

Вышесказанное отражается на динамике изменения основных газодинамических параметров (давлений и расходов), которые регистрируются на пунктах замера.

Важнейшей задачей является возможность диагностирования вышеперечисленных осложнений в выкидных линиях на начальном этапе их возникновения и проведения адекватных инженерно-технических мероприятий с целью своевременной их ликвидации и снижения потерь в системе сбора газа на промыслах.

Анализ временных рядов для давлений и дебитов скважин показывает их сильно изменчивый характер ввиду большого числа случайных факторов, влияющих на режимы работы промысловых трубопроводов. Таким образом газодинамические процессы, протекающие в системе пласт – скважина – выкидная линия – газосборный пункт характеризуются как неоднородные, неравновесные и стохастические процессы. К исследованию такого рода процессов эффективно применяются методы фрактальной геометрии [3, 4, 5].

В настоящей работе рассмотрена реальная система сбора газа на примере Гарадагского газонефте-конденсатного месторождения. Для исследования были взяты скважины № 70, № 78 и № 115. Продукция по выкидной линии от каждой скважины транспортируется до ГСП. Для каждой скважины выбраны следующие основные технологические показатели: дебит газа; выход конденсата; давление после штуцера и давление на выходе выкидной линии. Ставится задача о возможности диагностирования степени наличия жидких включений (конденсата) по фрактальным характеристикам расходных характеристик трубопровода (выкидной линии) $Q-\Delta P$; $Q-\Delta P^2$ и $Q^2-\Delta P^2$. С этой целью на основе реальных промысловых данных были составлены выборки для дебита газа (Q), давления газа после штуцера ($P_{пш}$) и давления на выходе выкидной линии ($P_{вых}$). Отдельно для каждой скважины были оценены средние значения выхода конденсата. Соответствующие выборки сведены в таблице 1.



Таблица 1 – Технологические показатели скважин Гарадагского ГКНМ

Номер скважины	№	Дебит газа, тыс. м ³	Давление после штуцера, атм	Давление на выходе, атм	Выход конденсата, г/м ³
1	2	3	4	5	6
Скв. № 70	1	363	133,2	129,48	140
	2	366	133,2	130,09	
	3	358	133,2	129,98	
	4	366	132,6	128,76	
	5	353	132,6	128,32	
	6	360	132,6	128,29	
	7	345	136,8	132,37	
	8	348	139,2	135,80	
	9	306	135,6	132,55	
	10	290	132,0	128,42	
	11	287	126,6	122,29	
	12	396	124,8	120,81	
	13	372	120,6	116,78	
	14	376	120,6	115,72	
	15	374	123,0	118,43	
	16	328	129,0	124,51	
	17	317	130,8	126,01	
	18	375	125,4	121,31	
	19	325	122,4	119,39	
	20	273	129,6	125,75	
	21	330	120,6	116,40	
	22	290	117,0	112,96	
	23	280	118,2	113,82	
	24	274	102,0	98,96	
Скв. № 78	1	373	152,4	147,52	199
	2	366	152,4	147,06	
	3	358	152,4	148,34	
	4	350	151,2	147,02	
	5	350	150,6	146,94	
	6	358	150,6	146,08	
	7	368	150	147,11	
	8	375	147	144,42	
	9	386	145,2	143,59	
	10	470	141,6	141,25	
	11	471	140,4	136,85	
	12	473	141,6	134,62	
	13	474	138	135,81	
	14	465	136,8	134,97	
	15	450	135,6	131,91	
	16	445	174	131,51	
	17	430	130,2	169,02	
	18	418	141,6	126,38	



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Скв. № 78	19	388	136,8	137,93	199
	20	390	133,2	131,61	
Скв. № 70	21	421	133,2	128,53	
	22	419,8	132	126,90	
	23	428	129	124,92	
	24	680	118,8	113,36	
Скв. № 115	1	330	156	151,26	148
	2	330	156,6	152,55	
	3	331	157,2	155,52	
	4	337	157,2	153,13	
	5	305	157,2	153,13	
	6	207,5	127,2	123,13	
	7	420	126	119,87	
	8	582	123	118,41	
	9	604	121,8	117,88	
	10	580	120	115,42	
	11	625	115,8	110,63	
	12	641	109,2	106,79	
	13	600	111	108,64	
	14	630	108	102,33	
	15	675	98,4	92,73	
	16	693	91,2	85,53	
	17	708	91,2	85,53	
	18	612	123,6	119,2	
	19	610	123,6	117,27	
	20	615	129,6	124,39	
	21	622	115,2	111,51	
	22	639	109,2	107,4	
	23	634	96,6	92,25	
	24	590	97,2	93,3	

На основе данных таблицы 1 были построены расходные характеристики Q-ΔP; Q-ΔP² и Q²-ΔP², произведено для каждой характеристики спрямление в логарифмических координатах ln (1/r)-ln N (рис. 1–6) и оценены значения фрактальной размерности Хаусдорфа аналогично [5]. Вычисленные значения фрактальной размерности для всех построенных расходных характеристик сведены в таблицу 2. Анализ полученных значений фрактальной размерности для расходной характеристики Q-ΔP (табл. 2) показывает, что с увеличением жидких включений (выхода конденсата) фрактальная размерность понижается. Так по скважине № 70 мы имеем самый низкий выход конденсата (140 г/м³), в то время как соответствующее значение фрактальной размерности самое высокое (1,52).

Таблица 2 – Фрактальные размерности расходных характеристик

Номер скважины	Значения фрактальной размерности для расходных характеристик			Выход конденсата, г/м ³
	Q-ΔP	Q-ΔP ²	Q ² -ΔP ²	
Скв. № 70	1,52	1,27	1,27	140
Скв. № 78	1,32	1,28	1,38	199
Скв. № 115	1,41	1,29	1,33	148



Совершенно противоположная картина наблюдается для скважины № 78, где самому высокому значению выхода конденсата (199 г/м³) соответствует низкое значение фрактальной размерности 1,32. Результаты по скважине № 115 также подтверждают установленный выше вывод. Здесь выход конденсата составляет 148 г/м³ (находится в интервале 140–199 г/м³), а соответствующее значение фрактальной размерности составляет 1,41 (находится в интервале 1,32–1,52).

Следует отметить также, что увеличение жидких включений приближает характер течения к условиям жидкостного потока, где зависимость Q-ΔP носит линейный характер. Следовательно, значение фрактальной размерности для этой расходной характеристики с увеличением количества жидких включений в пределе должна стремиться к значению 1, а с уменьшением их количества, должно приближаться к значению 2, что соответствует расходной характеристике чисто газового потока.

Как видно из таблицы 2, полученные результаты для расходной характеристики Q-ΔP хорошо согласуются с закономерностями течения газовых и жидкостных потоков в трубе. Это позволяет установить, на наш взгляд, очень важный вывод о том, что фрактальная характеристика дает нам возможность диагностировать наличие жидких включений в потоке. Сказанное можно сформулировать так, что жидкие включения несут определенное упорядочение в характер изменения расходной характеристики Q-ΔP, в то время как их низкое содержание усиливает неоднородные процессы в трубопроводной системе.

Результаты обработки по расходной характеристике Q-ΔP² показывают, что данная характеристика инерционно устойчива к наличию в потоке жидких включений. Так для всех трех рассматриваемых скважин с различным средним значением выхода конденсата (140; 199; 148 г/м³), значение фрактальной размерности остается практически неизменным (соответственно 1,27; 1,28; 1,29).

Следующая характеристика Q²-ΔP² отражает реальную расходную характеристику газового потока и может быть получена из обобщенной формулы для гидравлического расчета магистрального газопровода [5]:

$$Q = C \left(\frac{P_1^\sigma - P_2^\sigma}{L} \right)^i, \tag{1}$$

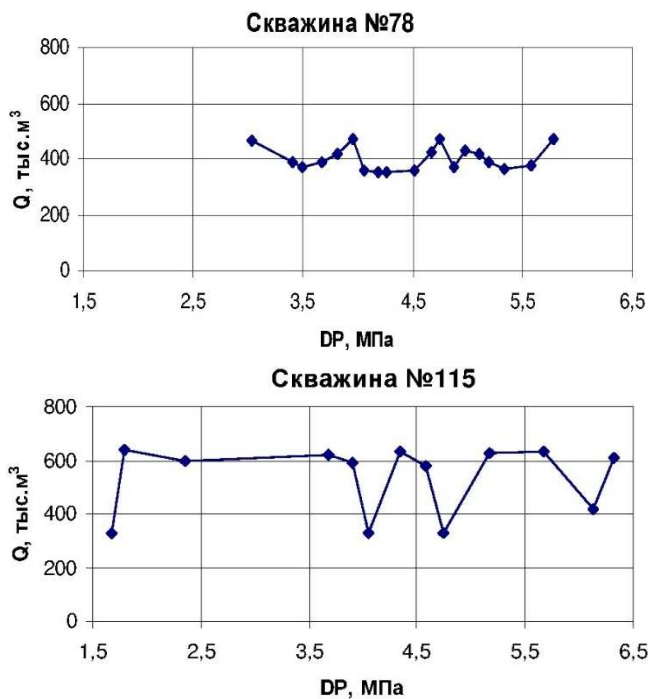
где C – некоторая постоянная величина; σ = 1 + 1/k, k – показатель адиабаты; i – величина, зависящая от гидравлического режима течения потока (для ламинарного режима i = 1; режима квадратического сопротивления по Веймауту i = 1/2; турбулентного по Блазиусу режима i = 4/7); P₁ – давление в начале участка газопровода; P₂ – давление в конце участка газопровода; L-длина участка газопровода.

Как видно из соотношения (1), при изотермическом течении (k = 1 и σ = 2) и режима квадратичного сопротивления (i = 1/2), мы получаем расходную характеристику Q²-ΔP². При этом значение σ_i фактически определяет значение фрактальной размерности для этой характеристики, который для случая изотермического течения и квадратичного режима должен быть равным 1(2 · 1/2 = 1). Если учесть, что промышленным трубопроводам характерен режим квадратического сопротивления (i = 1/2), то отклонение значения фрактальной размерности от 1 может быть только связано с увеличением показателя адиабаты (k), что по всей видимости может быть связано с наличием жидких включений в составе потока. То есть, иными словами, по отклонению реальных значений фрактальной размерности от 1 можно было бы диагностировать степень наличия жидких включений в трубопроводе.

Полученные реальные результаты для фрактальной размерности расходной характеристики Q²-ΔP² (табл. 2) показывают, что для всех рассматриваемых скважин мы имеем отклонение от 1 (скважина № 70 – 1,27; скважина № 78 – 1,38; скважина № 115 – 1,33). Причем, как прослеживается из этих данных, меньшему значению содержания жидких включений соответствует меньшее значение фрактальной размерности (скважина № 70), а большему значению содержания жидких включений большее значение (скважина № 78). Эта закономерность сохраняется также для данных по скважине № 115.



Рисунок 1 – Расходные характеристики Q-ΔP для отдельных скважин



Окончание рисунка 1 – Расходные характеристики Q-ΔP для отдельных скважин

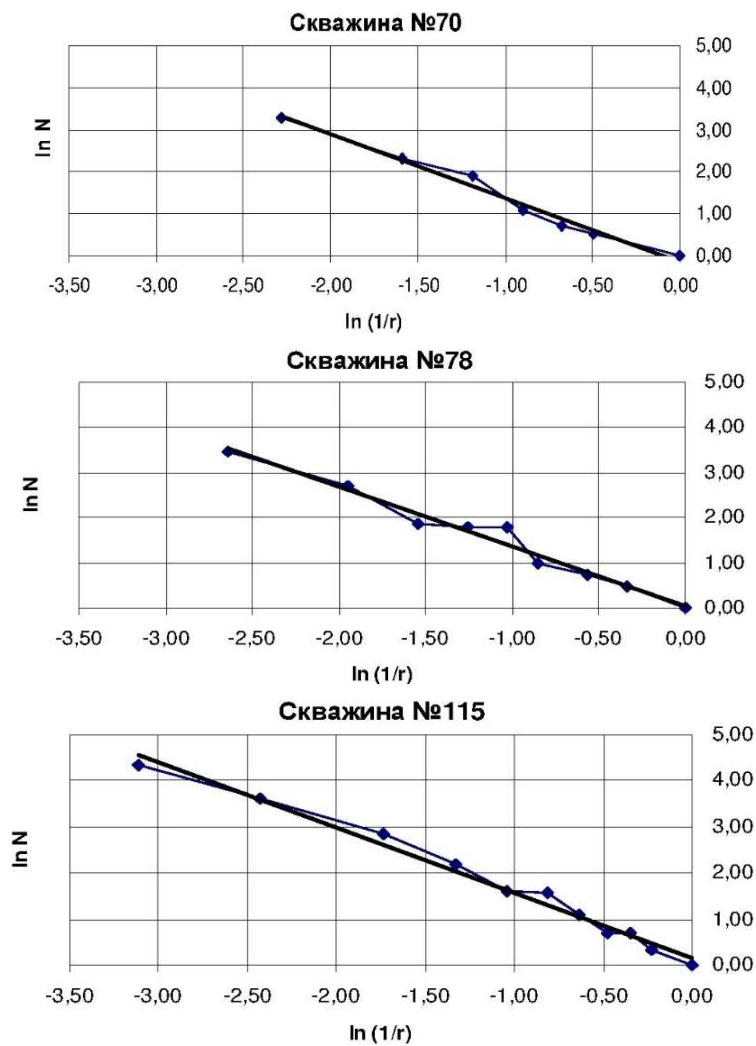


Рисунок 2 – Спряжение в логарифмических координатах для расходной характеристики Q-ΔP

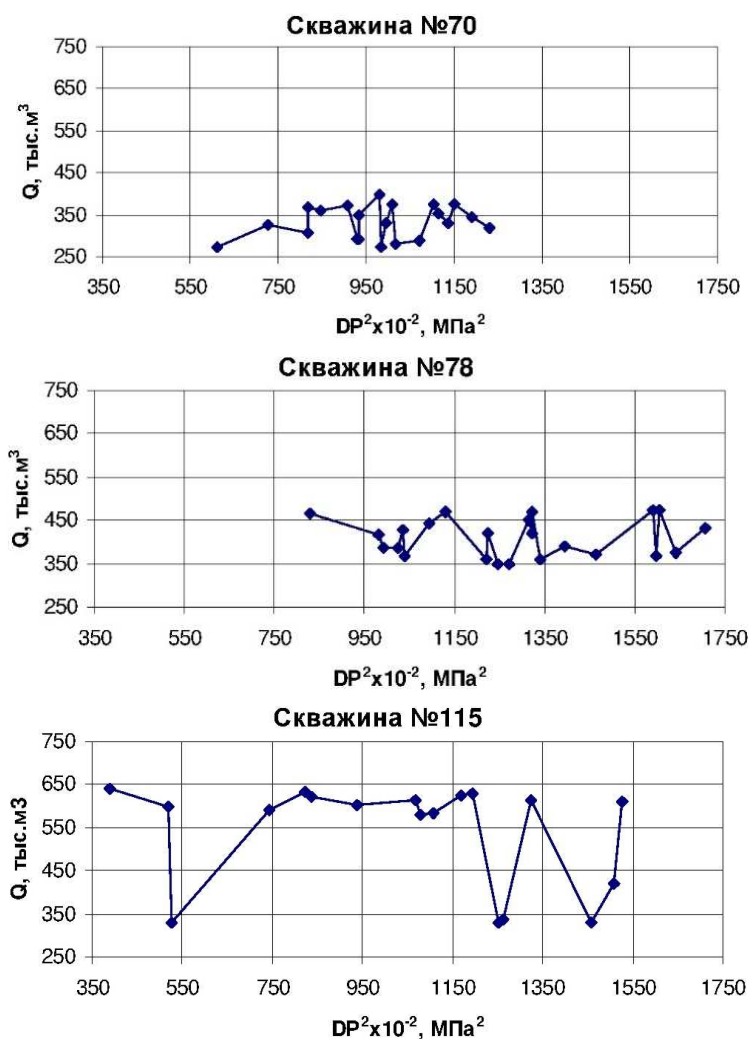


Рисунок 3 – Расходные характеристики Q-ΔP² для отдельных скважин

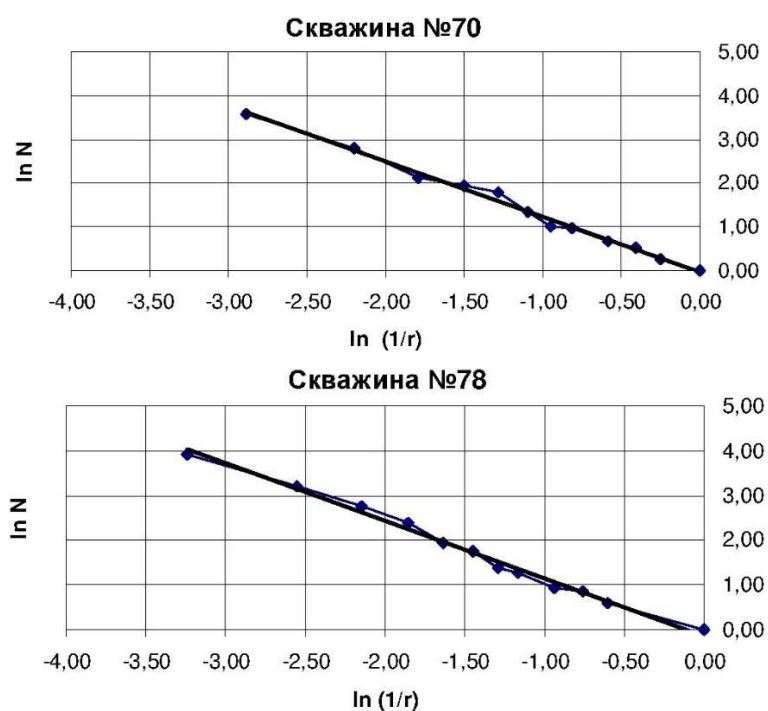
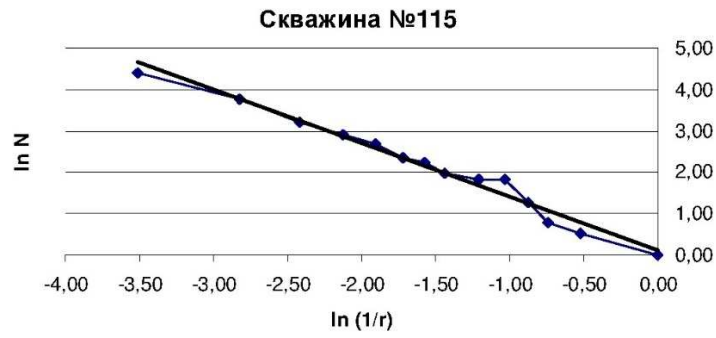


Рисунок 4 – Спрямление в логарифмических координатах для расходной характеристики Q-ΔP²



Окончание рисунка 4 – Спряmlение в логарифмических координатах для расходной характеристики $Q-\Delta P^2$

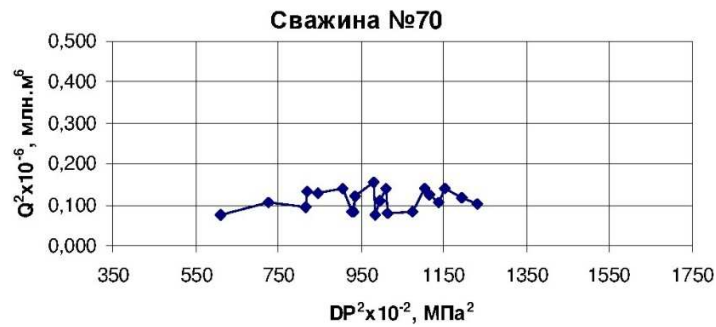


Рисунок 5 – Расходные характеристики $Q^2-\Delta P^2$ для отдельных скважин

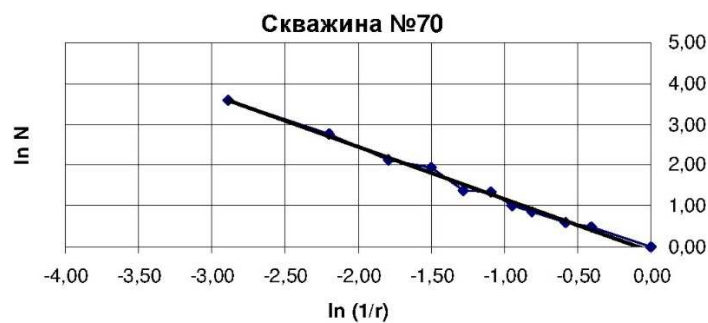
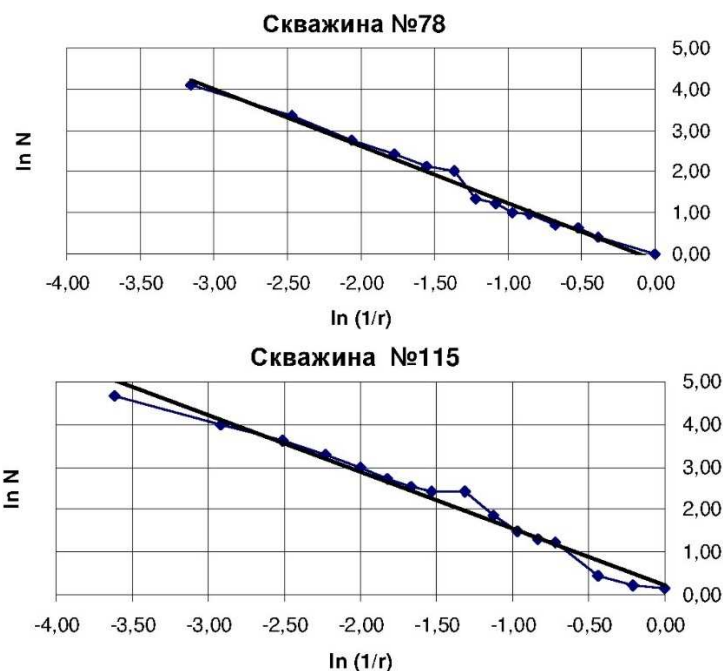


Рисунок 6 – Спряmlение в логарифмических координатах для расходной характеристики $Q^2-\Delta P^2$



Окончание рисунка 6 – Спрямление в логарифмических координатах для расходной характеристики $Q^2-\Delta P^2$

Вышесказанное позволяет заключить, что жидкие включения в составе газового потока влияют на характер адиабатических процессов в трубопроводе и приводят к увеличению показателя адиабаты. А это в свою очередь отражается на отклонении значения фрактальной размерности для расходной характеристики $Q^2-\Delta P^2$ от значения 1.

Выводы

1. Обоснован фрактальный подход к анализу режимов работы промысловых трубопроводов и получены для них расходные характеристики.
2. Установлено, что фрактальная характеристика расходных характеристик тесно связана с реальными адиабатическими и политропическими процессами в промысловых трубопроводах.
3. Показана возможность диагностирования наличия жидких включений в составе потока по значениям фрактальной размерности расходных характеристик промысловых трубопроводов.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. [и др.]. Основы технологии добычи газа. – М. : Недра, 2003. – 880 с.
2. Гужов А.И. [и др.]. Учебное пособие. – М. : Недра, 1978. – 405 с.
3. Федер Е. Фракталы. – М. : Мир, 1991. – 260 с.
4. Саттаров Р.М., Исмаилов Р.А. Применение методов фрактальной геометрии при моделировании движения газа в трубе // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 44–46.
5. Саттаров Р.М., Исмаилов Р.А., Мамедова К.Р. О проявлении фрактальных свойств газов при движении по трубопроводу // Проблеми нафтогазової промисловості : Збірник наукових праць. – Київ, 2006. Випуск 3. – С. 330–337.

References

1. Mirzajanzade A.H. [et al.]. Basics of Gas Production Technology. – М. : Nedra, 2003. – 880 p.
2. Guzhov A.I. [et al.]. Training Manual. – М. : Nedra, 1978. – 405 p.
3. Feder E. Fractals. – М. : Mir, 1991. – 260 p.
4. Sattarov R.M., Ismayilov R.A. Application of methods of fractal geometry at modelling of movement of gas in a pipe // Azerbaijan Oil Industry. – 2007. – № 2. – P. 44–46.
5. Sattarov R.M., Ismayilov R.A., Mamedova K.R. About manifestation of the fractal properties of gases at movement on the pipeline // Problems of the naphtha-gas production. Zbirnik of science prats. – Kiev, 2006. – Vyp. 3. – P. 330–337.



УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ДЕПРЕССИЕЙ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ



TECHNOLOGY OF THE WELL-DRILLING AND WELL-COMPLETION WITH A DRAW-DOWN PRESSURE

Казарян Арташес Гегамович

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университета имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университета имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. Рассмотрен метод бурения «на депрессии», его первое применение, основные преимущества и недостатки, особенности бурового раствора, промывки скважины и герметизированная система циркуляции.

Ключевые слова: бурение на депрессии, промывочная жидкость, герметизированная система циркуляции.

Kazaryan Artashes Gegamovich

Specialist's program's Student,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yuriy Mixajlovich

Candidate of Science, Docent,
Platov South-Russian State
Polytechnic University (NPI)
13050465@mail.ru

Annotation. This article reviewed the underbalanced drilling method, the first-time adoption, advantages and disadvantages of this method, drilling mud and flush the well specifics, circulation sealed system.

Keywords: underbalanced drilling, drilling fluid, circulation sealed system.

Современное бурение нефтяных и газовых скважин требует максимально эффективного достижения результата в минимальные сроки, при наименьших затратах.

Мировая тенденция истощения природных запасов углеводородов требует применения более современной техники и технологии бурения скважин, так как традиционное бурение уже не позволяет в достаточной мере удовлетворять потребности в качестве вскрытия продуктивных пластов.

В этих условиях на замену традиционному бурению «на репрессии» пришло бурение «на депрессии».

Данный метод строительства скважин в последние годы в мировой и Российской буровой практике привлекает к себе огромное внимание и набирает все большие обороты.

Технология состоит в том, что дифференциальное давление в призабойной зоне в системе «скважина–пласт» ниже, чем давление в продуктивном пласте, что не только вызывает приток флюидов с той же степенью эффективности, но и сохраняет естественные для породы коллекторские свойства проницаемости на протяжении гораздо более длительного времени.

Это снижает вероятность поглощения промывочной жидкости, флюидопроявлений, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины. Именно в этом и заключается ее основное отличие от привычного метода бурения.

При традиционном методе бурения (на репрессии) давление жидкости в скважине выше пластового, поэтому буровой раствор уходит в трещины пород и частично блокирует поступление нефти в скважину.

При поглощении раствора породой продолжать буровые работы невозможно – промывочная жидкость уходит в трещины, теряется сигнал геонавигационного оборудования, происходит нагрев долота.

Именно проблема с поглощением бурового раствора решается методом бурения на депрессии.

Конечно, понижение давления в большинстве случаев создается искусственным путем при инжекции газа в циркуляционную систему. Для этих целей используют азот, который доступен и транспортабелен.

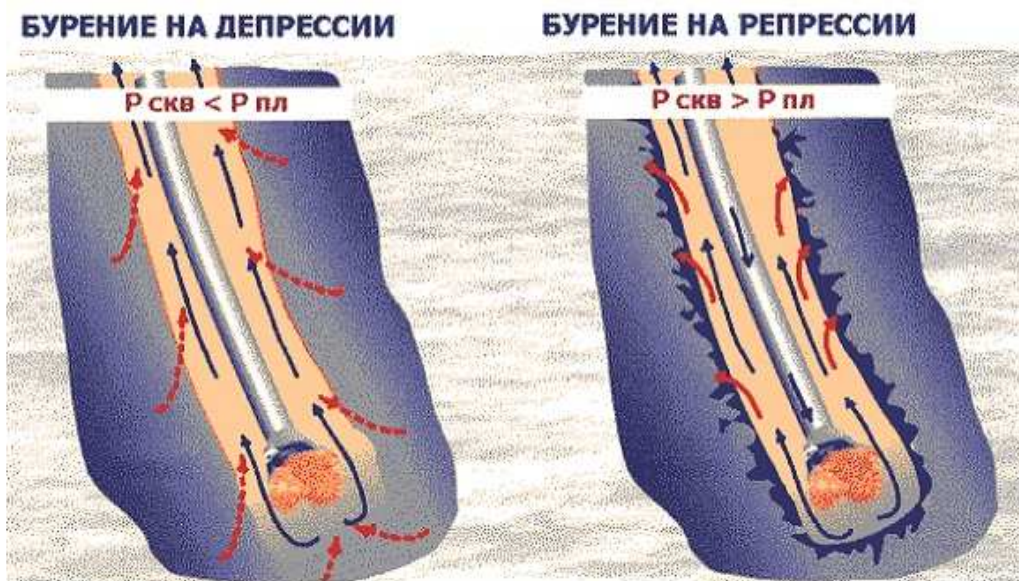
Впервые этот метод применили в 50-х годах XX века на месторождениях Ставропольского края. Во всех испытаниях были получены положительные результаты вскрытия продуктивных пластов.

Метод на основе депрессии в системе «скважина–пласт» показал свои основные преимущества по сравнению с привычным бурением. Он позволяет:

- минимизировать загрязнение пласта, в том числе призабойную зону пласта;
- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока в связи с минимизацией повреждения коллекторов;
- увеличить показатель проходки на долото и механическую скорость бурения в связи со снижением унетающего давления на забой скважины;



- снизить отрицательное воздействие бурового раствора на его коллекторские свойства;
- снизить затраты времени и расхода материала на борьбу с осложнениями и авариями;
- обеспечить полную экологическую безопасность вскрываемых коллекторов и окружающей среды.



Недостатком является относительно быстрое снижение дебита.

Буровым раствором при данном бурении могут быть обычный буровой раствор, вода, растворы на основе углеводородных соединений, азириванные флюиды (буровой раствор или пены), сжатый воздух.

Для очистки скважины применили естественный газ, водный раствор хлорида кальция, полимер-солевой раствор без твердой фазы, малоглинистый полимерный раствор.

При промывке скважины может достигаться максимальная депрессия на продуктивный пласт до 7,0 МПа. Избыточное давление на устье не должно превышать 14,0 МПа.

При бурении на депрессии применяется герметизированная система циркуляции, (в дальнейшем- ГСЦ) обеспечивающая автоматическое регулирование заданного избыточного устьевого давления и отбор проб промывочной жидкости, выходящей из кольцевого пространства скважины.

Предусматривается применение сепараторов для регулирования давления в ГСЦ при промывке скважины в условиях дегазации, очистки и регенерации промывочной жидкости.

За параметрами процесса промывки скважины на входе и выходе из скважины осуществляется непрерывный контроль.

Технология бурения на депрессии с использованием ГСЦ происходит по схеме, приведенной на рисунке 1.

Выходящая из скважины 14 промывочная жидкость через задвижки устьевого крестовины выкидной линии и отводной обратный клапан 11 поступает в герметизированный циклонный сепаратор 1 высокого давления, где происходит отделение шлама. Из сепаратора 1 жидкость с газом поступает в емкость 2 авторегулирования устьевого давления.

В емкость 2 из баллонов 5 подается инертный газ, который занимает объем 8 с избыточным давлением p_1 , равным избыточному давлению на устье скважины 14. Уровень промывочной жидкости контролируется системой автоматики 3, 4, 7, 22, 23. При проявлении из пласта объем газированной жидкости в емкости авторегулирования увеличивается и уровень ее поднимается. Объем газа 8 уменьшается, а давление его возрастает и передается на устье. Увеличение устьевого давления передается на забой скважины, и приток флюида из пласта прекращается.

В ГСЦ предусматриваются контроль и регистрация расхода и давления промывочной жидкости 12 и 6 в нагнетательном манифольде и на выходе из скважины. Сброс шлама из сепаратора 1 и избытка промывочной жидкости в амбар 19 осуществляется через задвижки 20, а сброс газа через ДЗУ 4 – на факельную линию. Устье скважины 14 по трубопроводам 15 и 17 обвязывается с выкидной линией аварийным и рабочими отводами и стандартным блоком дросселирования 18. Линия 16 служит для долива скважины. Промывочная жидкость из емкости 2 поступает через ДЗУ 22 на прием буровых насосов по трубопроводу 21. Предусмотрен также сброс жидкости в емкости 10 стандартной циркуляционной системы через ДЗУ 23. На устье скважины вместе с ПВО устанавливается вращающийся превентор 13. Дозирующий насос 9 служит для ввода под давлением во всасывающую часть ГСЦ необходимых химических реагентов.

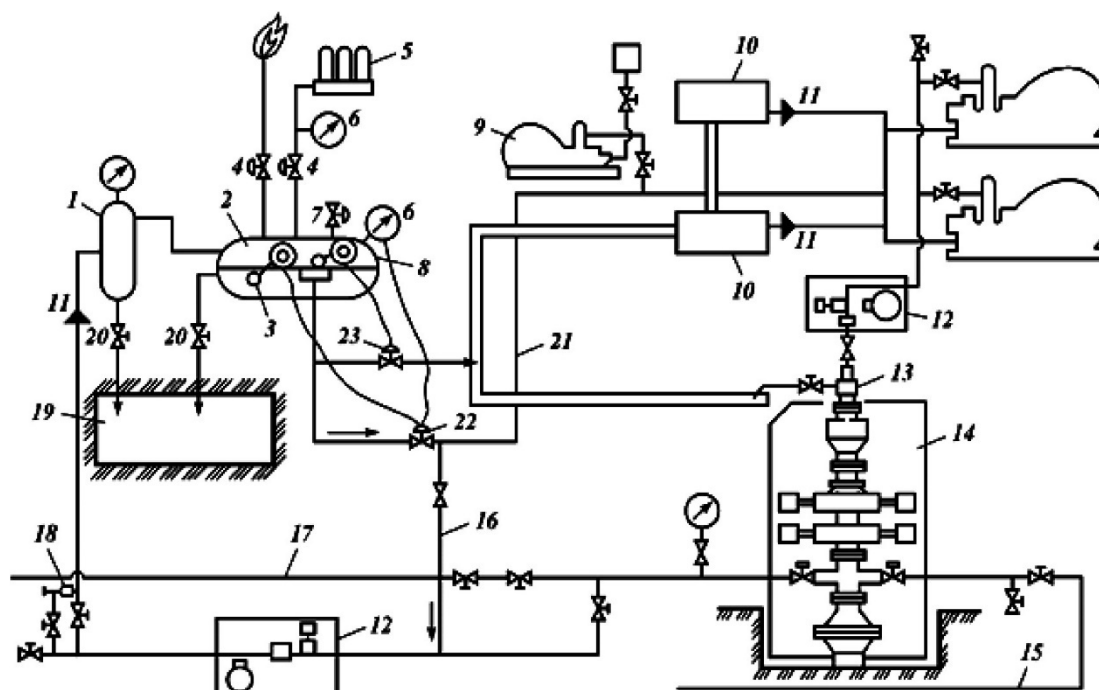


Рисунок 1 – Принципиальная схема замкнутой герметизированной системы циркуляции при бурении на депрессии

Кроме депрессивного бурения, новой технологией для России следует считать колтюбинговое бурение (использование гибких непрерывных труб, которые заменяют традиционные сборные бурильные трубы при работах в скважине). Преимущества отдельных технологий колтюбингового бурения и бурения при отрицательном дифференциальном давлении – при совместном применении обеспечивают высокую эффективность процесса бурения.

Выполненный анализ по обобщению промыслового материала и изложенных в технической литературе данных по технологии бурения на депрессии позволяет сделать выводы о том, что предлагаемая технология имеет существенные преимущества перед традиционным репрессивным бурением.

За годы применения, бурение на депрессии показало свою высокую эффективность. На сегодняшний день оно является перспективным и стремительно развивающимся направлением в бурении скважин на нефть и газ.

Литература

1. Крысин Н.И., Крапивина Т.Н. Повышение скоростей бурения и дебитов скважин разработкой и совершенствованием составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. – Пермь : Издательство ПНИПУ, 2016.
2. Тагиров К.М., Нифантов В.И., Гноевых А.Н., Рябоконт А.А. Технология углубления скважин в условиях АВГД на депрессии с целью повышения эффективности геологоразведочных работ // Бурение скважин на депрессии и репрессии [<https://neftegaz.ru>]. – URL : <https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-na-depressii-i-repressii/>

References

1. Kry`sin N.I., Krapivina T.N. Drilling rate and well rate improving by creating and development of drilling muds composition, technology and technical equipment for productive reservoirs drilling-in and completion. – Perm : publishing house PNIIPU, 2016.
2. Tagirov K.M., Nifantov V.I., Gnoevyh A.N., Ryabokon A.A. Technology of underbalanced well deepening under the conditions of abnormal formation pressure with the purpose of improvement of geological exploration works efficiency // Underbalanced and overbalanced well drilling [<https://neftegaz.ru>]. – URL : <https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-na-depressii-i-repressii/>



УДК 004.67

СБОР ДАННЫХ ИЗ ФАЙЛОВ EXCEL И WORD

•••••

COLLECT DATA FROM EXCEL AND WORD FILES

Капитонов Владимир Алексеевич

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

Аннотация. Проведение анализа причин возникновения осложнений при бурении скважин требует сбора информации из различных источников, включая файлы Excel и Word. Данная задача решается с помощью интегрированной среды разработки Visual Basic for Application (VBA), встроенной в офисные приложения. В статье рассмотрено какие данные встречаются в суточных сводках по бурению. Предложен алгоритм для автоматизации сбора данных из файлов excel. Коротко рассмотрено как из кода приложения Excel можно получить доступ к объектной модели Word. Даны ссылки на литературу и статьи интернета.

Ключевые слова: структура данных, автоматизированный сбор данных, раннее связывание, позднее связывание, GetOpenFilename, заливка ячеек цветом.

Kapitonov Vladimir Alekseevich

Ph.D., Associate Professor of Oil
and Gas Wells Drilling Department,
Samara State Technical University
KapitonovVA@gmail.com

Annotation. An analysis of the causes of complications during well drilling requires the collection of information from various sources, including Microsoft Excel and Microsoft Word files. This problem is solved by use of an integrated development environment Visual Basic for Application (VBA), which is built into the Microsoft Office applications. The types of data found in daily drilling reports are reviewed in the article. An algorithm for automation of data collection from Microsoft Excel files is proposed. It is briefly reviewed how to access the Microsoft Word object model from the code of the Microsoft Excel application. Literature and Internet articles references are given.

Keywords: data structure, automated data collection, early binding, late binding, GetOpenFilename, cell shading.

Бурение скважин сопровождается подготовкой различной документации: проект на бурение скважины, план-программа бурения, рабочая программа по буровым растворам и рабочая документация других сервисных направлений, суточные сводки супервайзера и сервисных подрядчиков, дело скважины и т. д. Перечисленные документы подписываются разработчиками и согласующими, после чего утверждаются заказчиком. Электронный формат перечисленной документации представлен файлами word и excel.

В настоящее время в нефтяных компаниях существуют базы данных, в которых размещается большинство рабочей документации: программы, сводки, акты. В то же время имеются ранее пробуренные скважины, данные по которым ещё не заполнялись в базу данных, а также суточные сводки сервисных подрядчиков могут содержать более полную информацию. В связи с чем, вопрос по сбору данных из файлов excel и word является актуальной задачей.

Пример суточной сводки сервисного подрядчика по буровому раствору приведён на рисунке 1.

При выполнении анализа по одной или нескольким скважинам возникает вопрос, связанный со сбором информации из большого количества файлов, если это делать «вручную», то тратиться много времени. Одним из доступных средств автоматизации является интегрированная среда разработки Visual Basic for Application (VBA).

Для перехода из окна приложения excel или word в редактор Visual Basic Editor (VBE) достаточно нажать комбинацию клавиш Alt+F11 или выбрать на ленте «Разработчик» – «Visual Basic». С основными принципами программирования на языке VBA можно познакомиться в источниках [1, 2, 3].

Перед тем как рассматривать код на языке программирования, обратим внимание на структуру данных, встречающихся в суточных сводках (рис. 2).

Как видим данные могут находиться в одной ячейке, например, дата составления сводки. Также может быть перечень данных, который остаётся одинаковым во всех сводках, но может отличаться на разных скважинах, например, перечень израсходованных химических реагентов. Ещё возможен перечень, количество позиций в котором меняется в каждой сводке – перечень с описанием работ. Сразу уточним, что далее будет рассмотрен самый простой случай – извлечение единичных данных.



Рисунок 1 – Пример суточной сводки по буровым растворам

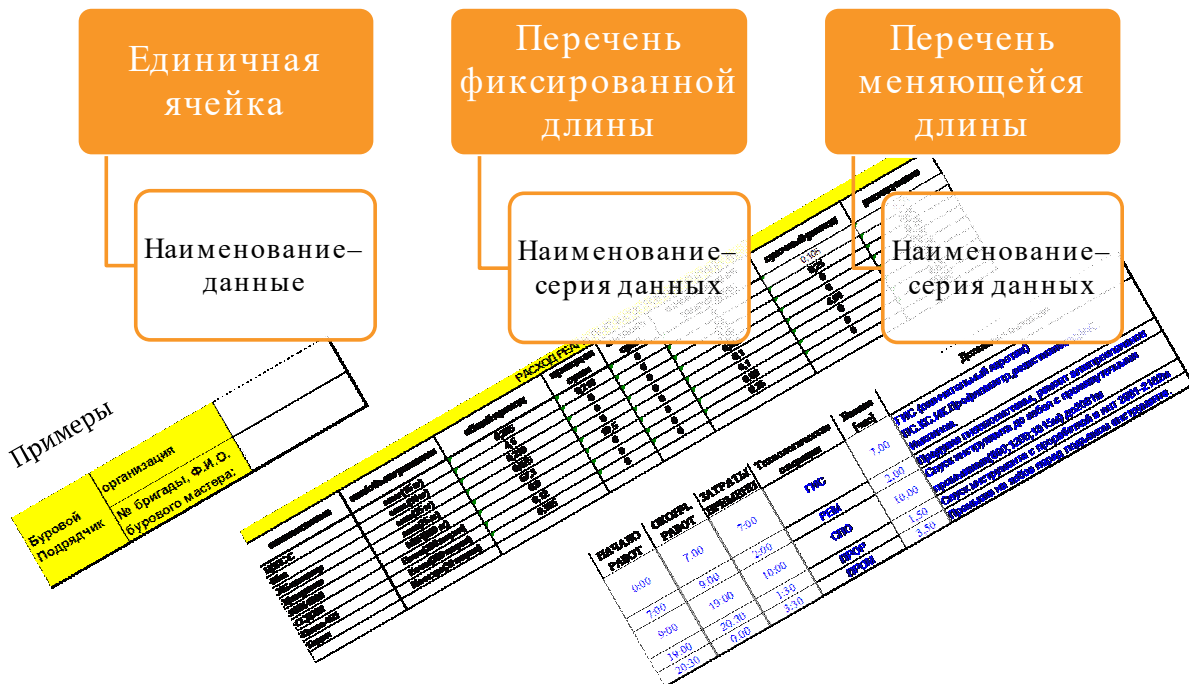


Рисунок 2 – Структура данных, встречающихся в суточных сводках

Т. к. в общем случае структура суточных сводок может меняться и ячейки, из которых надо извлечь данные, могут иметь различные адреса, то предлагается для нахождения требуемой ячейки сначала выполнять поиск на листе excel наименования параметра (аналогично поиску при нажатии комбинации клавиш Ctrl+F). Например, если мы хотим считать значение плотности бурового раствора, то сначала надо на листе excel найти «плотность», затем указать на какое количество ячеек требуется сместиться от найденной ячейки, для попадания в ячейку со значением, которое надо считать. Так, если искомое наименование параметра «плотность» находится в ячейке A57, а его значение в ячейке D58, то чтобы попасть в ячейку, из которой нужно считать данные, надо сместиться от найденной ячейки вправо на 2 (рис. 3).



	В	С	Д	Е
51	ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА ПО ПРОГРАММЕ			
52	плотность раствора, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	PV, мПа·с
53	1,40 ±0,02	40-65	3,5-4,5	20-35
54	ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА НА СКВАЖИНЕ			
55	время	ч:м:с	6.00	12.00
56	глубина	м	273.0	2748
57	температура	°C	15,00	15,00
58	плотность	г/см ³	1,38	1,38
59	усл.вязк.	сек	49	49
60	СНС 10 с/10 м	фунт/100фу ²	4-6	4-6

Рисунок 3 – Структура данных, встречающихся в суточных сводках

Предлагаемая структура таблицы, содержащая инструкцию по считыванию данных, приведена в табл. 1. На листе excel её нужно располагать горизонтально, в данной статье для удобства восприятия она расположена вертикально.

Таблица 1 – Структура таблицы, задающей что считывать

Наименование результирующей таблицы		рапорты	рапорты
Наименование результирующего столбца		Дата	Скважина
Информация для поиска ячеек для считывания данных	Наименование показателя на рабочем листе	Дата	№ скв.
	Первое смещение считывания данных	вправо	
	На сколько ячеек отстоит ячейка с данными	1	
	Второе смещение считывания данных	вниз	
	На сколько ячеек отстоит ячейка с данными	1	
	Выполнять считывание из фиксированных адресов ячеек (д, н)		
	Адрес ячейки		\$B\$40
	Тип данных (т, ч, д, в)	д	т
	Выполнять перезапись ранее считанных данных (д, н)	н	н
Таблица в Access		raporty	raporty
Столбец в Access		Data	Skvazhina
Порядковый номер таблицы		2	2
Порядковый номер столбца в таблице		2	3

В структуру предлагаемой таблицы с заданием для считывания данных включены альтернативные способы получения данных: через поиск и путём задания фиксированного адреса ячеек. Ещё следует предусмотреть возможность проверки считанных данных, т. к. если суточные сводки заполнялись вручную, то в ячейке с числовым значением могут в конце поставить точку или в качестве дробного разделителя использовать то запятую, то точку и т. д. Также в таблицу с заданием для считывания включена информация для наименования таблиц и столбцов в access. Это станет необходимо, когда объём считываемых данных больше, чем может уместиться на один лист excel либо если требуется группировать данные инструментами, доступными в access.

Цветовые заливки ячеек (см. табл. 1) можно использовать для задания наименования файла с исходными данными после считывания. Удобно в процессе обработки заливать ячейки, которые были найдены и ячейки, из которых были считаны данные. Такие файлы с заливкой можно сохранять в отдельном каталоге, а путь с ссылкой на сохранённые файлы указывать в результирующей таблице. Пример считанных данных приведён в таблице 2.



Таблица 2 – Структура таблицы с результатами считывания данных

Путь к исходному файлу	C:\temp\Суточные рапорта	C:\temp\Суточные рапорта
Имя исходного файла	Рапорт 01.02.2013 г..xls	Рапорт 02.02.2013 г..xls
Дата и время создания исходного файла	18.02.2013 9:18	18.02.2013 9:24
Размер исходного файла	80384	80384
Имя листа исходного файла	Рапорт	Рапорт
Ссылка на сохраненный файл	c:\temp\Суточные рапорта\3332\2013_02_01.xls	c:\temp\Суточные рапорта\3332\2013_02_02.xls
Месторождение	xxx	xxx
Скважина	3332	3332
Дата	01.02.2013	02.02.2013
Плотность, г/см ³	1,23	1,32

Чтобы обрабатывать большое количество файлов, их можно считывать из указанного каталога [4, 5] или выбирать в открывающемся окне [6, 7]. Приведём для примера часть кода, отображающего диалоговое окно для выбора файлов. Для удобства, вначале примеров с кодом приводится описание типов переменных. Также следует сказать, что при наименовании переменных желательно придерживаться соглашения Реддика. Для запуска приведённого кода надо открыть окно VBE, правой кнопкой мыши щёлкнуть на VBAProject (...) и в открывшемся выпадающем меню выбрать Insert – Module. Скопировать приведённый ниже текст и вставить его в окно редактора. Если после вставки русские символы превращаются в «кракозябры», то убедитесь, что при копировании включена русская раскладка «RU».

```
Option Base 1 'Указываем, чтобы индексация
'во всех массивах начиналась с "1"
Sub ReadData()
'Mодуль для считывания данных из суточных сводок
'Наименование книги, из которой запускается макрос
Dim strActiveWorkbooks As String
'Наименование листа, с которого запускается макрос
Dim strActiveWorksheets As String
'Переменные для открытия файлов
Dim strFilt As String
Dim intFilterIndex As Integer
Dim strTitle As String
Dim varFileName As Variant
Dim intFile As Integer
'Переменные для работы с файлами
Dim lngFileCount As Long
Dim strPathForRead As String 'Путь к обрабатываемому файлу
strActiveWorkbooks = ActiveWorkbook.Name
strActiveWorksheets = ActiveSheet.Name
'Настройка списка файловых фильтров
strFilt = " Файлы (*.xls*),*.xls*," & _
" (*.*)*.*)"
'По умолчанию отображается *.xls*
intFilterIndex = 1
'Настройка заголовка диалогового окна
strTitle = "Выберите файлы для считывания"
'Получение имени файла
varFileName = Application.GetOpenFilename _
(FileFilter:=Filt, _
FilterIndex:=FilterIndex, _
Title:=Title, _
MultiSelect:=True)
'Выход, если диалоговое окно не выбрано
If Not IsArray(varFileName) Then
MsgBox "Файлы не выделены"
```



```
Exit Sub
End If
'Выполним перебор выбранных файлов
For lngFileCount = LBound(varFileName) _
  To UBound(varFileName)
  strPathForRead = varFileName(lngFileCount)
  'Полный путь к файлу получен
  MsgBox "Полный путь к " & lngFileCount _
    & " выбранному файлу: " & Chr(10) _
    & strPathForRead
Next lngFileCount
End Sub
```

Обратите внимание, что при закрытии файла excel его надо сохранить в формате с поддержкой макросов.

После того, как мы в переменной strPathForRead получили полный путь к файлу, его надо открыть. Чтобы работать с листами файла excel добавим объявление новых переменных. Напоминаю, что переменные размещаются в начало модуля, а строки ниже приведённого кода с «'Выполняем открытие файла» – в место, где в предыдущем листинге было указано «'Полный путь к файлу получен». Также не забудьте закомментировать функцию MsgBox поставив перед ней апостроф «'».

```
'Блок переменных открываемого, для считывания данных, листа
Dim wbRead As Excel.Workbook
Dim wsRead As Excel.Worksheet
'Выполняем открытие файла
Set wbRead = Workbooks.Open(FileName:= _
  strPathForRead, UpdateLinks:=0)
```

Последнее выполненное действие связано с открытием книги excel, если нам надо считать данные из файлов word, то в макросе excel сначала надо объявить соответствующие переменные. Здесь стоит вспомнить про раннее и позднее связывание [8]. Раннее связывание – это когда сначала задается тип переменной, потом ей присваивается внутренний или внешний объект. Раннее связывание для внешнего объекта можно выполнить только после подключения показанной на рисунке ссылки на библиотеку через главное меню VBA: Tools – References... Для разных версий word ссылка будет отличаться номером.

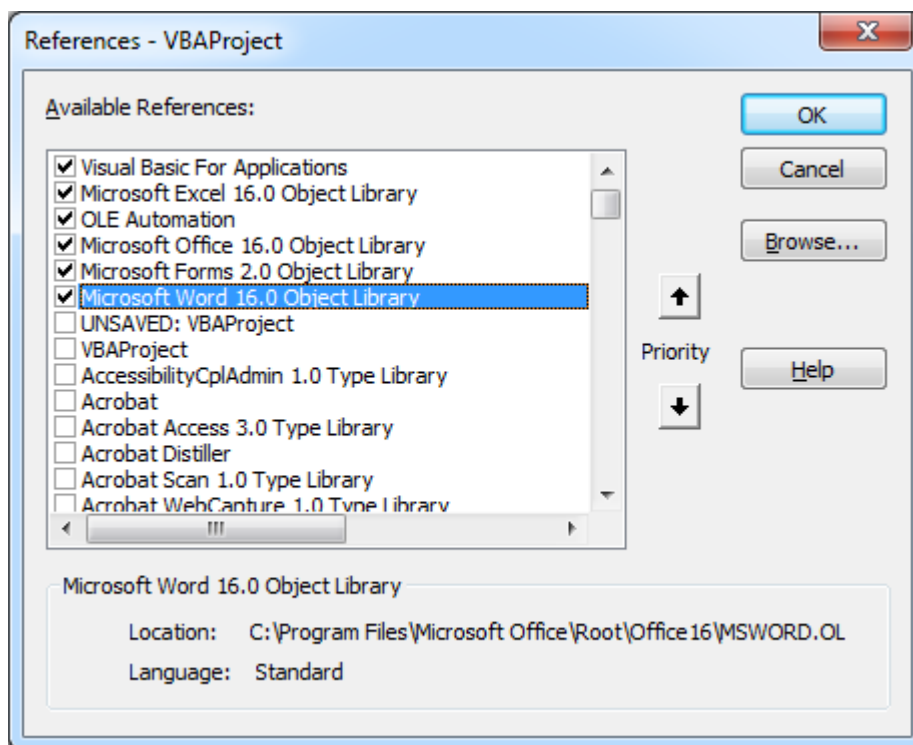


Рисунок 4 – Подключение библиотеки для работы с word из excel



```
'Блок переменных открываемого, для считывания данных, файла
Dim wd As Word.Application
Dim docSource As Word.Document
'Запуск программы "Word" через VBA,
Set wd = CreateObject(Class:="Word.Application")
'Делаем программу Word видимой, чтобы было удобно писать код
wd.Visible = True
```

Главное преимущество раннего связывания заключается в появлении подсказок при написании кода VBA. Лист подсказок отображается автоматически или вызывается сочетанием клавиш «Ctrl+Пробел» или «Ctrl+J». Кроме того, применение ранней привязки для создания объекта с помощью ссылки на библиотеку объектов обеспечивает более высокую производительность приложения.

Позднее связывание – это присвоение переменной, объявленной как Object, экземпляра внутреннего объекта с помощью ключевого слова Set или экземпляра внешнего объекта с помощью ключевого слова Set и функции GetObject (для получения сохраненного объекта) или CreateObject (для создания нового экземпляра). Тип объекта при поздней привязке определяется только в процессе выполнения программы.

```
'Позднее связывание с приложением Word
Dim objWord As Object
Set objWord = CreateObject("Word.Application")
```

Вернёмся к открытому файлу excel wbRead. Нужно уточнить, что не все файлы получится открыть, к таким, например, относятся имеющие пароль. Также при обработки большого количества файлов из разных источников могут возникать ошибки. Чтобы макрос не останавливался на всех ошибках, можно прописать приведённый ниже код.

```
'Проверяем не является ли файл временным
If Left(strFileName, 2) <> "~$" Then
    'Включаем продолжение выполнения программы,
    'в случае возникновения ошибки
    On Error Resume Next
    'Очищаем все ошибки, чтобы перехватить
    'возникающие ошибки
    Err.Clear
    'Выполняем открытие файла
    Set wbRead = Workbooks.Open(FileName:= _
        strPathForRead, UpdateLinks:=0)
    If Err.Number > 0 Then
        'Очищаем все ошибки
        Err.Clear
        GoTo LastLine
    End If
    On Error GoTo 0 'Отключаем обработку ошибок
'Продолжение надо вставлять сюда
LastLine: 'Метка для перехода на нее при возникновении ошибок
'Закрываем без сохранения файл, открытый для считывания
wbRead.Close SaveChanges:=False
Set wbRead = Nothing
'End If
```

Как видите выше, сначала приведён код открывающий файл excel, а начиная с метки «LastLine:» приведён код, вставляемый после выполнения алгоритма по считыванию данных из открытой книги.

Следующим действием с открытым файлом является перебор всех его листов. Чтобы однозначно определять лист, на котором имеются требуемые данные для считывания, будем выполнять проверку по задаваемому ключевому слову. Ключевое слово должно быть уникально именно для тех листов, с которых будет считываться информация. В примере, который приводится в данной статье таким ключом является сочетание слов «СУТОЧНЫЙ РАПОРТ».

```
Dim strKeyForRead As String 'Ключ для проверки является ли
                             'открытый файл суточной сводкой
'Переменная для сохранения результатов поиска
Dim rgReadResult As Range
For Each wsRead In wbRead.Worksheets
    If Err.Number > 0 Then
        'Очищаем все ошибки
        Err.Clear
```



```

GoTo LastLine
End If
On Error GoTo 0 'Отключаем обработку ошибок
strKeyForRead = "СУТОЧНЫЙ РАПОРТ"
'Проверяем наличие ключа
If Len(strKeyForRead) > 1 Then
    'Поиск ключа в книге
    Set rgReadResult = wsRead.Cells.Find(What:= _
        strKeyForRead, LookIn:=xlValues, _
        LookAt:=xlWhole, SearchOrder:=xlByRows, _
        SearchDirection:=xlNext, _
        MatchCase:=False, SearchFormat:=False)
    'Проверяем существование искомого ключа
    If Not rgReadResult Is Nothing Then
'Продолжение надо вставлять сюда
    End If
End If
Next wsRead

```

Подробно изучить синтаксис метода Find можно по справке или форумам в интернете. Здесь только уточним, что в указанном коде поиск осуществляется по значениям (LookIn:=xlValues), без учёта регистра (MatchCase:=False) и до полного совпадения (LookAt:=xlWhole). Если на открытом листе wsRead встречается искомое ключевое слово strKeyForRead, то двигаемся далее. Выполним очистку заливки ячеек, цвета шрифта и условного форматирования. Если в сводке значения всех параметров приведены в виде ссылок, то в начале строки «.Value = .Value» надо убрать знак комментирования «'».

```

'Включаем продолжение выполнения программы,
'в случае возникновения ошибки
On Error Resume Next
'Очищаем все ошибки
Err.Clear
With wsRead.UsedRange
    '.Value = .Value 'Заменяем все формулы на значения
    .Interior.ColorIndex = xlNone 'Очистка заливки ячеек
    .Font.ColorIndex = xlAutomatic 'Очистка цвета шрифта
    'Очистка условного форматирования ячеек
    .FormatConditions.Delete
    'Очищаем все ошибки
    Err.Clear
    On Error GoTo 0 'Отключаем обработку ошибок
End With
'Отмечаем найденную ячейку цветом
rgReadResult.Interior.Color = RGB(165, 123, 10)
'Продолжение надо вставлять сюда

```

Мы добрались до нашей цели – далее в код добавляется поиск заданных в таблице 1 наименований. Если они в полном соответствии встречаются на листе wsRead, то от адреса найденной ячейки надо отступить указанное в таблице 1 количество строк и/или столбцов. Затем найденное значение проверяется на соответствие указанному типу данных (число, строка, дата или время). Если выявлено отличие, то следует создать алгоритм корректировки данных. После корректировки считанный результат можно сохранять в таблице 2. В соответствии с нашим примером таблица 2 расположена на листе «рапорты» и имеет только один считываемый параметр «Плотность, г/см³». Удобнее, чтобы на листе excel наименования находились в колонках, а данные считывались в строки, т. к. количество строк существенно больше количества колонок. При размещении наименований в колонках остальные параметры будут следовать за параметром «Плотность, г/см³».

В данной статье нет возможности привести листинг законченной программы, т. к. её объём существенно возрастёт и будет сложен для восприятия потому, что появится много блоков с одинаковой структурой. Данные из таблицы 1 можно считывать непосредственно с листа excel. Для доступа к ячейке существует два распространённых способа. Первый с помощью объекта Range, второй с помощью коллекции Cells [9]. Например, считывание текста из ячейки D5 листа strActiveWorksheets в переменную strReadText выполняется кодом:

```

strReadText = Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strActiveWorksheets).Range("D5")

```

или



```
strReadText = Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strActiveWorksheets).Cells(5, 4)
```

Для записи данных в ячейку меняем порядок:

```
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strActiveWorksheets).Range("D5") = strReadText
```

или

```
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strActiveWorksheets).Cells(5, 4) = strReadText
```

Нижняя черта «_» в коде позволяет переносить длинные строки для удобства чтения в редакторе VBE. А символ апострофа «'» применяют для комментирования (следующий за ним текст не воспринимаются транслятором).

Для ускорения работы программы можно предварительно сохранить требуемые для считывания данные в массивах. Также в массивы можно разместить структуру таблицы 2, чтобы при нахождении каждого наименования таблицы 1 легко определять наименование листов и адреса ячеек куда их надо сохранять.

```
Dim strNameForFind As String 'Наименование параметра для поиска
Dim lngReadRow As Long 'Номер строки
Dim intReadCol As Integer 'Номер колонки
Dim strDirection1 As String 'Направление первого смещения
Dim intDirection1 As Integer 'Величина первого смещения
Dim strDirection2 As String 'Направление второго смещения
Dim intDirection2 As Integer 'Величина второго смещения
Dim strType As String 'Ожидаемый тип данных (т, ч, д, в)
Dim strReadText As String 'Переменная для считывания текста
Dim curReadNumber As Currency 'Переменная для считывания числа
Dim datReadDate As Date 'Переменная для считывания даты
Dim datReadTime As Date 'Переменная для считывания времени
'Имя листа для сохранения считанных данных
Dim strWriteWorksheets As String
'Номер строки для сохранения данных
Dim lngWriteRow As Long
'Номер колонки для сохранения данных
Dim intWriteCol As Integer
'Лист «рапорты» должен быть создан файле Excel
strWriteWorksheets = "рапорты"
lngWriteRow = 2 'Эту переменную надо менять через цикл
'каждая строка будет соответствовать одной суточной сводке
'Данные, которые будут задаваться с учётом табл. 1:
intWriteCol = 10 'В соответствии с примером в табл. 2
'Данные, которые будут считываться из табл. 1:
strType = "ч" 'В соответствии с примером в табл. 2
'Выполняем поиск считанного наименования параметра
'в открытой сводке
Set rgReadResult = wsRead.Cells.Find(What:= _
strNameForFind, LookIn:=xlValues, _
LookAt:=xlWhole, SearchOrder:=xlByRows, _
SearchDirection:=xlNext, MatchCase:=False, _
SearchFormat:=False)
'Проверяем существование искомого параметра
If Not rgReadResult Is Nothing Then
strAddressResultFind = rgReadResult.Address
lngReadRow = rgReadResult.Row
intReadCol = rgReadResult.Column
'Отметить найденную ячейку цветом
rgReadResult.Interior.Color = RGB(165, 123, 10)
'Учитываем смещение
Select Case Left(strDirection1, 2)
Case "вв"
lngReadRow = lngReadRow - intDirection1
Case "вн"
lngReadRow = lngReadRow + intDirection1
```



```

Case "вл"
    intReadCol = intReadCol – intDirection1
Case "вп"
    intReadCol = intReadCol + intDirection1
End Select
Select Case Left(strDirection2, 2)
Case "вв"
    lngReadRow = lngReadRow – intDirection2
Case "вн"
    lngReadRow = lngReadRow + intDirection2
Case "вл"
    intReadCol = intReadCol – intDirection2
Case "вп"
    intReadCol = intReadCol + intDirection2
End Select
'Проверяем наличие адреса для считывания данных
If lngReadRow > 0 And intReadCol > 0 Then
    'Заливаем ячейку из которой считываются данные
    wsRead.Cells(lngReadRow, intReadCol). _
        Interior.Color = RGB(0, 255, 0)
'Проверяем наличие заполненных данных
If Workbooks(strActiveWorkbooks). _
    Worksheets(strWriteWorksheets). _
    Cells(lngWriteRow, 1) <> "" Then
    'Сведения о файле были заполнены ранее
Else
    'Сохраняем информацию о считываемом файле
    Workbooks(strActiveWorkbooks). _
        Worksheets(strWriteWorksheets). _
            Cells(lngWriteRow, 1) = wbRead.path
    Workbooks(strActiveWorkbooks). _
        Worksheets(strWriteWorksheets). _
            Cells(lngWriteRow, 2) = wbRead.Name
    Workbooks(strActiveWorkbooks). _
        Worksheets(strWriteWorksheets). _
            Cells(lngWriteRow, 3) = FileDateTime _
                (wbRead.path & "\" & wbRead.Name)
    Workbooks(strActiveWorkbooks). _
        Worksheets(strWriteWorksheets). _
            Cells(lngWriteRow, 4) _
                = FileLen(wbRead.path & "\" & wbRead.Name)
    Workbooks(strActiveWorkbooks). _
        Worksheets(strWriteWorksheets). _
            Cells(lngWriteRow, 5) = wsRead.Name
End If
'Считываем данные в строковую переменную,
'при возникновении ошибки,
'выполняем следующую строку
On Error Resume Next
strReadText = wsRead.Cells(lngReadRow, intReadCol)
'Debug.Print Err.Number
If Err.Number > 0 Then
    strReadText = ""
    Err.Clear 'Очищаем все ошибки
    On Error GoTo 0 'Отключаем обработку ошибок
Else
    'Проверяем тип данных
    Select Case strType
    Case "т"
        'Проверяем наличие заполненных данных
        If Workbooks(strActiveWorkbooks). _

```



```

Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol) <> "" Then
Else
'Сохраним считанные данные
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol) _
= "" & strReadText
End If
'Задаём формат ячейки
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol).WrapText _
= False
Case "ч"
'Сюда надо вставить алгоритм, выделяющий
'число из считанной строки
curReadNumber = CStr(strReadText)
'Проверяем наличие заполненных данных
If Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol) <> "" Then
Else
'Сохраним считанные данные
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol) _
= curReadNumber
End If
'Задаем формат ячейки
Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets). _
Cells(IngWriteRow, intWriteCol). _
NumberFormat = "General"
Case "д"
Case "в"
datReadTime = Empty
End Select
End If
End If
End If
Теперь остаётся сохранить файл из которого выполнялось считывание данных.
'Сохраняем обработанный файл
wbRead.SaveCopyAs _
"c:\temp\Суточные рапорта\3332\2013_01_16.xls"
Также сохраним гиперссылку на файл, для удобства проверки что было считано.
'Сохраняем путь и формируем ссылку
With Workbooks(strActiveWorkbooks). _
Worksheets(strWriteWorksheets)
.Hyperlinks.Add Anchor:= _
.Cells(IngWriteRow, 6), Address:= _
"c:\temp\Суточные рапорта\3332\2013_01_16.xls"
End With
Workbooks(strActiveWorkbooks).Worksheets(strActiveWorksheets). _
Activate
Workbooks(strActiveWorkbooks).Save

```

Литература

1. Слепцова Л.Д. Программирование на VBA в Microsoft Office 2010. – М. : ООО «И.Д. Вильямс», 2010. –



2. Программирование в пакетах MS Office : учеб. пособие / С.В. Назаров [и др.] ; под общ. ред. С.В. Назарова. – М. : Финансы и статистика, 2007. – 656 с.
3. Биллиг В.А. VBA в Office 2000. Офисное программирование. – М. : Издательско-торговый дом «Русская Редакция», 1999. – 480 с.
4. Функция FilenamesCollection предназначена для получения списка файлов из папки, с учётом выбранной глубины поиска в подпапках : [Электронный ресурс]. – URL : <https://excelvba.ru/code/FilenamesCollection> (дата обращения: 29.03.2020).
5. Просмотреть все файлы в папке : [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.excel-vba.ru/что-умеет-excel/prosmotret-vse-fajly-v-papke/> (дата обращения: 29.03.2020).
6. Уокенбах Д. Excel 2013: профессиональное программирование на VBA / Пер. с англ. – М. : ООО «И.Д. Вильямс», 2014. – С. 395–398.
7. Диалоговое окно выбора файлов/папки : [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.excel-vba.ru/что-умеет-excel/dialogovoe-okno-vybora-fajlovpapki/> (дата обращения: 29.03.2020).
8. VBA Excel. Раннее и позднее связывание : [Электронный ресурс]. – URL : <https://vremya-ne-zhdet.ru/vba-excel/ranneye-i-pozdnee-svyazyvaniye/> (дата обращения: 29.03.2020).
9. Работа с объектом Range : [Электронный ресурс]. – URL : http://perfect-excel.ru/publ/excel/makrosy_i_programmy_vba/rabota_s_obektom_range/7-1-0-56 (дата обращения: 29.03.2020).

References

1. Sleptsova L.D. Programming on VBA in Microsoft Office 2010. – М. : LLC «I.D. Williams», 2010. – 432 p.
2. Programming in MS Office packages : textbook / S.V. Nazarov [et al.]; under the general. ed. S.V. Nazarova. – М. : Finance and statistics, 2007. – 656 p.
3. Billig V.A. VBA in Office 2000. Office programming. – М. : Publishing and trading house «Russian Edition», 1999. – 480 p.
4. The FilenamesCollection function is designed to obtain a list of files from a folder, taking into account the selected search depth in the subfolders: [Electronic resource]. – URL : <https://excelvba.ru/code/FilenamesCollection> (accessed date: 03/29/2020).
5. View all files in the folder: [Electronic resource]. – URL: <https://www.excel-vba.ru/что-умеет-excel/prosmotret-vse-fajly-v-papke/> (accessed: 03/29/2020).
6. Walkenbach D. Excel 2013: Professional VBA Programming. – М. : LLC «I.D. Williams», 2014. – 395–398.
7. Dialog box for selecting files / folders: [Electronic resource]. – URL : <https://www.excel-vba.ru/что-умеет-excel/dialogovoe-okno-vybora-fajlovpapki/> (accessed: 03/29/2020).
8. VBA Excel. Early and late binding: [Electronic resource]. – URL : <https://vremya-ne-zhdet.ru/vba-excel/ranneye-i-pozdnee-svyazyvaniye/> (accessed: 03/29/2020).
9. Work with the Range object: [Electronic resource]. – URL : http://perfect-excel.ru/publ/excel/makrosy_i_programmy_vba/rabota_s_obektom_range/7-1-0-56 (accessed: 03/29/2020).



УДК 622.24

РАЗРАБОТКА ГИДРОУДАРНИКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГАЗОВЫХ И ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ДОНБАССА



DEVELOPMENT OF HYDRAULIC HAMMER TOOLS FOR DRILLING GAS AND DEGASING WELLS IN COAL DEPOSITS OF DONBASS

Каракозов Артур Аркадьевич

кандидат технических наук, доцент,
Заведующий кафедрой технологии
и техники бурения скважин,
Донецкий национальный
технический университет
artur.a.karakozov@mail.ru

Парфенюк Сергей Николаевич

старший преподаватель кафедры технологии
и техники бурения скважин,
Донецкий национальный
технический университет

Овсянников Владимир Павлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры охраны труда и аэрологии,
Донецкий национальный
технический университет

Аннотация. Данная статья посвящена вопросам разработки гидроударников для интенсификации роторного бурения газовых и дегазационных скважин для добычи метана на угольных месторождениях Донбасса. Проведенные исследования позволили разработать конструкцию гидроударника, обеспечивающего дополнительное воздействие на забой скважины. Разработанные гидроударники могут использоваться также при бурении сейсмических скважин и скважин на воду.

Ключевые слова: добыча метана, дегазация, роторное бурение, гидроударник.

Karakozov Artur Arkadevich

Ph.D., Associate Professor,
Head of the Department
of Well Drilling Technology and Engineering,
Donetsk National Technical University
artur.a.karakozov@mail.ru

Parfenyuk Sergey Nikolaevich

Senior Lecturer of the Department
of Well Drilling Technology and Engineering,
Donetsk National Technical University

Ovsyannikov Vladimir Pavlovich

Ph.D., Associate Professor,
Associate Professor of the Department
of Labor Protection and Aerology,
Donetsk National Technical University

Annotation. This article is devoted to the development of hydraulic hammer tools for the intensification of rotary drilling of gas and degassing wells for methane extraction from the coal deposits of Donbass. The studies carried out allowed us to develop the design of a hydraulic hammer tools that provides an additional impact on the bottom of the well. Designed hydraulic hammer tools can also be used for drilling seismic or water wells.

Keywords: Methane extraction, degassing, rotary drilling, hydraulic hammer tool.

Мировая практика показывает, что в последние десятилетия при освоении угольных месторождений особое внимание уделяется проблемам добычи метана из угленосных толщ, который в дальнейшем используется для промышленных и бытовых нужд. При этом вопросами добычи метана успешно занимаются страны, имеющие огромные запасы природного газа (Россия, США, Китай), что свидетельствует о конкурентоспособности добычи метана углей. Исходя из этого, имеющиеся проблемы обеспечения Донбасса природным газом определяют актуальность разведки и добычи метана из угленосных отложений.

По предварительным оценкам запасы свободного метана только во вмещающих породах могут составлять более 645 млрд м³. Причём значительные запасы сосредоточены на глубинах до 1500 м. Однако без проведения детальной разведки нельзя оценить промышленную ценность этих залежей метана. Только значительное увеличение объёмов бурения разведочно-эксплуатационных скважин даст возможность дальнейшего изучения газоносности структур и подсчета запасов.

В то же время, увеличению объёма бурения скважин препятствуют относительно низкие технико-экономические показатели буровых работ, обусловленные наличием в разрезе значительных толщ твёрдых и крепких абразивных пород. При этом имеющиеся в наличии буровые установки не всегда позволяют обеспечить оптимальные условия разрушения горных пород на забое.

Для роста технико-экономических показателей буровых работ необходимо существенное повышение механической скорости бурения, особенно в твёрдых и крепких породах (при добыче метана на угольных месторождениях Донбасса – песчаники и известняки VII–IX категорий по буримости). Интенсивность разрушения горных пород может быть повышена за счёт применения наддолотных



гидроударников и вибровозбудителей, как при бурении шарошечными долотами, так и при использовании долот PDC [1, 2, 3, 4]. В этом качестве могут быть использованы модификации конструкций гидроударников двойного действия, разработанных ранее в Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ) и показавших свою эффективность при бурении скважин на шельфе и ликвидации прихватов [5, 6].

Поэтому был выполнен ряд теоретических и экспериментальных исследований наддолотных гидроударников, которые могут использоваться не только для интенсификации процесса разрушения пород на забое, но и для снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении наклонных и горизонтальных участков скважин, что обусловлено их эффективностью при проведении аварийных работ по ликвидации прихватов.

Исследования были направлены на разработку более точного метода определения параметров гидроударника, поскольку детальный анализ схемы его работы показывает, что существующий метод расчёта [5] не всегда соответствует реализуемым рабочим циклам. Он не допускает возможной несимметричности рабочего цикла и не учитывает влияния на работу устройства характера перетоков жидкости через элементы гидроударника, динамики клапанной группы и ряда значимых параметров гидравлической системы «насос – бурильная колонна – гидроударник – скважина». Поэтому для обеспечения более достоверного расчёта параметров гидроударника при варьировании технологических и конструктивных факторов в широких пределах необходимо использование новых, более полных, математических моделей.

При разработке математической модели рабочего цикла использовались уравнения неустановившегося течения жидкости [7]. Сложность системы не позволяет получить аналитическое решение, не связанное с разложением функций в бесконечные ряды Фурье, поэтому проще получить численное решение, определяемое на прямоугольной сетке характеристик. Для каждого участка расчётной схемы составляется уравнение, связывающее изменение давления и расхода жидкости на прямой и обратной характеристиках. Неустановившееся движение жидкости на каждом участке трубопровода описывается системой уравнений движения и неразрывности потока:

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial x_i} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial t} + n_i \cdot Q_i(x_i, t) \cdot |Q_i(x_i, t)| + \sin_i \cdot \rho \cdot g = 0$$

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial t} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial x_i} \quad , \quad (1)$$

где $p_i(x_i, t)$ – давление в сечении i -го участка с координатой x_i в момент времени t ; $Q_i(x_i, t)$ – расход в сечении i -го участка с координатой x_i в момент времени t ; $0 \leq x_i \leq L_i$; L_i – длина i -го участка; m_i – коэффициент в формуле Жуковского для определения величины повышения давления при гидравлическом ударе; \sin_i – синус угла наклона i -го участка трубопровода к горизонту; ρ – плотность жидкости; $n_i \cdot Q_i(x_i, t) \cdot |Q_i(x_i, t)| = f(x_i, t)$ – удельные потери давления на i -м участке трубопровода; c – скорость распространения ударной волны; S_i – площадь сечения i -го участка; d_i – его диаметр; λ_i – коэффициент Дарси на i -м участке трубопровода; $m_i = \frac{c \cdot \rho}{S_i}$; $n_i = \frac{\lambda_i \cdot \rho}{2 \cdot S_i \cdot d_i}$.

Для анализа условий функционирования гидроударника с учетом распределённых параметров потока жидкости, обеспечивающего его работу, при быстрых изменениях мгновенных значений давления и расхода по длине трубопровода, систему уравнений (1) в частных производных гиперболического типа необходимо рассматривать в характеристической форме. После перехода в характеристических уравнениях от дифференциалов к конечным приращениям, с соблюдением необходимого условия формирования сетки характеристик для численных расчетов

$$\Delta x = \pm \Delta t \cdot c, \quad (2)$$

где Δx – шаг по пространственной координате сетки, Δt – шаг по временной координате сетки,

получим:

$$\Delta p_i(x_i, t) + m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) + (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (3)$$

$$\Delta p_i(x_i, t) - m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) - (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (4)$$

где $k_i = \sin_i \cdot \rho \cdot g$.



Уравнение (3) отображает соотношения между приращениями давления и расхода на прямых (С⁺), а уравнение (4) – на обратных (С⁻) характеристиках.

В начале трубопровода формируется граничное условие:

$$Q_1(0, t) = Q_o \cdot \tag{5}$$

Аналогично получают описания граничных условий для всех участков трубопровода.

Полученная система уравнений решается методом итераций в программе SciLab, позволяющей не только рассчитать необходимые параметры, но и визуализировать полученные результаты в виде графиков их изменения при различных режимах работы гидроударника (запуск, установившийся режим).

При составлении модели работы гидроударника учтена взаимосвязь и взаимовлияние динамики бойка и клапанной группы. Определение времени перестановки клапанов (с учётом характера их движения и перемещения бойка на свободном ходе) осуществляется на основании отдельной математической модели, составляемой для конкретной конструктивной схемы клапанной группы.

Для установления ряда величин, необходимых для проведения этих расчётов, были проведены исследования по учёту влияния на рабочий цикл конструктивных параметров клапанной группы. По осциллограммам, приведенным на рисунке 1, видно, что при одном и том же максимальном рабочем давлении уменьшение гидравлических сопротивлений на впускном клапане позволяет увеличить скорость бойка на ходе вниз в 1,75 раза, что привело к увеличению частоты ударов с 16,3 до 22,1 Гц (на 36 %). Т.е. снижение гидравлических сопротивлений на впускном клапане позволяет значительно улучшить характеристику гидроударника.

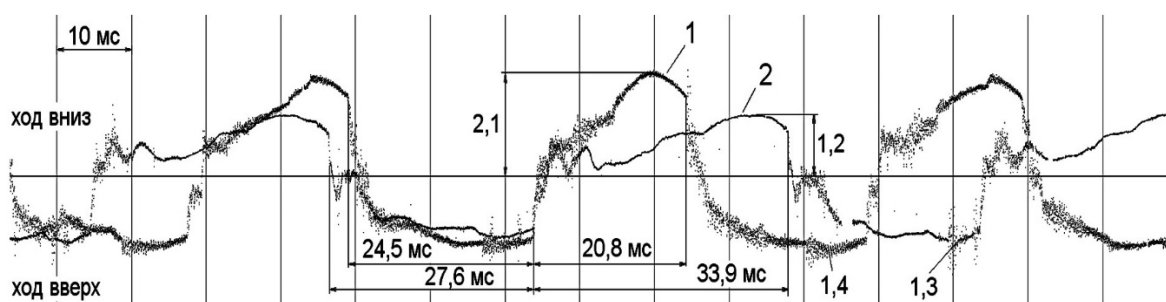


Рисунок 1 – Сравнение осциллограмм рабочих циклов гидроударника:
1 – при увеличении сечения потока в клапанной коробке; 2 – исходная конструкция

Для определения рациональных параметров клапанной группы было проведено трёхмерное компьютерное моделирование течения жидкости в клапанной коробке и цилиндре гидроударника (один из примеров показан на рис. 2), результаты которого использовались при расчётах параметров рабочего цикла гидроударника.

Проведенный комплекс исследований позволил разработать уточнённый метод расчёта параметров наддолотного гидроударника, использовавшийся для создания практических конструкций диаметром от 108 до 194 мм, ориентированных на применение при бурении газовых и дегазационных скважин в Донбассе.

Учитывая ограниченные возможности имеющегося парка буровых установок, были разработаны рекомендации по регулированию параметров наддолотного гидроударника, обеспечивающих рациональные энергетические показатели по мере роста глубины скважины.

Для обеспечения максимальных глубин скважины и механических скоростей бурения при ограниченной приводной мощности насоса необходимо поддерживать энергию ударов в пределах ±3...5 % (в ряде случаев допускается ±10 %) от максимума за счёт постепенного увеличения хода бойка в зависимости от глубины эксплуатации при неизменном расходе жидкости.

Это позволяет увеличить глубину бурения, компенсируя потери энергии при течении жидкости в бурильной колонне и скважине за счёт некоторого снижения эффективной мощности гидроударника, уменьшая частоту ударов без существенных потерь энергии, что, в свою очередь, позволяет поддерживать механическую скорость бурения на максимально возможном уровне. Когда же энергетические возможности приводного оборудования будут исчерпаны, то переходят на работу на пониженном расходе жидкости (с учётом соблюдения условия очистки скважины от шлама), начиная с минимально возможных значений хода бойка. Проведённая экспериментальная проверка показала принципиальную возможность реализации такого подхода.

Следует отметить, что разработанная конструкция гидроударника диаметром 108 мм успешно применялась для интенсификации шарошечного бурения скважин на воду в гранитах IX–X категории по буримости, когда при небольших глубинах скважин установкой роторного бурения нельзя создать необходимую осевую нагрузку на долото. Использование разработанного гидроударника позволило



обеспечить прирост механической скорости при бурении долотом типа ОК диаметром 120,6 мм в 2,2–3 раза при крайне низких значениях осевой нагрузки (в 4–5 раз меньше рекомендуемой).

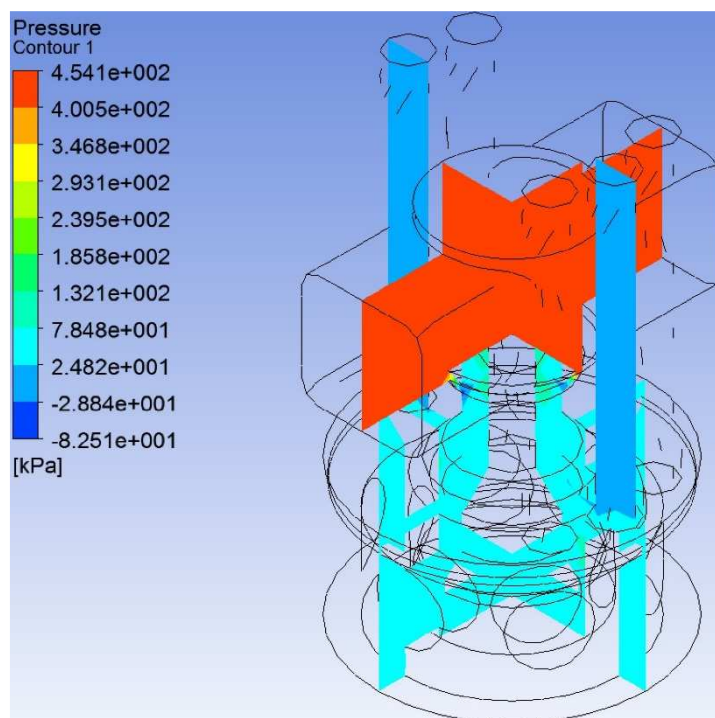


Рисунок 2 – Пример моделирования течения жидкости в клапанной коробке и цилиндре гидроударника.

Литература

1. Каракозов А.А. Перспективы разработки динамически активных компоновок бурового снаряда для совершенствования технологии бескернового бурения скважин на угольных месторождениях Донбасса / А.А. Каракозов, В.В. Угнивенко // Научные труды ДонНТУ, Серия «Горно-геологическая». – Донецк : ДонГТУ, 2002. – Вып. 45. – С. 135–139.
2. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения : дисс. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Сулейманов Рустэм Ибрагимович. – Уфа : УГНТУ, 2004. – 102 с.
3. Габдрахимов М.С. Наддолотные многоступенчатые гидросилители / М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина. – СПб. : ООО «Недра», 2005. – 148 с.
4. Chunqing Zha, Gonghui Liu, Jun Li, Yumei Li, Yan Xi, and Boyun Guo. Combined percussive-rotary drilling to increase rate of penetration and life of drill bit in drilling hard rock formation // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2017. – Vol. 53. – № 2. – P. 254–262.
5. Калиниченко О.И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов. – Донецк : «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.
6. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. – М. : Недра, 1985. – 220 с.
7. Фокс Д. Гидравлический анализ неустановившегося течения жидкости в трубопроводах. – М. : Энергоиздат, 1981. – 247 с.

References

1. Karakozov A.A. Prospects for the development of dynamically active drill string arrangements for improving coreless drilling technology in Donbass coal deposits / A.A. Karakozov, V.V. Ugnivenko // Proceedings of DonNTU, Mining and Geological Series. – Donetsk : DonSTU, 2002. – Vol. 45. – P. 135–139.
2. Suleymanov R.I. Improvement of the over-bit hammer for rotary drilling : Diss. ... cand. tech. Sciences: 05.02.13 / Suleymanov Rustem Ibragimovich. – Ufa : UGNTU, 2004. – 102 p.
3. Gabdrakhimov M.S. Over-bit multi-stage hydraulic booster / M.S. Gabdrakhimov, L.B. Khuzina. – St. Petersburg : Nedra, 2005. – 148 p.
4. Chunqing Zha, Gonghui Liu, Jun Li, Yumei Li, Yan Xi, and Boyun Guo. Combined percussive-rotary drilling to increase rate of penetration and life of drill bit in drilling hard rock formation // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2017. – Vol. 53. – № 2. – P. 254–262.
5. Kalinichenko O.I. Hydraulic hammer tools and rigs for drilling wells on the shelf / O.I. Kalinichenko, P.V. Zybinsky, A.A. Karakozov. – Donetsk : «Weber» (Donetsk branch), 2007. – 270 p.
6. Kolomoets A.V. Prevention and elimination of sticking in exploratory drilling. – M. : Nedra, 1985. – 220 p.
7. Fox D. Hydraulic analysis of unsteady fluid flow in pipelines. – M. : Energoizdat, 1981. – 247 p.



УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СОСТАВОВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН



STUDIES TO DETERMINE THE PHYSICAL PARAMETERS OF WELL KILLING COMPOSITIONS

Климанова Дарья Александровна

магистрант кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
klimanova.dasha.97@mail.ru

Мозговой Георгий Сергеевич

старший преподаватель кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
gsmozgovoi@mail.ru

Никитин Василий Игоревич

кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
nikitin@list.ru

Аннотация. В качестве цели исследования выбран подбор рецептуры жидкости глушения, исходя из её стабильности в водной и нефтяной среде, реологических характеристик, а также восстановления проницаемости породы для нефти после контакта с технологической жидкостью. На основании экспериментов по фильтрации жидкости глушения через образцы пористого материала рассчитан коэффициент восстановления проницаемости.

Ключевые слова: глушение скважин; жидкость глушения; эмульсия; фильтрация; восстановление проницаемости.

Klimanova Daria Alexandrovna

Master's Degree Student of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Samara State Technical University
klimanova.dasha.97@mail.ru

Mozgovoy Georgy Sergeevich

Lecturer of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Samara State Technical University
gsmozgovoi@mail.ru

Nikitin Vasily Igorevich

Ph.D. of Technical Science,
lecturer of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nikitin@list.ru

Annotation. At the same time, the purpose of the study was chosen to select the well-killing fluid formulation based on its stability in the water and oil environment, rheological characteristics, and also the restoration of rock permeability for oil after contact with the process fluid. Based on experiments on filtering well-killing fluid through core samples, the permeability recovery coefficient was calculated.

Keywords: well-killing operation, well-killing fluid; emulsion; filtration; permeability build-up.

Глушение скважины является достаточно распространённой операцией не только при проведении спуска в скважину специального оборудования, но и при проведении ремонтных работ [1, 2]. Важной задачей является выбор жидкости глушения, которая обеспечивала бы безаварийность и общую технологичность процесса.

Объектом исследования являются эмульсионные жидкости глушения. Цель данной работы – провести исследование и определить физические параметры составов глушения.

В процессе работы проводились исследования следующих параметров составов глушения скважин: внешнего вида, время приготовления эмульсии, стабильность эмульсии, термостабильность, расход реагентов, необходимость в применении дополнительных реагентов, тип эмульсии, вязкость, плотность. Проведена работа по исследованию совместимости составов глушения скважин с пластовой водой и нефтью, и исследования по фильтрации жидкостей на фильтр-прессе через фильтрационную бумагу. Определялось восстановление фазовой проницаемости для нефти после воздействия жидкости глушения и реологические параметры исследуемых составов.

Для выявления подходящих нам эмульсий были приготовлены и протестированы 12 составов на основе эмульгаторов различной рецептуры.

Было проведено 36 лабораторных исследований по определению термостабильности блокирующих составов при температурных условиях 12 °С, 20 °С, 25 °С, оставленных на определённый срок. В результате исследований были выявлены жидкости с признаками разрушения блокирующего состава. На основании



этих наблюдений рекомендовано исключить образцы под номерами 4, 5 и 7 из дальнейших исследований. Образцы с применением остальных эмульгаторов не имели признаков разрушения (расслоения). Было проведено сравнение образцов между собой по заявленным критериям [3].

На основании проведённых исследований была составлена сравнительная таблица, в которой каждой эмульсии в соответствии с определённым критерием были присвоены баллы от 0 до 3, где:

- 0 – эмульсия не соответствует требованиям;
- 1 – эмульсия частично соответствует требованиям;
- 2 – эмульсия имеет некоторые отклонения от идеального соответствия;
- 3 – эмульсия полностью соответствует требованиям.

Таблица 1 – Сравнительная таблица проведенных исследований

	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10	№ 11	№ 12
1.Время приготовления	3	3	3	1	1	2	0	2	3	3	2	3
2.Стабильность	3	3	2	0	0	2	0	2	3	3	3	3
3.Термостабильность	3	3	2	0	0	2	0	2	2	2	3	3
4.Расход реагентов	3	3	2	2	2	2	1	2	2	2	3	2
5. Применение доп. реагентов	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1	3	3
6.Тип эмульсии	3	3	2	0	0	2	0	3	3	3	2	3
7.Вязкость	3	3	3	0	1	3	1	3	3	3	3	3
Итого:	21	20	16	5	5	14	3	15	17	17	19	19

Далее были проведены опыты по оценке рисков образования нерастворимых осадков. Исследования проводились путем смешивания исследуемых блокирующих жидкостей глушения скважин с пластовой водой и нефтью в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75.

Определение показателя фильтратоотдачи производился на фильтр-прессе, основной деталью которого является цилиндрическая фильтровальная ячейка, с внутренним диаметром 76,2 мм, также составляющем диаметр фильтрационной бумаги, контактирующей с исследуемой жидкостью. Для испытания на фильтратоотдачу был использован фильтр-пресс Fann 300 LPLT Filter Press с фирменной фильтровальной бумагой компании Fann. Тест на фильтрацию проходил при комнатной температуре в 25 градусов Цельсия в течении 30 минут, перепад давлений создавался газом и составлял 100 psi (0,69 МПа).

В результате тестирования жидкостей глушения на фильтр-прессе Fann 300 LPLT Filter Press определено, что жидкости под номерами 3, 8, 9, 10, 11, 12 обладают высокой способностью к фильтрации через фильтровальную бумагу. Наименьшие показатели фильтрации у жидкостей под номерами 1, 2 и 6. При этом наименьший показатель фильтрации обнаружен у жидкости 2.

В результате экспериментов также была составлена сравнительная таблица 2.

Таблица 2 – Сравнительная таблица проведенных исследований

	№ 1	№ 2	№ 3	№ 6	№ 8	№ 9	№ 10	№ 11	№ 12
1.Стабильность в водной среде	3	3	0	0	1	2	2	3	3
2.Стабильность в нефти	3	3	3	3	3	3	3	2	3
3.Показатель фильтрации	2	3	2	2	2	2	2	2	2
Итого:	8	9	5	5	6	7	7	7	8

Следует отметить, что помимо скорости фильтрации основным параметром является коэффициент восстановления проницаемости, который определяется путём фильтрации через образцы натуральной горной породы.

Фильтрационный эксперимент для определения коэффициента восстановления проницаемости производился с использованием установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР компании АО «Геологика» в комплектации ФГБОУ ВО СамГТУ. Эксперимент состоял из следующих этапов: насыщение образцов кернового материала пластовой водой; определение исходной проницаемости породы для нефти; моделирование процесса проникновения жидкости глушения; определение проницаемости породы для нефти после проникновения жидкости глушения; определение коэффициента восстановления фазовой проницаемости по нефти.

В подавляющем большинстве случаев установлено, что жидкость глушения не фильтруется через керновые образцы, что связано не только с высокими вязкостями составов глушения, но



механическим блокированием частицами эмульсии фильтрационных каналов малого диаметра, в том числе в местах их сужения и искривления. Фильтрация установлена только на образцах с высокой проницаемостью. Наибольшее восстановление проницаемости установлено у жидкостей под номерами 1, 2, 9, 10 – Рисунок 1.

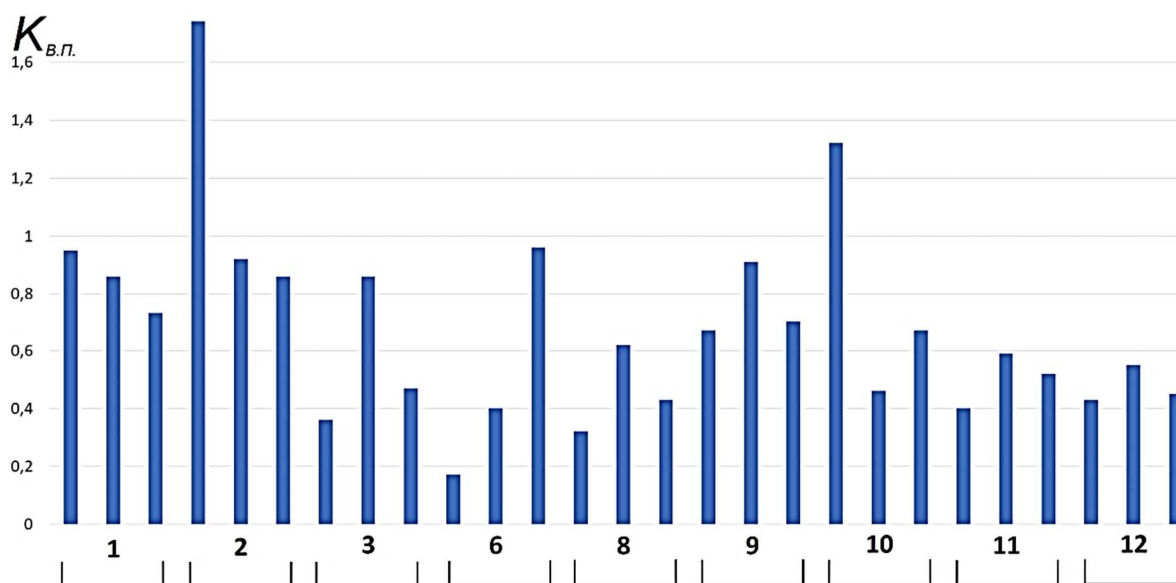


Рисунок 1 – Значения коэффициента восстановления проницаемости для эмульсионных составов.

На основании совокупной оценки технологических свойств исследованных систем, к опытно-промышленному внедрению рекомендуются составы под номерами 1 и 2. В качестве дополнительных альтернативных систем с несколько худшими показателями можно рекомендовать 9 и 10. Выбор данных композиций как приоритетных обусловлен: рецептурой и небольшой продолжительностью приготовления рабочих растворов; низкой фильтруемостью получаемых эмульсий в керны; общими высокими блокирующими характеристиками; лучшей степенью восстановления проницаемости кернов после воздействия эмульсиями и прокачке УВ-жидкости.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин : учеб. для вузов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Вагина Т.Ш. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 38–41.
3. Климанова Д.А., Мозговой Г.С., Никитин В.И. Обоснование применения эмульсионных составов для щадящего глушения скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 1.

References

1. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technological foundations of development and killing of oil and gas wells: Textbook. For universities. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2001. – 543 p.
2. Vagina T.Sh. Development of blocking composition for killing wells in Western Siberian fields, taking into account modern requirements // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 6. – P. 38–41.
3. Klimanova D.A., Mozgovoy G.S., Nikitin V.I. The rationale for the use of emulsion compositions for gentle killing wells // Oil. Gas. Novation. – 2020. – № 1.



УДК 621

ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ



THE ELIMINATION OF ACQUISITIONS WITH GRP PIPES

Ковалева Ксения Олеговна

студентка кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
kovaleva.bur@mail.ru

Мозговой Георгий Сергеевич

старший преподаватель кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
gsmozgovoi@mail.ru

Аннотация. Ликвидация поглощения буровой системы при бурении скважин и проведение ремонтно-изоляционных работ в условиях интенсивных (катастрофических) приемистостей остаются одними из наиболее сложных геолого-технических мероприятий, часто сопровождающихся так называемыми "технологическими повторами" и низкой успешностью работ, значительными временными и финансовыми затратами, поэтому разработка современных методов и технологий, направленных на повышение эффективности решения обозначенных проблем является крайне актуальной и востребованной задачей. В данной статье рассмотрена технология использования стеклопластиковых труб в качестве хвостовика в комплексе с применением тампонирующей пачки бурового раствора.

Ключевые слова: стеклопластиковые трубы, тампонирующей пачка, хвостовик из стеклопластиковых труб, поглощение бурового раствора.

Kovaleva Ksenia Olegovna

Student of the Department
«Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
kovaleva.bur@mail.ru

Mozgovoi George Sergeyevich

Senior lecturer in «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
gsmozgovoi@mail.ru

Annotation. Absorption Elimination of drilling fluid during drilling and conducting remedial cementing operations in conditions of high (catastrophic) pickups are among the most difficult wellwork, frequently accompanied by so-called "technological repeats" and low success, considerable time and cost, so development of modern methods and technologies aimed at improving the efficiency of the decision mentioned problems is very relevant and in demand task. In this article the use of the technology as fiberglass pipe liner in combination with the use of drilling mud pack plugging.

Keywords: fiberglass pipe, bridging pack, the shank of the GRP pipe, drilling fluid absorption.

Представленная технология борется с поглощениями разной интенсивности в поглощающих пластах как в период строительства скважин, так и в период их капитального ремонта. Как известно успешность закачки тампонирующих веществ при катастрофическом поглощении существенно мала, в виду ухода раствора до его схватывания. Преимущественно использование предлагаемого тампонажного раствора в комплексе со стеклопластиковой трубой рекомендуется при строительстве скважин, в которых наблюдается осложнение в виде поглощений различной интенсивности в поглощающих интервалах, для установки изоляционного цементного моста, который при дальнейшем строительстве скважины разбуривается.

Сущность изобретения: при проведении технологической операции прокачивания регентов, ликвидирующих поглощения, бурят скважину до проектной глубины. Спускают 150–200 метров трубы внутренним диаметром 63 из стеклопластика в качестве хвостовика бурильных труб, соединенных между собой «левой» резьбой. Колонна труб опускается в зону обнаруженного поглощения, т.е. нижний конец стеклопластиковой трубы находится в зоне или чуть ниже зоны обнаруженного поглощения. На месте обнаруженного поглощения, тампонажный раствор с кольматирующей, вяжущей добавкой или наполнителем доводится по внутритрубному пространству и продавливается в затрубное пространство до поглощающего интервала, не превышая по высоте протяженность стеклопластиковой трубы. Использование стеклопластиковых труб позволяет безопасно транспортировать быстросхватывающий состав до необходимого интервала поглощения и нивелировать технологические риски. Колонна бурильных труб разрывает колонну разбуриваемых стеклопластиковых труб, приложенным моментом, в результате чего стеклопластиковая труба разрушается и остается в цементном растворе. Колонна стеклопластиковых труб после ее установки и времени ожидания затвердевания системы должна быть натянута. Данная технология уменьшает время на борьбу с катастрофическим поглощением (рис. 1).

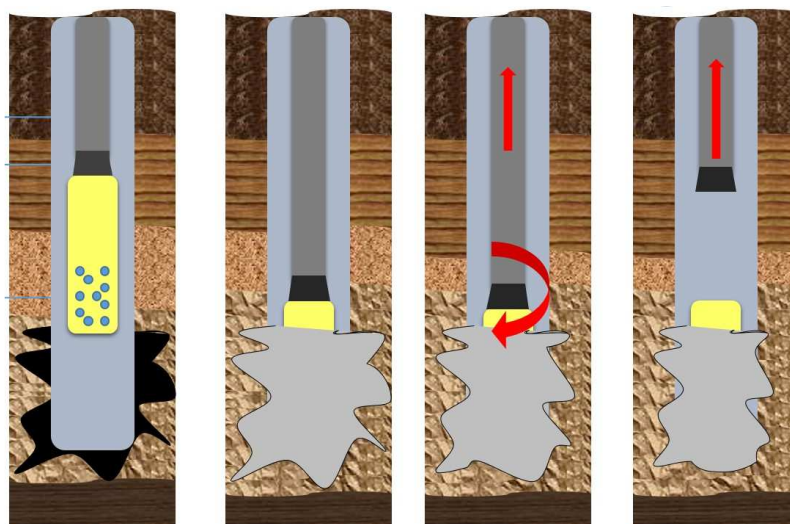


Рисунок 1 – Технология применения хвостовика из стеклопластиковых труб

Порядок выполнения спускоподъемных операций технологии стеклопластиковых труб в комплексе с кольматирующей добавкой тампонажного раствора:

- Спуск и установка на необходимой глубине хвостовика из стеклопластиковых труб.
- Подача тампонажной композиции во внутреннее пространство трубы с последующей продавкой в зону поглощения, предварительно установленной в определенный интервал, подлежащий отсечению. Ожидание схватывания или затвердевания.
- Вручную свинчивается стеклопластиковая труба.

Характеристики труб из стеклопластика [1]:

1. Вращение запрещено;
2. Осевая эксплуатационная рабочая нагрузка на сами трубы составляет не более 8 тонн;
3. Изгибающие нагрузки на трубы не допускаются;
4. Подъем/спуск с рывками и сопутствующей нагрузкой более 5 тонн не допускаются;
5. Обязательно использовать первые две или три трубы со специальными центрирующими элементами, которые обеспечат безопасное прохождение всей компоновки труб до плановой глубины;
6. Трубы имеют как левую, так и правую резьбу.



Рисунок 2 – Стеклопластиковая труба на буровой установке

Главной целью технологии является оптимизация времени на ликвидацию поглощений различной степени интенсивности. Закачка в зону поглощения свежеприготовленных тампонирующих пачек раствора с различными кольматирующими добавками и наполнителями. Разработанная тампонирующая система на основе ПАА при концентрации от 0,1 до 0,4 % и отвердителя в количестве 10–100 частей позволяют подобрать оптимальное время формирования вязкоупругой системы с целью формирования кольматационной пачки к моменту ее подхода к поглощающему интервалу или во время ее



фильтрации уже непосредственно в пласте (рис. 3). Преимуществами применяемой технологии является то, что стеклопластиковая труба предусматривает улучшенную прокачку разнофракционных растворов для ликвидации поглощений, а данную тампонажную смесь возможно приготовить на основе большинства типов растворов на водной основе [2].



Рисунок 3 – Система ПАА и CrCl3

По данным таблицы 1 можно сделать вывод, что использование ПАА и CrCl3 в зависимости от концентрации возможно при различных условиях бурения, время гелеобразования варьируется в широком диапазоне, что позволит достичь качественной кольматации поглощающего горизонта, а стеклопластиковые трубы в данной технологии безопасно транспортируют быстросхватывающийся состав до необходимого интервала поглощения, а также предотвратят технологические риски.

Таблица 1 – Время гелеобразования системы на основе ПАА и CrCl3, ч

Концентрация %	Количество отвердителя (хлорида хрома), частей									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0,1	16,8	8,0	3,0	0,7	0,1	0,1	–	–	–	–
0,2	57,4	36,6	21,7	11,4	4,8	0,8	–	–	–	–
0,3	104,4	71,7	46,8	28,6	16,0	8,0	3,5	1,4	0,7	0,3
0,4	157,8	113,2	78,3	52,1	33,6	21,6	15,1	13,1	14,4	17,9

Использование стеклопластиковых труб позволяет выполнить качественно необходимые операции, связанные с прокачкой тампонажного раствора с кольматирующими добавками, данная полимерсшивающая смесь, приготовленная с использованием кольматантов на основе исходного раствора с низким показателем фильтрации полностью изолируют проницаемость пласта. Применению стеклопластиковых труб в совокупности с кольматирующими компонентами, входящих в предлагаемый тампонажный раствор результативное решение для борьбы с поглощением бурового раствора.

Литература

1. Живаева В.В., Садыков Р.С. Стеклопластиковые и коррозионностойкие обсадные трубы для зоны продуктивного пласта. – Самара : Самарский государственный технический университет, 2009.
2. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. – 2009. – № 10.

References

1. Zhivaeva V.V., Sadykov R.S. Glass plastic and corrosion-resistant casing pipes for the pay zone. – Samara : Samara State Technical University, 2009.
2. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Study of Gel-Solution Parameters for Drilling Saline and Unstable Rocks // Drilling and Oil. – 2009. – № 10.



УДК 004.032.26 + 622.248.54

РАЗРАБОТКА НЕЙРОСЕТЕВОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИХВАТОВ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ



DEVELOPMENT OF NEURAL NETWORK MODEL FOR PREDICTING DRILL PIPE STICKING

Кодиров Шахбоз Шарифович

аспирант,
младший научный сотрудник НИЛ
«Технической самодиагностики
и самоконтроля приборов и систем»,
Южно-Уральский государственный университет (НИУ)
qodirovss@susu.ru

Qodirov Shahboz Sharifovich

Ph.D. student,
Junior Researcher Self-Validating Sensors,
Systems, and Advanced Instrumentation
Laboratory,
South Ural State University
(National Research University)
qodirovss@susu.ru

Аннотация. Работа посвящена разработке модели искусственной нейронной сети для прогнозирования прихвата колонны бурильных труб. Отличительной особенностью предлагаемого метода является то, что полученная модель прогнозирования может адаптироваться к новым данным, что часто происходит при бурении скважин на новых месторождениях.

Annotation. The work is devoted to the development of neural network model for predicting drill pipe sticking. The distinctive feature of the proposed method is that the obtained predicting model can adapt to new data, which often occurs when drilling wells in new fields.

Ключевые слова: прихват колонн бурильных труб, распознавание и прогнозирование, нейронные сети, многослойный перцептрон, нормализация данных, кросс-валидация по к-блокам.

Keywords: drill string stuck, recognition and prediction, neural networks, multilayer perceptron, data normalization, k-fold cross-validation.

Бурение скважин для разведки и разработки новых месторождений, а также добычи углеводородных ресурсов всегда было и остается чрезвычайно капиталоемким для нефтегазодобывающих организаций. Получение высоких технико-экономических показателей бурения во многом зависит от успешности преодоления осложнений и аварий. При этом риск возникновения аварий в современных условиях бурения нефтяных и газовых скважин (разнообразие геологического строения районов, глубина скважин, высокие давления, температура и солевая агрессия, наличие неустойчивых пород, сложность конструкций и конфигураций скважин) очень высок.

Наиболее распространенным и трудоемким видом аварий в процессе бурения скважин является прихват бурильной колонны, поэтому вопросам прогнозирования и идентификаций прихватов колонн бурильных труб отводится первостепенная роль.

Прихват – это непредвиденный процесс при сооружении скважин, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов при приложении к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности труб и применяемого оборудования [1]. Время простоя при ликвидации прихватов приводит к значительным финансовым убыткам. Следовательно, разработка методов прогнозирования и распознавания прихватов позволит получить значительную экономическую выгоду за счет сокращения времени на их ликвидацию [1–14].

Коллективом ученых в период 70–80-х годов XX века А.К. Самотоем, А.Г. Аветисовым, Н.Н. Кочелевым, Н.Г. Аветисяном, М.М. Ахмадуллиным, С.Р. Хлебниковым впервые была разработана процедура распознавания, прогнозирования и предупреждения прихватов колонн статистическими методами, а именно методом последовательной диагностической процедуры [1–6]. Данный метод авторы использовали для прогнозирования возникновения трех типов прихватов на основе промысловых данных. Авторы утверждают, что достоверность прогнозирования этого метода высокая (с вероятностью от 0,7 и более). Следует отметить, что такой подход требует значительного времени на проведение процедуры прогнозирования и получение больших статистических данных о прихватах. Следовательно, применение данного метода ограничено, особенно, в геологически неразведанных районах.

Исследователем Ф.Н. Абу-Абед предложен метод обнаружения предаварийных ситуаций в процессе промышленного бурения нефтяных скважин [8–14]. В работах автора применяется кластеризация данных и последующее прогнозирование на основе нейронных сетей. В качестве входного набора данных автором использованы статистические данные об авариях, источник данных – библиотека программного обеспечения станции геолого-технологического исследования. В качестве выходного сигнала использованы два состояния текущей ситуации: «штатная ситуация» и «предаварийная ситуация». Работа автора охватывает все возможные виды аварий и некоторые осложнения в целом



(газонефтеводопроявление и выбросы, поглощения бурового и тампонажного раствора, прихват бурового инструмента, обвал стенок скважины) без детализации причин их возникновения. Такой подход не позволяет оценить влияние конкретных факторов на развитие того или иного вида аварии, следовательно, устранение аварийных ситуаций на ранних стадиях становится невозможным.

Американскими учеными Хьюстонского университета и компании Халлибертон США (A. Murillo, J. Neuman, R. Samuel) предлагается прогнозирование дифференциального и механического прихватов буровых труб методами нечеткой логики и нейронной сети в сочетании с моделью дискриминантного анализа [15]. Исследование проведено на основе полевых производственных данных Халлибертон. В качестве входных данных были использованы параметры режимов бурения, глубина скважины, момент вращения, давление на стояке бурового насоса, диаметр долота, геометрия компоновки низа буровой колонны и параметры бурового раствора, в том числе реологические. В результате полученная модель имеет достаточно высокую точность прогнозирования. Несмотря на то, что работа в большей степени посвящена дифференциальному прихвату труб, авторы не учитывали в своей модели типы горных пород. Однако, именно данный фактор в большей степени влияет на природу возникновения дифференциального прихвата [1, 7].

Совместно с американскими и иранскими учеными (N.M. Elahi, P. Ezzatyar, J. Saeid) предлагается прогнозирование дифференциального прихвата буровых труб методом нечеткой логики и активного обучения [16]. В качестве входных элементов данных применяются следующие факторы: глубина скважины, предел текучести бурового раствора (БР), тип БР, статическое напряжение сдвига при 1 и 10 минут покоя, тип смазочных добавок, содержание твердых частиц, водоотдача БР, толщина фильтрационной корки, пластическая вязкость, осевая нагрузка на долото и частота вращения инструмента. Авторы утверждают, что полученная ими модель, по сравнению с существующими моделями [15], имеет высокую точность прогнозирования возникновения дифференциального прихвата. Несомненная важность этой работы состоит в том, что в работе применяется нормализация входных данных, за счет чего повышается точность работы модели. Однако, в работе так же не учитываются типы горных пород в качестве входных данных.

Таким образом, при наличии существенного задела по диагностике прихватов колонн буровых труб многие свойства и механизмы возникновения прихватов недостаточно изучены. В данной работе представлен новый метод прогнозирования прихватов колонн буровых труб на основе искусственной нейронной сети, при разработке которой были учтены наиболее важные факторы, влияющие на возникновение прихватов.

1. Подготовка данных

1.1 Выбор и преобразование набора входных данных

Успешное обнаружение и прогнозирование прихватов колонн буровых труб возможно только при тщательном анализе комбинаций факторов, степень влияния которых, разными исследователями определяется субъективно [1–7].

В качестве набора данных о прихватах в работе были использованы промысловые архивные данные ВНИИКРнефти по 92 прихватам скважин [1–6].

Рассматриваемые данные представляют собой следующие компоненты вектора состояния скважины ($X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_6, X_7, X_8, X_9, X_{10}, X_{11}, X_{12}, X_{13}, X_{14}, X_{15}, X_{16}, X_{17}, X_{18}$), где: X_1 – глубина, на которой находится долото в момент прихвата, м; X_2 – тип породы в зоне прихвата; X_3 – пластовое давление в зоне прихвата, кгс/см²; X_4 – разность между давлением столба промывочной жидкости и пластовым давлением, кгс/см²; X_5 – плотность бурового раствора, г/см³; X_6 – условная вязкость, с; X_7 – СНС₁, мгс/см²; X_8 – СНС₁₀, мгс/см²; X_9 – водоотдача бурового раствора, см³/30 мин; X_{10} – длина УБТ, м; X_{11} – зазор между стенкой скважины и УБТ, мм; X_{12} – угол искривления ствола скважины, градус; X_{13} – температура на глубине прихвата, °С; X_{14} – количество нефти в растворе, %; X_{15} – понизители вязкости; X_{16} – понизители водоотдачи; X_{17} – ингибирующие добавки; X_{18} – смазочные добавки.

Перечень компонентов вектора состояния скважины довольно представительен и при этом не противоречит набору априорных факторов, оказывающих первостепенное влияние на возникновение прихватов [2].

Для повышения информативности исходного вектора состояния ряд элементов вектора ($X_2, X_{15}, X_{16}, X_{17}, X_{18}$) был разделен на субэлементы. Каждому субэлементу данных было присвоено доленое значение в соответствии своего основного элемента данных (см. табл. 1). Такое разделение позволило повысить репрезентативность выборки для нейронной сети (НС) и в дальнейшем, улучшить качество ее работы.

Таким образом, имеются 32 компоненты вектора состояния, которые в наибольшей степени характеризуют состояние колонны буровых труб, находящихся в стволе скважины. В качестве выходной информации о прихвате рассматривается 4 состояния: Y_1 – прихват под действием перепада давления; Y_2 – прихват (заклинивание) инструмента при его движении в скважине; Y_3 – прихват, вследствие сужения сечения ствола скважины (в результате оседания шлама, утяжелителя, осыпей, обвалов, выпучивания пород, сальникообразования и т.п.); Y_4 – отсутствует прихват.



Таблица 1 – Разделение элементов данных на субэлементы

X ₂				X ₁₅				X ₁₆				X ₁₇				X ₁₈		
X2.1	X2.2	X2.3	X2.4	X15.1	X15.2	X15.3	X15.4	X16.1	X16.2	X16.3	X16.4	X17.1	X17.2	X17.3	X17.4	X18.1	X18.2	X18.3
Тип породы в зоне прихвата. Глина, %	Тип породы в зоне прихвата. Аргиллит, %	Тип породы в зоне прихвата. Песчаник, %	Тип породы в зоне прихвата. Соль, %	Понизитель вязкости ФХЛС, %	Понизитель вязкости ТПФН, %	Понизитель вязкости ОКЗИП, %	Понизитель вязкости УЦР, %	Понизитель водоотдачи КССБ, %	Понизитель водоотдачи ГИПАН, %	Понизитель водоотдачи КМЦ, %	Понизитель водоотдачи УЦР, %	Ингибирующие добавки МЕЛ, %	Ингибирующие добавки Ж.СТЕКЛО, %	Ингибирующие добавки СОЛЬ, %	Ингибирующие добавки ИЗВЕСТЬ, %	Смазывающие добавки Нефть, %	Смазывающие добавки ГРАФИТ, %	Смазывающие добавки СМАД, %

1.2 Обучающие, проверочные и тестовые наборы данных

Оценка модели всегда сводится к делению доступных данных на три набора: *обучающий*, *проверочный* и *тестовый*. Модель будет обучаться на обучающих данных, а проверка качества обучения будет оцениваться на проверочных. После завершения обучения модель будет тестироваться с применением тестовых данных. Такой подход позволяет получить наиболее точную оценку обобщенности модели [19].

1.3 Нормализация данных

НС плохо работает со значениями элементов данных, имеющих самые разные диапазоны. Например, в нашем случае глубина нахождения долота от 50 м до 6000 м, плотность бурового раствора от 0,890 г/см³ до 1,80 г/см³ и т.д. Сеть сможет автоматически адаптироваться к таким разнородным данным, но это усложнит процесс обучения. На практике к таким данным принято применять нормализацию.

Нормализация – это ряд методов, стремящихся сделать сходство разных образцов более заметным для модели машинного обучения, что помогает модели выделять и обобщать новые данные. Для данной задачи подходит наиболее распространенная форма нормализации, которая предполагает нормальность закона распределения данных. Суть нормализации состоит в центрирование данных и приведение их к единичной дисперсии:

$$X_{\text{норм}i} = \frac{X_i - \bar{X}}{\sigma},$$

где \bar{X} – среднее значение по признаку X_i (элемента данных), σ – среднеквадратическое отклонение.

Важно отметить, что нормализации подвергаются обучающие и проверочные данные. Тестовые данные не должны подвергаться нормализации [19].

2. Подготовка НС

2.1 Тип и архитектура НС

Существуют различные типы и модели искусственных НС, которые различаются по принимаемым видам входной информации (графической, звуковой, текстовой, цифровой и т.д.), а также методам их обработки [17].

В математическом виде функционирование нейрона k можно описать следующей парой уравнений:

$$u_k = \sum_{m=1}^m w_{km}x_m, Y_k = \varphi(u_k + b_k),$$

где x_1, x_2, \dots, x_m – входные сигналы; $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$ – синаптические веса нейрона k ; u_k – линейная комбинация входных воздействий; b_k – порог; $\varphi(\cdot)$ – функция активации; Y_k – выходной сигнал нейрона.



Опираясь на существующие теории и результаты практического применения различных структур и моделей НС, для решения поставленной задачи была выбрана многослойная сеть с последовательными слоями (l_1, l_2, l_3) и полными связями между ними (модель *Sequential* или многослойный персептрон) [17–23].

Основным строительным блоком НС является слой (l_n). Существуют различные методики и рекомендации по расчету количества слоев, но на практике этот параметр обычно для каждой задачи выбирается индивидуально на основе численных экспериментов.

В качестве исходной архитектуры была выбрана следующая структура: сеть с входным слоем из 32 нейронов с функцией активации «ReLU» и с выходным слоем из 4-х нейронов с функцией активации «SoftMax».

Далее был проведен ряд экспериментов, в которых оценивалось качество работы сети при изменении количества нейронов входного слоя. Результаты эксперимента (см. рис. 1., а) показали, что увеличение количества нейронов входного слоя до 100 приводит к максимальной точности работы сети, а последующее увеличение приводит к нестабильному улучшению точности. С целью нахождения более точного количества нейронов в этом слое, проведен повторные эксперименты в диапазоне от 92 до 108 нейронов с шагом один нейрон. Результаты эксперимента показали, что при количестве нейронов 97, точность работы сети достигает максимума (см. рис. 1., а), следовательно, для выбранной сети оптимальное количество нейронов в первом слое составляет 97. Таким образом, эта процедура проведена для второго слоя (см. рис. 1., б), и определено оптимальное количество нейронов 52. Дальнейшее увеличение количество слоев и нейронов в этих слоях не приводит к повышению точности работы сети.

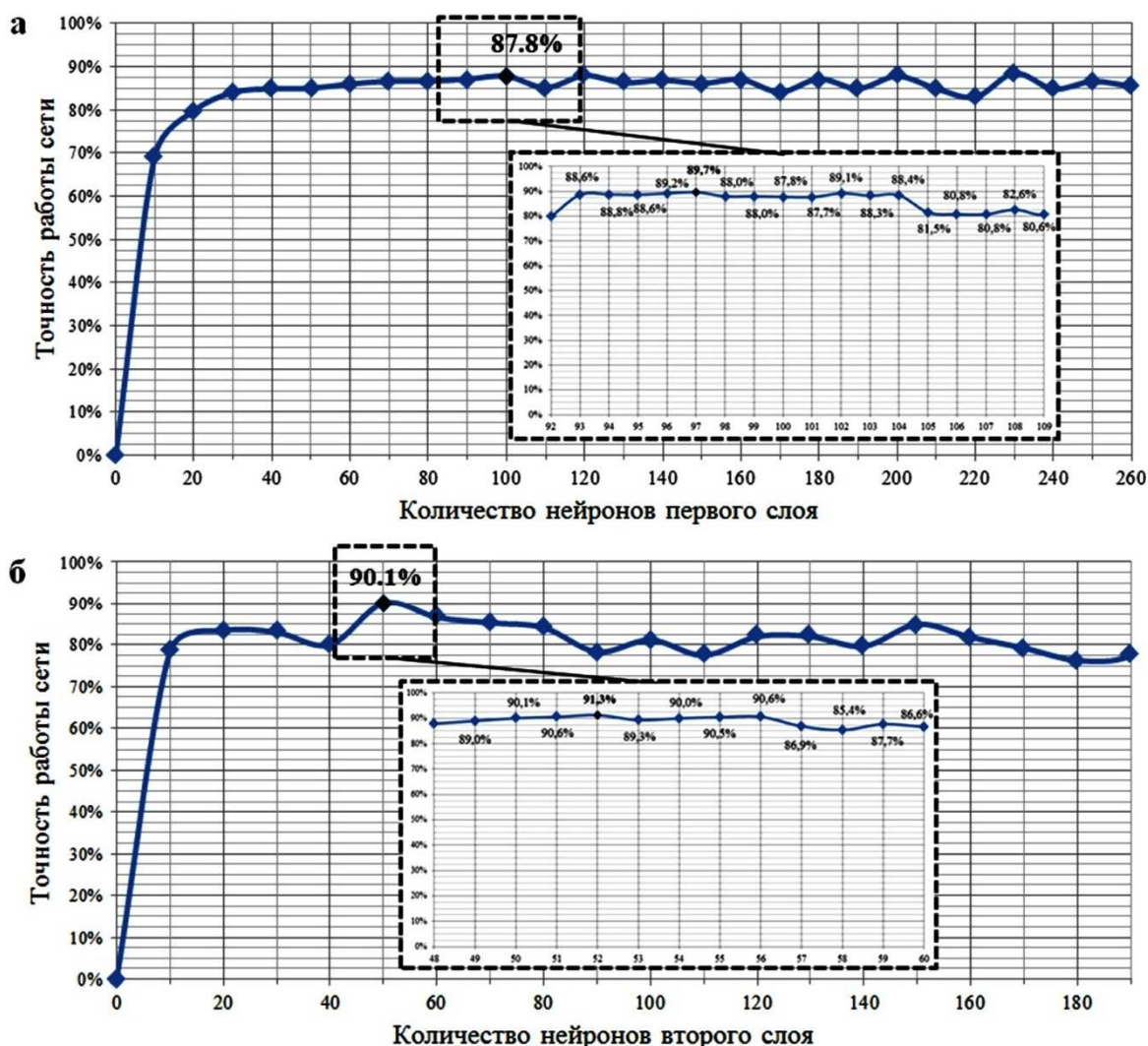


Рисунок 1 – График точности работы сети в зависимости от количества нейронов в первом а и во втором б слое

Исходя из вышесказанного, обоснованно выбрана следующая архитектура сети: трехслойная сеть, где первый слой состоит из 97 нейронов, второй из 52 и последний третий (выходной) слой состоит из 4-х нейронов. Во 2-м слое применяется активационная функция «Sigmoid», следовательно, на выходном слое применяется активационная функция мягкого максимума «SoftMax» (см. рис. 2.).

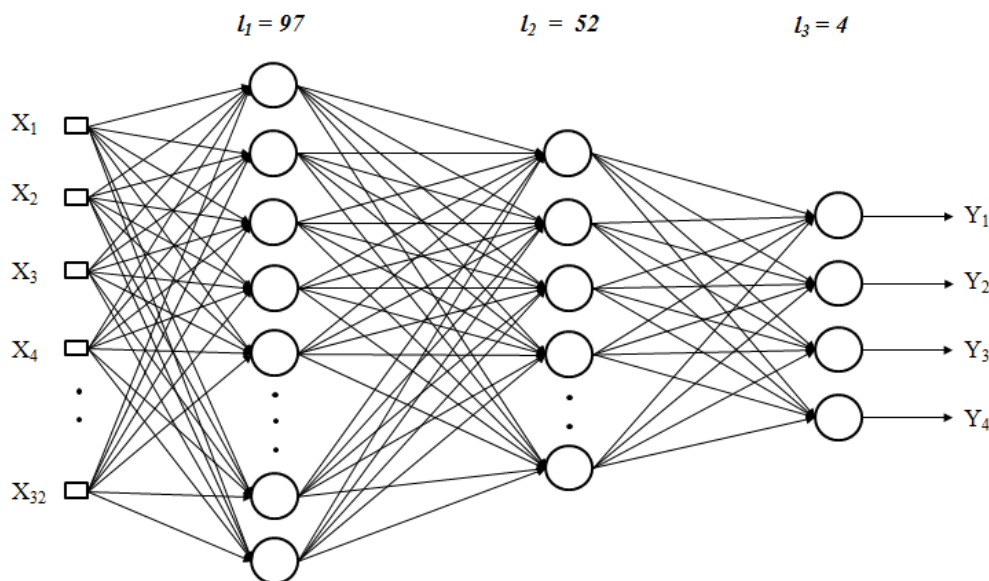


Рисунок 2 – Архитектура НС. Многослойная сеть с последовательными связями

Функция активации ограничивает амплитуду выходного сигнала нейрона. Эта функция также называется функцией сжатия. Такая комбинация активационных функции выбрана исходя из результатов проведенных экспериментов, которые рассмотрены в разделе «оценка качества работы сети».

2.2 Алгоритм и метод обучения сети

Обучение НС – это процесс, в котором параметры НС настраиваются посредством моделирования среды, в которую эта сеть встроена. Существуют различные алгоритмы и методы обучения НС, в зависимости от архитектуры сети и постановки решаемой задачи. Так как модель рассматриваемой сети – это многослойный перцептрон, то целесообразно применять алгоритм обучения сети с учителем и методом обратного распространение ошибки (со стохастическим градиентным спуском) [17–23].

Для подготовки сети к обучению, прежде всего, необходимо настроить три параметра для этапа компиляции:

1. *Функцию потерь* – величину, которую требуется свести к минимуму в ходе обучения, поэтому она должна представлять собой меру успеха для решаемой нами задачи. По своим назначениям существует множество видов функции потерь. В задачах мульти-классовой классификации (прогнозирования) целесообразно применять категориальную перекрестную энтропию (*Categorical cross-entropy*), которая описывается уравнением:

$$L_{cce_k} = - \sum_{k=1}^n Y_k \log(\hat{Y}_k),$$

где \hat{Y}_k – предсказанное моделью значение целевой переменной; Y_k – желаемое значение целевой переменной.

2. *Оптимизатор* – механизм, с помощью которого сеть будет обновлять себя, опираясь на наблюдаемые данные и функцию потерь. Оптимизатор также определяет точный способ использования градиента потерь для изменения параметров (см. рис. 3.). Применительно для нашей задачи, наилучшие результаты были получены при выборе оптимизатора «Adam», реализующего градиентный спуск с импульсом.

3. *Метрику для мониторинга на этапах обучения и тестирования, мы выбрали «Accurasy»* – это одна из удобных метрик качества моделей машинного обучения.

$$Accuracy \text{ (точность)} = \frac{\text{количество верных ответов}}{\text{общее количество ответов}}$$

Она часто используется для классификации и показывает долю данных, для которых класс был определен правильно.

2.3 Настройка гиперпараметров сети

Интуитивно гиперпараметры можно представить как параметры, которые не были извлечены из данных и являются рычагами управления моделью, т.е. параметры, которые можно изменять с целью



улучшения качества работы модели. Под гиперпараметрами следует понимать: размер мини-выборки, количество нейронов входного слоя, количество скрытых слоев НС и количество эпох обучения. Оптимальная настройка гиперпараметров может быть достигнута только в результате проведения серии экспериментов, в каждом из которых необходимо менять один из гиперпараметров и анализировать изменение качества работы сети. Первоначально эти параметры выбираются произвольно. Для используемой сети числом эпох обучения было выбрано 150. Но, вскоре после проведения экспериментов и анализа результатов, был отмечен следующий факт: по мере прохождения эпох обучения, уменьшается доля ошибки на обучающей и проверочной выборке (см. рис. 4., а). По мере увеличения эпох доля ошибки на проверочных данных, в отличие от доли ошибок на обучающих данных достигает определенного уровня (минимума), после которого по мере увеличения эпохи начинает увеличиваться ошибка (происходит переобучение сети). В таком случае необходимо остановить процесс обучения на той эпохе, после которой замечено увеличение ошибок обучения сети. Судя по графику (рис. 4., а) оптимальное число эпох для полного цикла обучения сети составляет 50, что подтверждается результатами повторного обучения (см. Рис. 4., б).

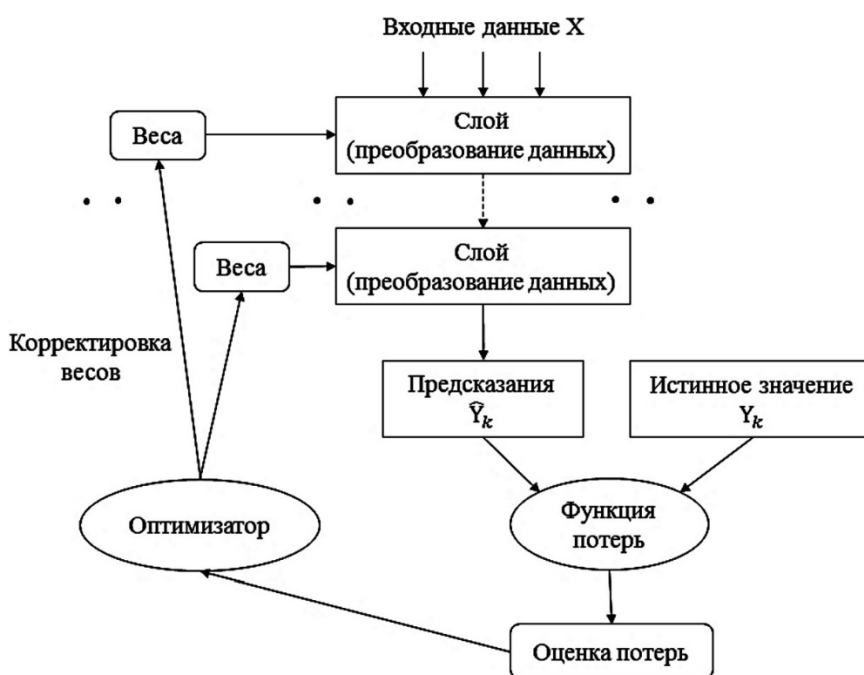


Рисунок 3 – Блок-схема процесса обучения сети [19]

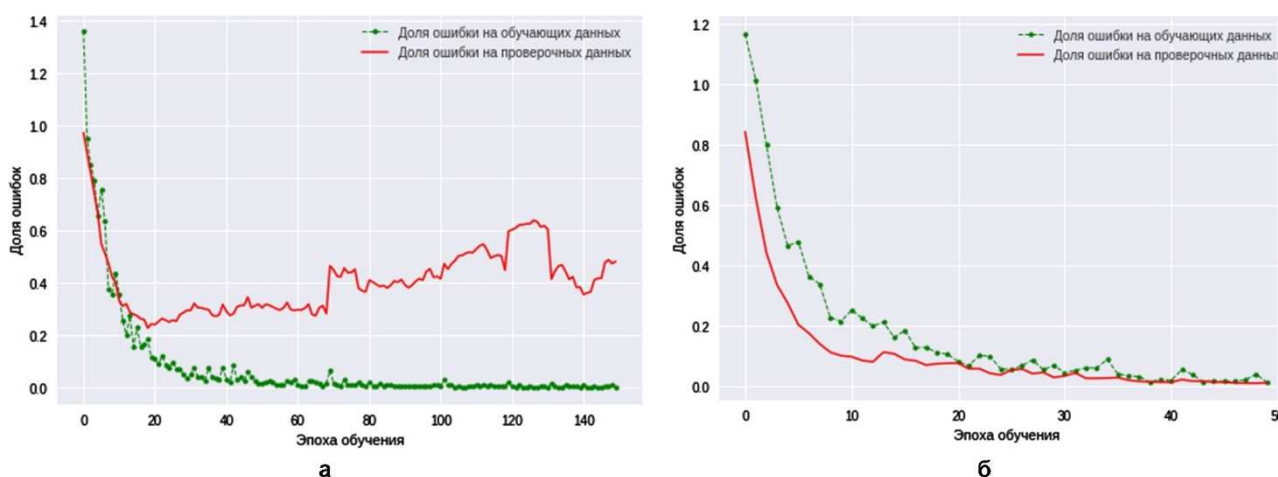


Рисунок 4 – График оценки ошибки сети на обучающих и проверочных данных по прохождению эпох обучения: а при 150 эпох; б при 50 эпох

В результате проведенной серии экспериментов, наилучшие результаты работы сети получены при следующих гиперпараметрах: размер мини-выборки 1; 97 нейронов входного слоя; 1 скрытый слой НС; 50 эпох обучения.



3. Оценка качества работы сети

Оценка качества работы сети проводилась методом кросс-валидации по k-блокам. Имеющийся набор данных случайным образом подразделялся на 20-блоков мини данных (см. рис. 5.). В качестве обучающей выборки применялись 19 из них, а 1-блок мини данных в качестве проверочных. Данное разбиение блоков позволило проводить обучение сети и оценку ошибки сети на этих данных.



Рисунок 5 – Структурная схема кросс-валидации по k-блокам [20]

Процедура повторялась 20-раз, в результате чего, получено 20 моделей с их оценками качества работы сети ($L_1 \dots L_{20}$). Затем вычислялась средняя ошибка работы модели, на основе разных независимых блоков по формуле:

$$L_{\text{mean}} = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^{20} L_i.$$

Метод кросс-валидации по k-блокам позволил нам выполнить тонкие настройки модели, т.е. находить оптимальные значения гиперпараметров, которые дали удовлетворительную обобщающую способность. После того как определены удовлетворительные значения гиперпараметров, повторно произведен процесс обучения модели на полном обучающем наборе. В результате получена окончательная оценка качества модели на базе независимого тестового набора.

С учетом того, что k-блочная кросс-валидация – это метод генерирования повторных образцов без возврата (непересекающихся образцов), преимущество этого подхода заключается в том, что каждая точка образца является частью обучающего и проверочного наборов данных ровно один раз, что в итоге позволяет получить более низкодисперсную оценку качества модели [20].

В результате проведения серии экспериментов с различными комбинациями активационных функции и оптимизаторами, были получены ряд результатов, (см. рис. 6., а, б и в) по которым можно сделать вывод о целесообразности применения комбинации активационных функций, скрытого и выходного слоев «Sigmoid-SoftMax» с оптимизатором Adam. При такой комбинации достигнута высокая точность работы сети (93,5 %) для обрабатываемых данных.

В заключение, необходимо отметить, следующее:

- в разработке полученной модели прогнозирования применялись важные и обобщающие факторы, влияющие на возникновение всех видов прихватов, что позволяет прогнозировать все виды прихватов колонн бурильных труб;
- применяемый способ преобразования элементов входных данных позволяет адаптироваться полученной модели НС к новым выборкам, в том числе от скважин различных месторождений;
- экспериментальным способом обоснована архитектура сети и выявлены наилучшие гиперпараметры, а также комбинация активационных функций, которые позволили получить оптимальную модель для решения данной задачи;
- полученная модель может применяться в процессе проектирования и бурения скважины, что позволит минимизировать риски возникновения непредвиденных аварий (прихватов);
- разработанная модель позволяет прогнозировать возникновение и определять тип прихвата на экспериментальных данных с точностью прогнозирования 93 %.

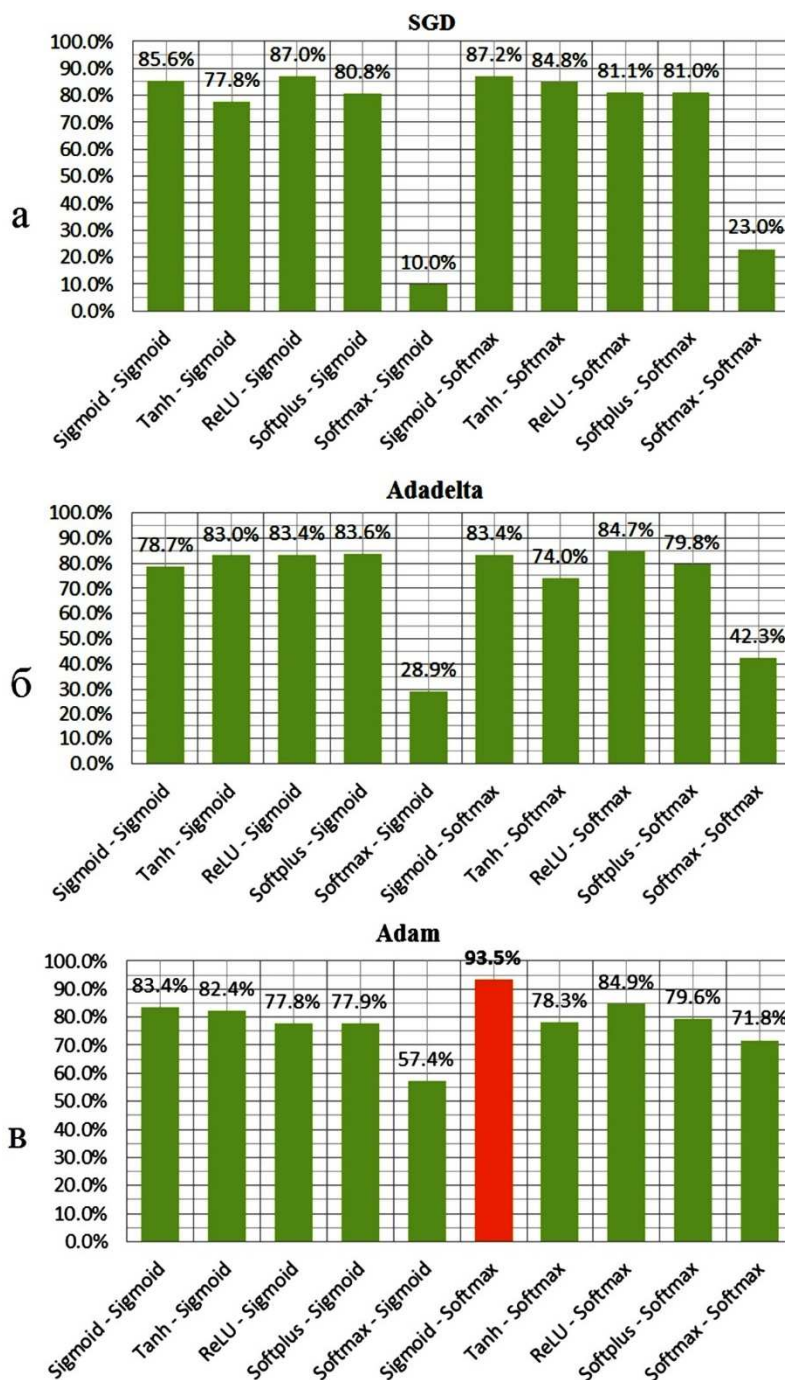


Рисунок 6 – Точность работы сети при различных комбинациях активационных функции (скрытого и выходного слоя) с оптимизаторами: **а** – SGD; **б** – Adadelta; **в** – Adam

Литература

1. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин : учебное пособие. – М. : Недра, 1979. – 182 с.
2. Самотой А.К., Воротнюк О.В. Анализ априорных данных о факторах, действующих при прихвате колонны труб // Тр. ВНИИБТ. Борьба с осложнениями при бурении скважин. – 1973. – Вып. 7. – С. 28–37.
3. Аветисов А.Г., Ахмадуллин М.М., Самотой А.К. Прогнозирование, предупреждение и ликвидация прихватов с использованием статистических методов // Тематический научно-технический обзор. – М. : ВНИИОЭНГ, 1977. – С. 75–86.
4. Аветисов А.Г., Ахмадуллин М.М., Кошелев Н.Н. Методическое руководство по распознаванию, прогнозированию и предупреждению прихватов колонн труб методом последовательной диагностической процедуры. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1977. – 38 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Булатов А.И., Аветисов А.Г. Методическое руководство по применению методов распознавания образов при промывке и креплении скважин. – Краснодар, 1974. – 42 с.



6. Мирзаджанзаде А.Х., Аветисов А.Г., Булатов А.И. Методические указания по применению статистических методов в бурении нефтяных и газовых скважин. – Краснодар, 1983. – 62 с.
7. Липатов Е.Ю. Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата буровой колонны (на примере месторождений Среднего Приобья) : монография. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 128 с.
8. Abu-Abed F.N. Development of Tools for the Analysis of Pre-Emergency Situations on the Drilling Rig Based on Neural Network Technologies // IIIrd International Innovative Mining Symposium. Environment Saving Mining Technologies. – 2018. – 41, 01025. – 8 p. – doi.org/10.1051/e3sconf/20184101025.
9. Абу-Абед Ф.Н. Надежность объектов нефтегазодобывающей промышленности // Газовая промышленность. – 2015. – № S720 (720). – С. 107–111.
10. Абу-Абед Ф.Н. Автоматизированная система обнаружения предаварийных ситуаций на объектах нефтегазодобывающей промышленности // Каротажник. – 2015. – № 5 (251). – С. 48–61.
11. Абу-Абед Ф.Н. Снижение риска при строительстве газовых скважин на базе нейросетевой модели // Газовая промышленность. – 2014. – № S712 (712). – С. 100–102.
12. Абу-Абед Ф.Н. Обнаружение предаварийных ситуаций в процессе промышленного бурения нефтяных скважин : дисс. ... канд. техн. наук / Ф.Н. Абу-Абед. – Тверь, 2011. – 206 с.
13. Абу-Абед Ф.Н., Домира Р.В. Применение средств моделирования нейросетей для анализа предаварийных ситуаций на буровых // Программные продукты и системы. – 2010. – № 3. – С. 136–139.
14. Абу-Абед Ф.Н. Разработка средств моделирования нейросетей // Вестник Тверского государственного технического университета. – 2005. – № 7. – С. 125–129.
15. Murillo A., Neuman J., Samuel R. Pipe sticking prediction and avoidance using adaptive fuzzy logic and neural network modeling // Paper presented at Production and Operations Symposium held in Oklahoma City. – Oklahoma, USA, 2009. – 15 p. – SPE 120128.
16. Morteza E.N., Peyman E., Saeid J. Prediction of drilling pipe sticking by active learning method (ALM) // Academic Journals. Journal of Petroleum and Gas Engineering. – 2013. – Vol. 4(7). – P. 173–183. – DOI: 10.5897/JPGE2013.0166.
17. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.
18. Gulli A. Deep Learning with Keras: hand book / Antonio Gulli, Sujit Pal. – BIRMINGHAM – MUMBAI: Packt, 2017. – 310 p.
19. Шолле Ф. Глубокое обучение на Python : справочное пособие. – СПб. : Питер, 2018. – 400 с.
20. Рашка С. Python и машинное обучение : справочное пособие. – М. : ДМК Пресс, 2017. – 418 с.
21. Грас Дж. Наука о данных с нуля: учебное пособие. – СПб. : БХВ-Петербург, 2017. – 336 с.
22. Jojo M. Learn Keras for Deep Neural Networks : hand book. – Canada : Apress, 2019. – 192 p.
23. Ketkar N. Deep Learning with Python : A Hands-on Introduction. – India : Apress, 2017. – 162 p. – DOI 10.1007/978-1-4842-2766-4.

References

1. Samotoy A.K. Prevention and elimination of pipe clamps when drilling wells: a training manual. – M. : Nedra, 1979. – 182 p.
2. Samotoy A.K., Vorotnyuk O.V. The analysis of the a priori data about the factors acting at tacking of tubing string // Proc. of Intern. VNIIBT. Struggle with complications at well drilling. – 1973. – Execute 7. – P. 28–37.
3. Avetisov A.G., Akhmadullin M.M., Samotoy A.K. Prediction, prevention and liquidation of tackles using statistical methods // Thematic scientific and technical review. – M. : VNIOENG, 1977. – P. 75–86.
4. Avetisov A.G., Akhmadullin M.M., Koshelev N.N. Methodical manual on recognition, forecasting and prevention of tackings of pipe columns by means of successive diagnostic procedure. – Krasnodar : VNIKRneft, 1977. – 38 p.
5. Mirzadzhanzade A.H., Bulatov A.I., Avetisov A.G. The methodical manual on application of methods of pattern recognition at flushing and fixing of wells. – Krasnodar, 1974. – 42 p.
6. Mirzajanzade A.H., Avetisov A.G., Bulatov A.I. Methodical instructions for application of statistical methods in drilling of oil and gas wells. – Krasnodar, 1983. – 62 p.
7. Lipatov E.Yu. Research and development of technology and technical means for prevention and liquidation of drillstring tacking (by the example of fields of Middle Priobie) : monograph. – Tyumen : TyumGNGU, 2015. – 128 p.
8. Abu-Abed F.N. Development of Tools for the Analysis of Pre-Emergency Situations on the Drilling Rig Based on Neural Network Technologies // IIIrd International Innovative Mining Symposium. Environment Saving Mining Technologies. – 2018. – 41, 01025. – 8 p. – doi.org/10.1051/e3sconf/20184101025.
9. Abu-Abed F.N. Reliability of the oil and gas extracting industry objects (in Russian) // Gas industry. – 2015. – № S720 (720). – P. 107–111.
10. Abu-Abed F.N. Automated system for detection of the preaccident situations at the oil and gas producing industry objects // Karotazhnik. – 2015. – № 5 (251). – P. 48–61.
11. Abu-Abed F.N. Risk reduction at construction of the gas wells on the basis of the neural network model (in Russian) // Gas industry. – 2014. – № S712 (712). – P. 100–102.
12. Abu-Abed F.N. Detection of the preaccidental situations during the industrial drilling of the oil wells : Dissertation. Cand. of Sciences / F.N. Abu-Abed. – F.N. Abu-Abed. – Tver, 2011. – 206 p.
13. Abu-Abed F.N., Dopira R.V. Application of neural network modeling tools for pre-accident analysis on drilling // Software products and systems. – 2010. – № 3. – P. 136–139.
14. Abu-Abed F.N. Neural network modeling means development // Vestnik of Tver State Technical University. – 2005. – № 7. – P. 125–129.



15. Murillo A., Neuman J., Samuel R. Pipe sticking prediction and avoidance using adaptive fuzzy logic and neural network modeling // Paper presented at Production and Operations Symposium held in Oklahoma City. – Oklahoma, USA, 2009. – 15 p. – SPE 120128.
16. Morteza E.N., Peyman E., Saeid J. Prediction of drilling pipe sticking by active learning method (ALM) // Academic Journals. Journal of Petroleum and Gas Engineering. – 2013. – Vol. 4(7). – P. 173–183. – DOI: 10.5897/JPGGE2013.0166.
17. Haikin S. Neural networks: full course. – M. : Williams Publishing House, 2006. – 1104 p.
18. Gulli A. Deep Learning with Keras: hand book / Antonio Gulli, Sujit Pal. – BIRMINGHAM – MUMBAI: Packt, 2017. – 310 p.
19. Scholle F. Deep Learning on Python: a reference book. – SPb. : Peter, 2018. – 400 p.
20. Rushka S. Python and machine training: a reference book. – M. : DMK Press, 2017. – 418 p.
21. Gras J. Science of Data from Zero: a Training Manual. – St. Petersburg : BHVP, 2017. – 336 p.
22. Jojo M. Learn Keras for Deep Neural Networks : hand book. – Canada : Apress, 2019. – 192 p.
23. Ketkar N. Deep Learning with Python : A Hands-on Introduction. – India : Apress, 2017. – 162 p. – DOI 10.1007/978-1-4842-2766-4.



622.24.053.9

О РАЗРАБОТКИ КОНТЕЙНЕРА ДЛЯ ДОСТАВКИ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ В ЗОНУ ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА



DEVELOPMENT OF A CONTAINER FOR THE DELIVERY OF THE PLUGGING MIXTURE TO THE ABSORPTION ZONE

Комилов Толиб Олимович

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

Умедов Шерали Халлокович

доктор технических наук,
Ташкентский государственный
технический университет
имени Ислама Каримова
umedov.sherali@mail.ru

Рахимов Анварходжа Акбарходжиевич

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

Аннотация. В статье рассмотрена технология изоляции осложнённой зоны в эксплуатационных скважинах и доставки тампонажной смеси с помощью контейнера на необходимую глубину без внешних воздействий.

Ключевые слова: контейнер, смесь, изоляция, раствор, тампонажный снаряд.

Komilov Tolib Olimovich

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

Umedov Sherali Khallokovich

Doctor of Sciences,
Tashkent state technical university
named after Islam Karimov
umedov.sherali@mail.ru

Rakhimov Anvarhodzha Akbarhodzhievich

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

Annotation. The article discusses the technology of isolation of the complicated zone in production wells and delivery of plugging mixture with the help of a container to the required depth without external influences.

Keywords: container, mixture, isolation, solution, plugging shell.

Основным способом изоляции поглощающих горизонтов является заливка зон ухода промысловой жидкости цементными растворами. Быстро схватывающиеся тампонажные смеси до сих пор широко не принимаются хотя эффективность их всем известна. А также мало внимания уделяется технологии цементирования зон поглощения контейнера на кабеле для сокращения спуско-подъемных операций насосно-компрессорных труб.

Тампонажный снаряд предназначен для тампонирувания стенок скважины с использованием тампонирующей смеси.

Устройства спускаемая в зону перекрытия поглощающих каналов вместе с тампонирующей смесью, выдавливается в скважину в качестве вяжущего вещества используется синтетическая смола, помещенная в контейнер. Эффективность работы контейнера во многом зависит от своевременного выявления неисправностей его деталей и узлов, возникающих в процессе изоляционных работ, которые при несвоевременном их устранении могут привести к выводу из строя всего снаряда.

Работы по подготовке оснастки, в составе которой содержатся резинотехнические детали, следует проводить при положительной температуре окружающей среды.

Режим и контроль спуска контейнера в скважину:

- контроль за заполнением раствором на устье;
- скорость спуска (движения) контейнера;
- требования к тампонажному раствору;
- мероприятия по предупреждению и ликвидации осложнений при спуске и по окончании спуска;
- особые указания по допуску контейнера, в том числе с учетом специальной технологической оснастки;
- операции в период подготовки к цементированию.



Литература

1. Комилов Т.О., Рахимов А.А. Способ доставки тампонажной смеси с применением контейнера спускаемого на кабеле для борьбы с поглощением бурового раствора // Материалы республиканской научно-технической конференции «Интеграция науки, образования и производства-важнейший фактор в реализации инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли» 1 ноября 2019 года. – Ташкент, 2019. – С. 194–197.

2. Комилов Т.О., Рахимов А.А. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовское чтение. – 2019. – Т. 3. – С. 69.

References

1. Komilov T.O., Rakhimov A.A. Method of delivery of plugging mixture with the use of a container descending on the cable to combat the absorption of drilling fluid // Materials of the republican scientific and technical conference «Integration of science, education and production – the most important factor in the implementation of investment projects of the oil and gas industry» November 1, 2019. – Tashkent, 2019. – P. 194–197.

2. Komilov T.O., Rakhimov A.A. Way of isolation of the flushing fluid absorption zones in a well // Bulatovskoe reading. – 2019. – Vol. 3. – P. 69.



УДК.622.24.063

ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



PLUGGING MORTAR FOR CEMENTING OIL AND GAS WELLS

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

Аннотация. В статье рассмотрена по разработке состава быстротвердеющих смесей для установления цементных мостов в поглощающих горизонтах.

Ключевые слова: бурение, скважины, промывка, изоляция, поглощения, глинизация.

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

Annotation. The article presents the development of the composition of quick-setting mixtures to establish cement bridges in the absorbing horizons.

Keywords: drilling, wells, washing, isolation, absorption, clay.

Основными задачами при креплении скважин являются создание надежного канала связи в системе «пласт – устье скважины» и надежная изоляция нефтегазо и водоносных пластов друг от друга [1].

Цементный камень изолирует притоки посторонних вод, препятствует прорыву газа. Вместе с тем повышается прочность конструкции скважин. Качество крепления скважин определяет долговечность и безаварийность эксплуатации продуктивного объекта.

Учитывая это были проведены лабораторные исследования по разработке состава тампонажных растворов с повышенной закупоривающей способностью.

Влияние полимерного наполнителя на время загустевания представленных составов тампонажных растворов в имитирующихся скважинных условиях. Лабораторные исследования проводились на консистометре КЦ-3 при температуре 100 °С и давлении 40,0 МПа. Результаты проведенных лабораторных испытаний представлены в рис. 1.

Как видно из рисунка 1 с увеличением содержания полимерного реагента увеличивается время загустевания исследуемых тампонажных растворов. Однако, увеличение концентрации полимерного наполнителя в составе тампонажных растворов более 5 % приводит к затруднению, связанное с прокачкой растворов.

В лабораторных исследованиях нами были использованы местные материалы и химические реагенты.

Предлагаемые составы быстротвердеющих смесей обладают следующими технологическими свойствами: плотность – 1400–1600 кг/м³; растекаемость – 16–25 см; водоотдача – 8–16 см³/30 мин.

Время начала схватывания тампонажных растворов, приготовленных на основе быстротвердеющих смесей при комнатной температуре и нормальном атмосферном давлении составляет от 1 часа до 3,0 часов. В течение 10–12 часов образуется прочный камень.

В зависимости от интенсивности поглощения бурового раствора и глубины залегания поглощающих горизонтов рецептура быстротвердеющих смесей подбирается для каждого нефтегазоносного региона отдельно на основании результатов лабораторных испытаний. Предлагаемые составы быстротвердеющих смесей будут приготавливаться на промышленных цехах, которые будут располагаться вблизи района ведения буровых работ.

Показано, что с применение нового полимерного наполнителя способствует получению тампонажных растворов с повышенной стабильностью и закупоривающим свойством, применение которого при цементировании скважин с аномально низкими пластовыми давлениями обеспечивает предупреждения поглощения тампонажного раствора в продуктивный горизонт. А это в свою очередь приводит к поднятию тампонажного раствора за обсадной колонны до устья скважины с образованием непроницаемого прочного цементного камня.

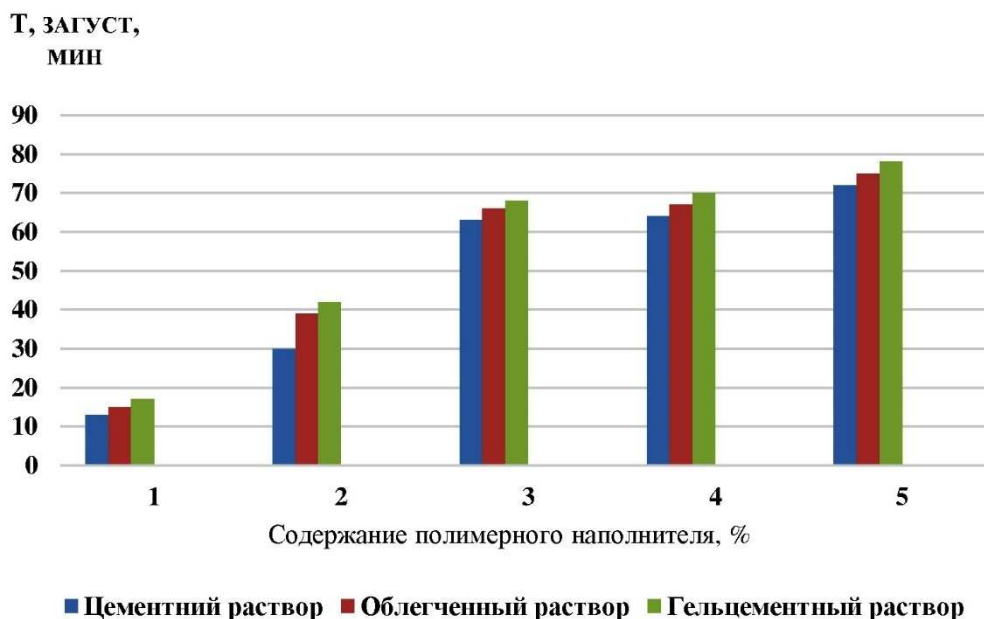


Рисунок 1 – Влияние полимерного наполнителя на время загустевания тампонажных растворов

Литература

1. Белей И.И. [и др.]. Применение стабилизированных тампонажных растворов для разобщения продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 7.
2. Akramov B.Sh., Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
3. Махаматхожаев Д.Р., Комилов Т.О., Юсуфхужаев С.А., Рахматов Ш.Д. Результаты бурения ствола скважины на площади учкызыл в условиях поглощения бурового раствора // Технологии нефти и газа. – М., 2019. – № 4 – С. 51–56.

References

1. Beley I.I. [et al.]. The use of stabilized grouting mortars for the separation of productive formations // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 7.
2. Akramov B.Sh, Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. – Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
3. Makhamatkhodzhaev D.R., Komilov T.O., Yusufkhuzhaev S.A., Rakhmatov Sh.D. The results of drilling a wellbore in the area under the conditions of absorption of drilling fluid // Oil and Gas Technologies. – M., 2019. – № 4. – P. 51–56.



УДК 532.546:544.725

ВЯЗКОУПРУГИЕ АНОМАЛИИ В БЕЗГЛИНИСТЫХ РАСТВОРАХ



VISCOELASTIC ANOMALIES IN CLAYLESS SOLUTIONS

Кондрашев Олег Федорович

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры физики,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
kondr_of@mail.ru

Kondrashev Oleg Fedorovich

Ph.D., Associate Professor of Physics,
Ufim State Petroleum Technical University
kondr_of@mail.ru

Аннотация. В работе рассматриваются особенности контактного взаимодействия в системе буровой раствор без твердой фазы – порода. Показано, что на межфазной границе возникают граничные слои микронной толщины, изменяющие геометрические параметры пористой среды и характер фильтрации.

Annotation. The paper considers the features of contact interaction in a drilling fluid system without a solid phase – rock. It is shown that boundary layers of micron thickness appear at the interphase boundary, changing the geometric parameters of the porous medium and the nature of the filtration.

Ключевые слова: контактное взаимодействие, граничные слои, пористая среда, вязкопластичность, вязкоупругость, разрыв сплошности.

Keywords: contact interaction, boundary layers, porous medium, viscoplasticity, viscoelasticity, discontinuity.

Проблема повышения качества освоения скважин тесно связана с вопросами сохранения фильтрационно-емкостных свойств породы, антифильтрационными или изолирующими свойствами бурового раствора, обеспечивающими экранирование зоны бурения.

Создание растворов с гарантированной глубиной проникновения фильтрата требует детальной информации о специфике его движения в пористой среде, которую весьма сложно получить средствами стандартной буровой реометрии, адаптированных для сравнительно низкомолекулярных технологических жидкостей с твердой фазой. Эти вязкопластичные по своей природе растворы имеют принципиально иной механизм фильтрации, чем современные образцы на полимерной основе [1].

Существенно отличаются сравниваемые объекты и по механизму изоляции приствольной области. В растворах с твердой фазой глубина проникновения фильтрата определяется толщиной и прочностью глинистой корки на поверхности фильтрации, поэтому упомянутыми выше стандартными методами исследуется объемная гидродинамика, не отражающая влияния весьма развитого контактного, молекулярно-поверхностного взаимодействия на состояние жидкости в пластовых условиях [1, 2].

Поставленной задаче отвечает установка, разработанная в Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ) для изучения физических свойств пластовых флюидов в порах микронного масштаба. Не останавливаясь на подробном описании последней, достаточно полно изложенным в [1, 2], отметим лишь ее принципиальные особенности.

Конструктивно рабочий узел установки представляет собой модифицированный вариант известного прибора Вейлера-Рембиндера, где сложная система из 8-ми плоских пружин обеспечивает тангенциальность крепления и колебаний, подвижной части по схеме простого сдвига. Последнее обеспечивает однородность поля деформации, что для неньютоновских жидкостей является принципиально важным обстоятельством. Столь же существенным является возможность регулирования размеров измерительной ячейки – узкого зазора из порообразующих минералов в интервале 0,3–30 мкм и скорости сдвига при моделировании пластовых условий.

В связи с этим, целью планируемых микрореологических (в порах микронного масштаба) исследований было изучение факторов, определяющих состояние флюида и его движение в пластовых условиях. Для этого предусматривалось изучение процесс структурообразования и деструкции в порах различного размера, прочности возникающих надмолекулярных структур и их течения.

Объекты исследования – рабочие образцы безглинистых буровых растворов на полимерной основе синтетического и природного происхождения (табл. 1), разработанные в ПАО АНК «Башнефть».

Методика измерений состояла в следующем: проба жидкости заливалась в узкий зазор заданного размера. Для получения информации о кинетике структурообразования образец подвергался периодическим измерениям в неразрушающем режиме, для кривой течения – во всем диапазоне пластовых скоростей-напряжений сдвига.

Анализ микрореологических измерений показывает, что все образцы проявляют в пластовых условиях физические свойства, принципиально отличающиеся от объемных, полученных по



стандартным методикам (рис. 1 и 2). Отличие носит как количественный (увеличение значений динамической вязкости и критических напряжений на порядок более), так и качественный (появление сдвиговой упругости и разрыва сплошности, не свойственных общепринятой модели буровых растворов) характер.

Таблица 1 – Состав буровых растворов

Компонентный состав	Тип раствора
Пластовая минерализованная вода плотностью 1,15–1,20 г/см ³	Безглинистый полимер-солевой буровой раствор
Крахмал ФИТО-РК,	
ПАА марки Alcomer-110, Poly-Kem D ₀ , не более 0,3 %	
ПАВ марки ПКД-515	
Карбонат кальция,	
Вода водопродная	Безглинистый полисахаридный гидрофобизирующий малокарбонатный буровой раствор
Крахмал ФИТО-РК	
Полигликоль	
Биополимер Кет-Х, не более 0,3 %	
Бактерицид	
ПАВ комплексного действия марки ПКД-515	
Смазочная добавка ДСБ-4ТТ	
Хлористый калий	
Карбонат кальция	

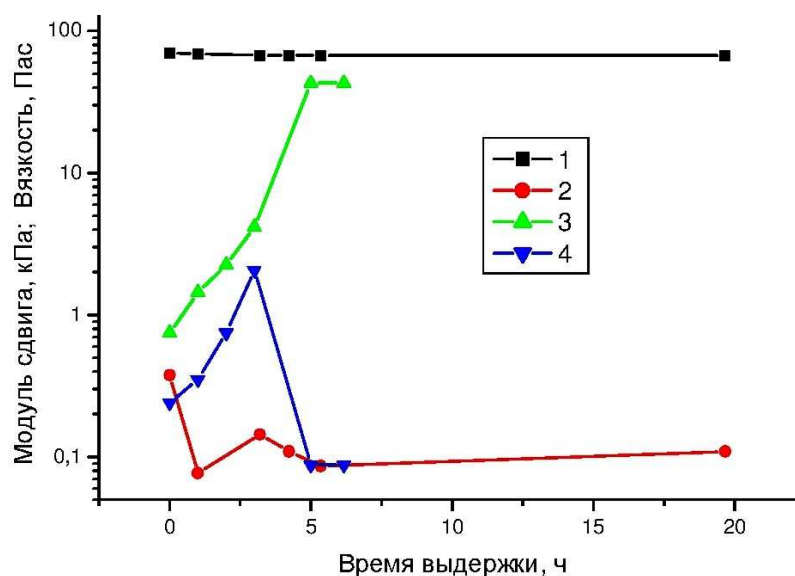


Рисунок 1 – Динамика упругих (1, 3) и вязких (2, 4) полимер-солевого (1, 2) биополимерного (2, 4) растворов в зазоре 5,2 мкм

Наблюдаются и различие в кинетике модификации сравниваемых растворов; полимер-солевой образец практически сразу выходит на установившееся значение (кривые 1 и 2), а биополимерный заканчивает формирование надмолекулярной структуры в течение суток (кривые 3 и 4).

Отмеченное связано с природой применяемого полимера и некоторых функциональных добавок, влияющих на интенсивность контактного взаимодействия. Известно, что минерализация раствора и валентность катионов солей обуславливают конформацию молекул высокомолекулярных соединений, сворачивая их в клубки при нейтрализации анионных звеньев, или, напротив, разворачивая цепи при их неполной компенсации и приводя к известному эффекту «полиэлектролитного набухания» [3]. Подвижность макромолекул, их звеньев при прочих равных условиях опреде скорость структурообразования. Обсуждаемые результаты отражают данную закономерность; более длительный период структурообразования у биополимерного образца с этих позиций связан меньшей минерализацией и наличием полигликолей, снижающих активность имеющихся катионов [3, 4].

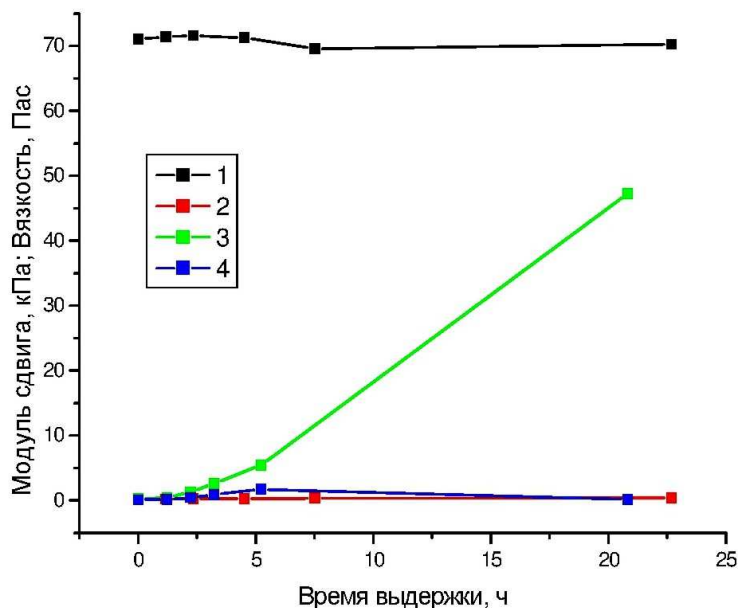


Рисунок 2 – Динамика упругих (1, 3) и вязких (2, 4) полимер-солевого (1, 2) биополимерного (2, 4) растворов в зазоре 26,2 мкм

Исследование кинетических процессов представляет интерес с точки зрения синхронизации процесса возникновения вязкоупругих «пробок» фильтрата, кольматирующих пористую среду, и соответствующих этапов технологии бурения. Соответствие этих процессов по времени позволит предотвратить загрязнение пористой среды.

Толщину граничных слоев, образующихся при этом на стенках пор, можно определить по перегибу кривых распределения структуро-чувствительных параметров по зазорам (рис. 3). Эти слои имеют диффузное строение и градиенты плотности, прочности и т.п., убывающие по мере удаления от границы раздела, поэтому возрастание параметров в обратном направлении может быть связано, очевидно, с перекрытием граничных слоев, возникших на поверхности поры. В связи с этим, по данным последнего рисунка можно полагать, что к исходу суток биополимерный фильтрат будет иметь граничные слои толщиной до 5 мкм.

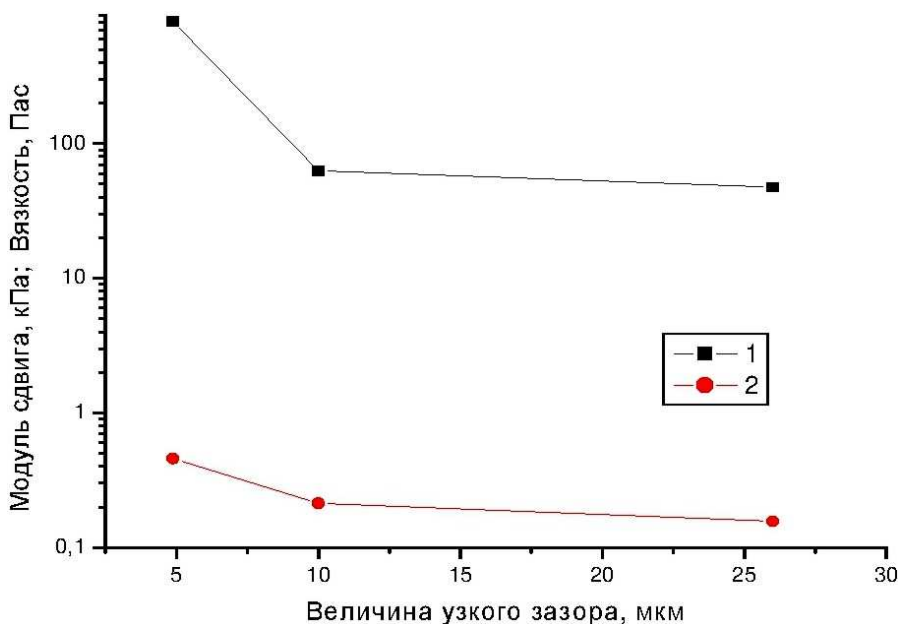


Рисунок 3 – К определению толщины граничного слоя биополимерного раствора:
1 – модуль сдвига, кПа; 2 – вязкость, Пас

Прочность создаваемой ими вязкоупругой «пробки» можно оценить по критическим напряжениям из кривых течения (рис. 4 а).

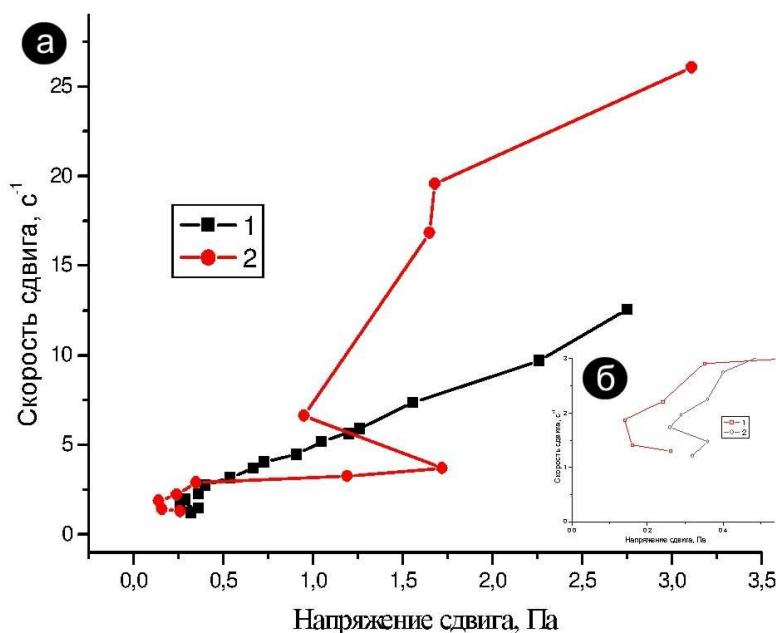


Рисунок 4 – Кривые течения полимер-солевого раствора в узких зазорах: 1 – 10,2 мкм; 2 – 5 мкм

Приведенные здесь зависимости наглядно отражают степень влияния размеров пор – интенсивности контактного взаимодействия на гидродинамику фильтрата. Видно, что при уменьшении зазора до 5 мкм на кривых течения появляются S-ные участки, характерные для вязкоупругих реологических тел, склонных к разрыву сплошности. Хотя и в больших зазорах при более детальном рассмотрении (рис. 4 б) на начальном участке также просматривается подобная аномалия (кривая 1).

Отрицательный угол наклона фрагментов этих участков указывает на феномен возрастания скорости течения при уменьшении величины приложенного напряжения.

Особенность описываемого явления состоит в том, что разрыв сплошности возникает лишь во входном сечении порового канала, препятствуя тем самым распространению высокого давления в объеме поровой жидкости и усиливая тем самым изолирующие качества фильтрата, который в этом режиме способен выдерживать закритические значения давления [4]. Иными словами, разрыв сплошности выполняет здесь функции своего рода предохранительного клапана, сохраняющего докритическое давление в порах при более высоком его внешнем значении и, тем самым, существенно усиливающим изолирующие качества раствора.

Из этого следует вывод о принципиальном отличии вязкоупругой жидкости от вязкопластичной, которая в подобных условиях теряет эти свойства, способствуя тем самым прорыву фильтрата и загрязнению пристволенной области.

Литература

1. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. – М. : Геоинформак, 2000. – 56 с.
2. Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы регулирования изолирующих свойств безглинистых полисахаридных буровых растворов : автореф. дисс. ... д-ра техн. наук / УГНТУ. – Уфа, 2005. – 40 с.
3. Виноградов В.Г., Малкин А.Я. Реология полимеров. – М. : Химия, 1977. – 440 с.
4. Юрьев Н.Б. Высококонцентрированные дисперсные системы. – М. : Химия, 1980. – 320 с.

References

1. Kondrashev O.F., Sharipov A.U. Modification of the structural and mechanical properties of polymers in a porous medium. – M. : Geoinformak, 2000. – 56 p.
2. Kondrashev O.F. Physico-chemical principles of regulating the insulating properties of clay-free polysaccharide drilling fluids : Auto Ref. diss. for a job. student step. Doct. tech. sciences / USTU. – Ufa, 2005. – 40 p.
3. Vinogradov V.G., Malkin A.Ya. Rheology of polymers. – M. : Chemistry, 1977. – 440 p.
4. Yuryev N.B. Highly concentrated disperse systems. – M. : Chemistry, 1980. – 320 p.



УДК 532.546:544.725

ОЦЕНКА ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ РАСТВОРОВ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ



EVALUATION OF THE DEPTH OF PERMISSION OF SOLUTIONS WITHOUT A SOLID PHASE

Кондрашев Олег Федорович

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры физики,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
kondr_of@mail.ru

Kondrashev Oleg Fedorovich

Ph.D., Associate Professor of Physics,
Ufa State Petroleum Technical University
kondr_of@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы применения системного подхода к пластовой системе жидкость – порода и учета изменений физических свойств контактирующих фаз при анализе и прогнозировании продвижения буровых растворов в пласт.

Ключевые слова: контактное взаимодействие, граничные слои, пористая среда, изолирующие свойства, вязкопластичность, вязкоупругость, разрыв сплошности.

Annotation. The article discusses the application of a systematic approach to the fluid-rock formation system and taking into account changes in the physical properties of the contacting phases in the analysis and prediction of the progress of drilling fluids into the formation.

Keywords: contact interaction, boundary layers, porous medium, viscoplasticity, viscoelasticity, discontinuity.

При разработке буровых растворов без твердой фазы в АНК Башнефть для тестирования их изолирующих качеств, обеспечивающих сохранение продуктивных свойств пласта при бурении, помимо стандартных методик, были проведены специальные исследования их структурно-механических параметров в порах микронного размера.

Необходимость дополнительных экспериментов была вызвана отсутствием ряда данных (физические свойства фильтрата и его подвижность в пластовых условиях, кинетика контактного взаимодействия флюидов с породой, критические напряжения течения и т.п.), требуемых для прогнозирования продвижения жидкости в пласт.

Для решения поставленной задачи применялась методика и установка для микрореологических измерений в порах микронного масштаба [1]. Измерительная ячейка установки представляет собой модель поры из двух пластин породообразующего минерала (кварц), расстояние между которыми (узкий зазор) может изменяться в диапазоне, характерном для нефтяных коллекторов.

Объектом исследования служили образцы безглинистых растворов для наклонных и горизонтальных скважин – полимер-солевой (ПАА марки Alcomer-110 или Poly-Kem D, минерализованная вода) и биополимерный (биополимер Kem-X, водопроводная вода) [2]. Содержание высокомолекулярных соединений не превышает 0,4 %, о наличии и концентрации других функциональных добавок будет указано ниже при обсуждении результатов.

Анализ микрореологических измерений в узких зазорах величиной 5–26 мкм, то есть в диапазоне, охватывающем интервал средних значений радиусов пор в объектах бурения, показал, что вязкопластичные по данным стандартных измерений объемных свойств, растворы приобретают качества квазикристаллического тела с повышенной (~20 мПа·с в объеме) динамической вязкостью и сдвиговой упругостью (рис. 1 и 2). Динамика контактного взаимодействия, как видно, зависит от величины узкого зазора и компонентного состава; более минерализованный полимер-солевой раствор (кривые 1, 2) отличается более высокой скоростью формирования надмолекулярной структуры, в то время как второй образец выходит на установившееся значение в течение суток (кривые 3, 4). Специальные исследования показали, что подобное отличие связано с подвижностью кинетических элементов вблизи границы жидкость-твердое тело; в более минерализованной среде катионы солей подавляют электростатическое отталкивание анионных звеньев полимеров, способствуя более компактной конформации макромолекул и их высокой подвижности [2, 3]. В другом образце, в силу меньшей концентрации солей и неполной компенсации противоионов, конформация макромолекул более линейна, что приводит к снижению их подвижности и соответствующему увеличению периода структурообразования.

Следует подчеркнуть, что временные характеристики описываемых процессов представляют интерес с точки зрения прогнозирования глубины проникновения фильтрата с учетом времени формирования вязкоупругих «пробок» фильтрата, ограничивающих охват пористой среды фильтрацией.

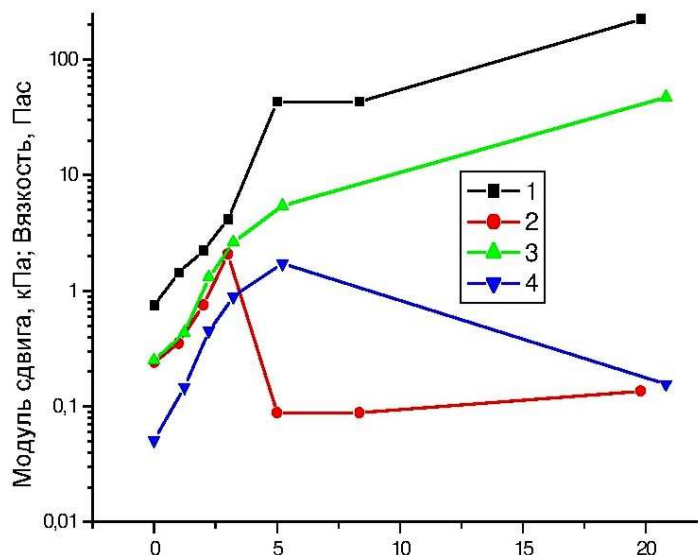


Рисунок 1 – Динамика упругих (1,3) и вязких (2,4) биополимерного раствора в узких зазорах 5,2 (1,2) и 26,2 (3,4) мкм

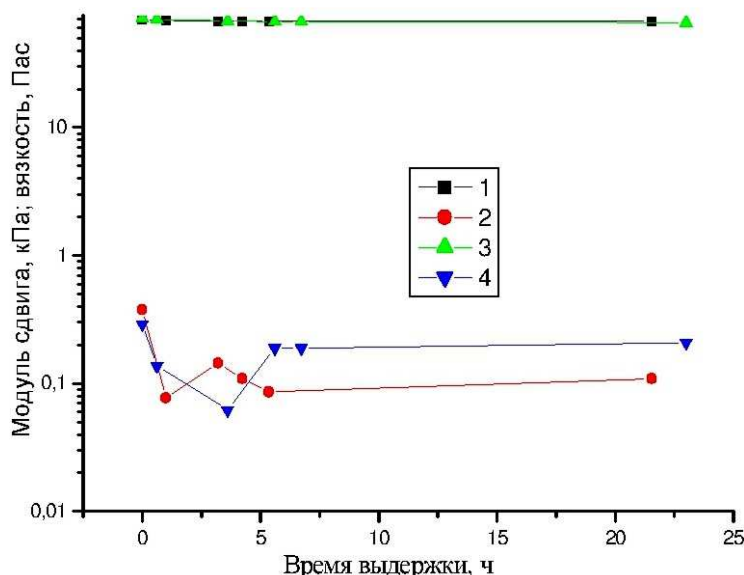


Рисунок 2 – То же для полимер-солевого раствора узких зазорах 5,2 (1,2) 10 (3,4) мкм

Важна с этих позиций и информация о деструкции фильтрата в пористой среде; по нашим данным при длительной экспозиции (~3 месяца) биополимерного раствора в узком зазоре 26 мкм величина критического напряжения сдвига снижается в 40 раз. Это существенно упрощает процесс извлечение фильтрата при освоении скважин.

Прочность вязкоупругих пробок, колюматизирующих пористую среду, можно оценить по уровню критических напряжений из кривых течения. На примере подобной зависимости для одного из растворов отчетливо видно необходимость учета контактного взаимодействия в гидродинамике буровых растворов (рис. 3). Даже в крупных зазорах (кривая 2) характер течения не отвечает вязкопластичной модели; при напряжениях сдвига более 10 Па наступает дилатантный, а не пластический режим. Еще более принципиальные отличия от этой модели наблюдаются по мере уменьшения величины узкого зазора (кривая 1); приведенный фрагмент кривой течения имеет S-ную форму – признак разрыва континуума, присущего твердообразным системам – расплавам и концентрированным растворам полимеров [4]. В нашем случае, на межфазной границе этот эффект проявляется при существенно меньшем содержании высокомолекулярных компонентов (~0,4 %). Обращает внимание и масштаб напряжений, превышающий более чем на порядок данные стандартных измерений.

Однако, это далеко не полное описание следствий контактного взаимодействия фильтрата с породой, так как изменения претерпевают и характеристики твердой фазы вследствие образования на поверхности поровых каналов адсорбционно-солевых или граничных слоев, которые по литературным данным могут достигать десятков мкм [1, 3].

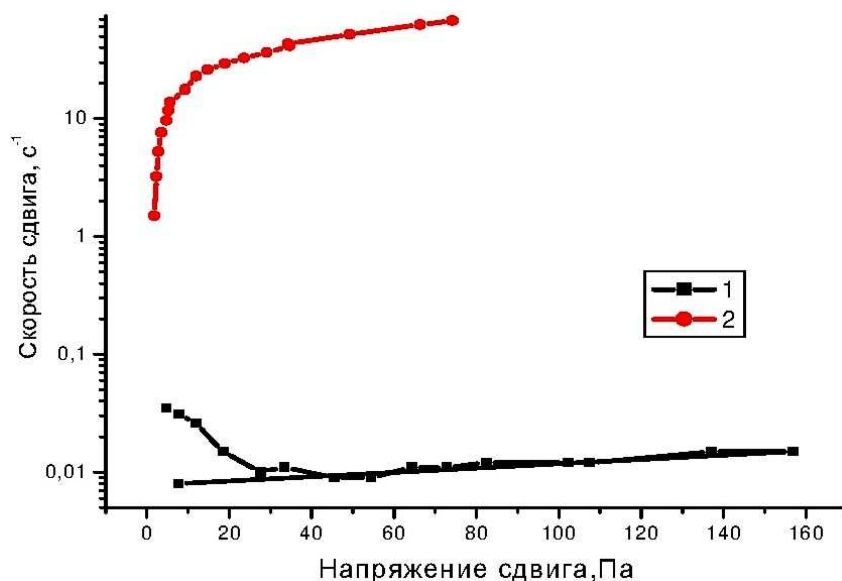


Рисунок 3 – Кривые течения биополимерного раствора после 20 час. выдержки в узких зазорах 5,2 (1) и 26,2 (2) мкм

В нашем случае размеры граничных слоев изучаемых растворов определялись по точке перегиба зависимости структуро-чувствительного параметра (динамическая вязкость или скорость сдвига) от величины узкого зазора, так как монотонность подобной зависимости может нарушаться при наложении граничных слоев, образующихся на стенках пор. Толщина их является величиной эффективной, зависящей от внешних (размер пор, скорость сдвига) и внутренних факторов (компонентный состав) и варьировала для наших образцов в диапазоне 1,2 – 6,8 мкм.

Количественный анализ изолирующих свойств растворов с учетом модификации их свойств при контактом взаимодействии можно провести, исходя из следующих соображений.

Очевидно, что при наличии данных о перепаде давления (ΔP) между скважиной и пластом, а также предельном градиенте давления (Gr), обусловленного вязкоупругими свойствами фильтра, возможную глубину проникновения последнего можно оценить из соотношения между ними [5]:

$$L = \frac{\Delta P}{Gr}, \tag{1}$$

где $Gr = 2R^* / \tau_0^*$, а τ_0^*, R^* – соответственно эффективные значения критического напряжения сдвига и радиуса порового канала, являющиеся функциями времени контактного взаимодействия, величины узкого зазора и действующих значений напряжений или скоростей сдвига. В частности, $R^* = R - h_0$, где R – геометрический радиус поры, h_0 – эффективная толщина граничного слоя.

Полученные данные рассмотренных образцов растворов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Зависимость глубины проникновения биополимерного раствора от времени и депрессии

Время контакта, час	Перепад давления, МПа	Эффективный радиус, мкм	Глубина проникновения, м
0,50	0,1	13,0	0,64
0,77	1,0	12,0	1,60
2,08	1,5	12,0	2,00
3,33	2,0	11,0	1,70
4,58	5,0	10,0	1,30
24,0	5,0	9,5	1,70

Видно, что в соответствии с динамикой структурообразования, описанной выше, вначале из-за более высокой скорости коагуляции полимер-солевой образец демонстрирует лучшие изолирующие свойства, спустя 5 часов эти показатели становятся соизмеримыми, а далее превалирует биополимерный образец.



Таблица 2 – Зависимость глубины проникновения полимер-солевого раствора от времени и депрессии

Время контакта, час	Перепад давления, МПа	Эффективный радиус, мкм	Глубина проникновения, м
0,50	0,1	12,0	0,18
1,17	1,0	11,0	0,37
2,75	1,5	10,7	0,60
4,15	2,0	10,4	0,85
5,70	5,0	10,0	1,10
10,0	5,0	10,0	1,80

Полученные данные позволяют решить и обратную задачу по определению величины перепада давления, необходимого для извлечения проникшего в пласт фильтрата. Из (1) следует, что если буровая жидкость проникла в пласт на глубину L, то для ее извлечения необходимо давление величиной не менее $G\gamma \cdot L$, то есть

$$\Delta P = \frac{2 \cdot \tau_0^* \cdot L}{R^*} \tag{2}$$

Из последнего следует, что искомое давление определяется величиной начального напряжения сдвига и эффективного радиуса пор, которые вследствие деструкции эмульсионных и биополимерных растворов со временем уменьшаются. Отсюда, величина депрессии при освоении скважин для указанного типа растворов может быть кратно ниже, чем при их проводке.

Полученные нами микрореологические параметры состояния растворов также дают возможность количественной оценки расхода в порах разного диаметра по известному уравнению Букингама:

$$q = \frac{\pi R^4 G\gamma}{8\eta} \left(1 - \frac{8\tau_0}{3R G\gamma} + \frac{16\tau_0^4}{3R^4 G\gamma^4} \right), \tag{3}$$

Расчет проводился по двум вариантам. В первом случае величина R принималась равной геометрическому радиусу поры, а η – объемной вязкости. Во втором – учитывалось молекулярно-поверхностное взаимодействие жидкости с породой, поэтому приведенные выше параметры являлись функциями толщины граничного слоя, времени контактного взаимодействия и действующих напряжений сдвига (табл. 3).

Таблица 3 – Расход биополимерного раствора в зависимости от времени и перепада давления в поре диаметром 26 мкм

Время контакта, час	Эффективная вязкость, МПа	Градиент давления, МПа/м	Расход по Пуазейлю, м³/с	Расход по Букингаму, м³/с
0,50	0,139	$1,5 \cdot 10^5$	$1,1 \cdot 10^{-13}$	$2,9 \cdot 10^{-22}$
0,77	0,063	$5,6 \cdot 10^4$	$4,0 \cdot 10^{-14}$	$6,2 \cdot 10^{-17}$
2,08	0,520	$4,1 \cdot 10^4$	$2,9 \cdot 10^{-14}$	$1,6 \cdot 10^{-15}$
3,33	0,063	$5,4 \cdot 10^4$	$3,6 \cdot 10^{-14}$	$4,1 \cdot 10^{-15}$
4,58	0,050	$4,4 \cdot 10^4$	$2,6 \cdot 10^{-14}$	$1,1 \cdot 10^{-13}$
24,0	0,072	$7,8 \cdot 10^4$	$4,3 \cdot 10^{-14}$	$2,8 \cdot 10^{-14}$

Видно, что пренебрежение молекулярно-поверхностными эффектами – изменением вязкости и эффективных размеров пор вследствие наличия граничного слоя, что обычно делается при гидродинамических расчетах, значительно завышает параметры фильтрации буровой жидкости даже в крупных капиллярах.

Литература

1. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. – М. : Геоинформак, 2000. – 56 с.
2. Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин : монография. – Уфа, 2004. – 250 с.
3. Липатов Ю.С. Коллоидная химия полимеров. – Киев : Наукова Думка, 1984. – 340 с.
4. Виноградов В.Г., Малкин А.Я. Реология полимеров. – М. : Химия, 1977. – 440 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. – М. : Недра, 1985. – 196 с.



References

1. Kondrashev O.F., Sharipov A.U. Modification of the structural and mechanical properties of polymers in a porous medium. – M. : Geoinformak, 2000. – 56 p.
2. Andreson B.A., Gilyazov R.M., Gibadullin N.Z., Kondrashev O.F. Physicochemical principles of the use of non-clay polysaccharide solutions for well completion : Monograph. – Ufa, 2004. – 250 p.
3. Lipatov Yu.S. Colloidal chemistry of polymers. – Kiev : Naukova Dumka, 1984. – 340 p.
4. Vinogradov V.G., Malkin A.Ya. Rheology of polymers. – M. : Chemistry, 1977. – 440 p.
5. Mirzadzhanzade A.Kh., Enotov V.M. Hydrodynamics in Drilling. – M. : Nedra, 1985. – 196 p.



УДК 622.245.422

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАЧЕСТВА И КОЛИЧЕСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ПРОЦЕСС ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН



RESEARCH OF THE INFLUENCE OF QUALITY AND QUANTITY OF FLUSHING FLUID ON THE PROCESS OF PIPING HORIZONTAL WELLS

Кузнецов Вячеслав Алексеевич

кандидат технических наук, доцент,
ведущий научный сотрудник,
НИИ «Геотехнологические проблемы
нефти, газа и химия»

Шамхалова Гюльнара Азер кызы

докторант,
НИИ «Геотехнологические проблемы
нефти, газа и химия»

Исмаилов Фуад Назим оглы

докторант,
НИИ «Геотехнологические проблемы
нефти, газа и химия»
viateslav@mail.ru

Kuznetsov Vyacheslav Alekseevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Leading Researcher,
Research Institute «Geotechnological
problems of oil, gas and chemistry»

Shamkhalova Gulnara Azer

Doctoral Candidate,
Research Institute «Geotechnological
problems of oil, gas and chemistry»

Ismayilov Fuad Nazim oglu

Doctoral Candidate,
Research Institute of «Geotechnological
problems of oil, gas and chemistry»
viateslav@mail.ru

Аннотация. Критерий успешного ведения буровых работ – это минимальная стоимость работ по бурению, эксплуатации бурового оборудования и его транспортировку. В каждой из этих областей буровики имеют возможность применить методику определения оптимальных режимов, например: выбор параметров, обеспечивающих минимальную стоимость метра проходки.

Структура модели механической скорости может быть универсальной или применима в конкретных условиях. Коэффициенты, входящие в модели, могут меняться в зависимости от режимных параметров бурения и физико-механических свойств пород. Структура модели в какой-то степени является универсальной.

Ключевые слова: буровой раствор, механическая скорость, оптимальный режим, горизонтальная скважина, механические свойства пород.

Annotation. The criterion for successful drilling is the minimum cost of drilling, operating drilling equipment and its transportation. In each of these areas, drillers have the opportunity to apply the methodology for determining the optimal modes, for example: the choice of parameters that ensure the minimum cost per meter of penetration.

The structure of the mechanical velocity model can be universal or applicable in specific conditions. The coefficients included in the model may vary depending on the operating parameters of the drilling and physico-mechanical properties of the rocks. The structure of the model is to some extent universal.

Keywords: drilling fluid, mechanical speed, optimal mode, horizontal well, mechanical properties of rocks.

Основные функции любой промывочной жидкости в бурении хорошо известны уже в течение нескольких десятилетий. Однако и в том случае, когда промывочная жидкость выполняет все свои функции, не всегда достигается экономически приемлемая механическая скорость проходки [1]. О влиянии промывочной жидкости на механическую скорость проходки известно давно. По мере повышения давления промывочной жидкости с увеличением глубины скважины в целях роста скорости проходки буровики концентрировали свое внимание главным образом на конструкции долота, нагрузках на долота и скоростях его вращения. Широко исследовали работу породоразрушающего инструмента в промывочной жидкости, но очень мало внимания уделяли при этом самим промывочным жидкостям.

Критерий успешного ведения буровых работ – это минимальная стоимость работ по бурению, эксплуатации бурового оборудования и его транспортировку. В каждой из этих областей буровики имеют возможность применить методику определения оптимальных режимов, например: выбор параметров, обеспечивающих минимальную стоимость метра проходки.

Расходы, непосредственно связанные с применением промывочных жидкостей, составляет в среднем 11 % от стоимости бурения, а во многих случаях могут составлять значительно больший процент [2].

В настоящее время созданы практически все условия для оптимизации бурения, являющейся одним из главных условий перехода на автоматизированную систему управления бурением, технические предпосылки для которого, создаются очень быстрыми темпами. Пока сделаны лишь первые шаги в этом



направлении. Тем более нельзя говорить об использовании всех потенциальных возможностей оптимизации. Это станет возможным при полном выявлении взаимосвязи и взаимозависимости всех без исключения параметров режима бурения и промывки, а также свойств промывочной жидкости в математической форме, что потребует ввиду сложного характера зависимостей применения компьютера.

Качество промывочной жидкости как известно определяется такими параметрами, как плотность, вязкость, водоотдача, содержание твердой фазы и др.

Влияние отдельных параметров глинистого раствора на механическую скорость проходки изучено детально, построены графические зависимости и даны эмпирические формулы [3]. Так, например, зависимость механической скорости от плотности (γ) получена в виде гиперболических кривых, описываемых уравнением вида:

$$V_{mex} = a\gamma^b + c,$$

где a, b, c – коэффициенты, зависящие от природных и технических факторов.

При этом обработка промысловых данных, проводилась методом математической статистики. Для каждого интервала определяли математические ожидания плотностей промывочной жидкости и соответствующие им математические ожидания механической скорости бурения. Механическая скорость в каждом интервале определялась по графику скорости проходки с поправками на износ долота. После этого строились графики зависимости откорректированных значений механической скорости бурения от плотностей промывочной жидкости.

Исследования всех зависимостей методом выравнивания позволило для каждого интервала получить численные величины коэффициентов [3].

Заслуживает внимания другой фактор, значения которого обычно недооценивают. Если глинистые породы вокруг ствола горизонтальной скважины имеет разветвленную систему трещин и нарушений (причем совершенные не существенно возникли ли они в результате бурения или существовали раньше), то глинистый раствор фильтруясь будет входить в них и давление жидкости между частицами породы будет повышаться [3]. В результате напряжения в зернах и трения между этими частичками уменьшится, что создает условие, благоприятствующее обвалу стенки горизонтальной скважины. Таким образом, применение утяжеленных глинистых растворов будет способствовать обвалу стенки горизонтальной скважины, несмотря на то что утяжеленные растворы, кроме высокой плотности обладают еще очень хорошей способностью образовывать корку на стенке горизонтальной скважины. Если это утверждение правильное, становится сомнительным общепринятое положение, что хорошая коркообразующая способность глинистого раствора имеет значение лишь при бурении в песчаных породах, но несущественны при бурении в глинах.

Обстоятельным было влияние вязкости промывочной жидкости на механическую скорость проходки. Были построены кривые зависимости механической скорости проходки от вязкости. Откуда видно, что после того, как вязкость превышает 40 спз, дальнейшее ее увеличение очень незначительно влияет на механическую скорость проходки. Наиболее значительное влияние на механическую скорость проходки оказывает изменение вязкости до 28 спз. Однако выявление зависимости механической скорости бурения от вязкости промывочной жидкости было трудно осуществимым. Когда видимая зависимость механической скорости бурения от пластической вязкости была проведена в лабораторных условиях, то результаты испытания имели большой разброс данных. Правильное соотношение между вязкостью и скоростью бурения было найдено только после того, как был установлен такой показатель свойств промывочной жидкости, как отношение предельного напряжения сдвига к пластической вязкости и созданы приборы, способные измерять вязкость для диапазона скоростей сдвигов, характерного для насадок долота.

Промысловая практика свидетельствовала, что механическая скорость бурения имеет тенденцию повышаться с увеличением водоотдачи промывочной жидкости. Однако проверка этой тенденции в лабораторных условиях при всех прочих одинаковых условиях указала на то, что предполагаемая зависимость не всегда однозначна. При исследовании необходимо рассматривать водоотдачу как функцию вязкости, а вязкость как важнейший фактор, определяющий механическую скорость проходки.

Твердая фаза промывочной жидкости состоит преимущественно из барита, глины и песка. Влияние твердой фазы промывочной жидкости на механическую скорость проходки пока до конца не выяснено. Одной из важных задач является получение возможности изменить содержание твердой фазы без изменений плотности, вязкости или любых других показателей промывочной жидкости. Механическая скорость проходки действительно снижается при увеличении содержания твердой фазы промывочной жидкости. Это может быть следствием повышения ее вязкости за счет попадания в нее частиц разбуренной породы, уменьшения подводимой к забою гидравлической мощности из-за увеличения плотности промывочной жидкости, получения перепада давления также вследствие увеличения ее плотности или, что наиболее вероятно, в результате комбинации перечисленных причин. Как бы то ни было, содержание твердой фазы промывочной жидкости должно поддерживаться на минимально допустимом уровне.



С вопросом влияния качества и количества промывочной жидкости на механическую скорость, тесно связан вопрос о влиянии совершенствования очистки забоя горизонтальной скважины [3]. Наилучшие результаты работы долота имеют место когда внутренняя порода удаляется из-под долота, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту. Степень совершенства очистки забоя определяется четырьмя основными факторами:

1. Качеством промывочной жидкости;
2. Количеством жидкости, подаваемой на единицу площади забоя горизонтальной скважины;
3. Скоростью истечения потока жидкости из отверстия долота;
4. Расположением этих отверстий по отношению к шарошке и забою горизонтальной скважины.

Результаты опытов, поставленные с целью выявления относительных способностей промывочной жидкости к удалению шлама из-под долота, приводятся в [3]. Откуда видно, что способность промывочной жидкости зависит главным образом от ее вязкости и значительно меньше от плотности, а напряжение сдвига, также как и фильтрация, не оказывают значительного влияния на очистительную способность жидкости.

Литература

1. Совершенствование технологии и оптимизации режимов бурения : Обзор зарубежной литературы. Серия Бурение. – ВНИИОЭНГ, 1970.
2. Гулизаде М.П. и др. К вопросу о вытеснении цементным раствором глинистого при цементировке обсадных колонн в наклонных скважинах // Изв. ВУЗов «Нефть и газ». – 1965. – № 12.
3. Велиев Р.В., Керимова А.Т. О влиянии удельного веса промывочной жидкости и гидростатического давления на механическую скорость бурения // АНХ. – 1973. – № 5.

References

1. Improvement of technology and optimization of drilling modes : Foreign literature review. Drilling series. – VNIIOENG, 1970.
2. Gulizade M.P. et al. To the Question of Clay Mud Dislodgement by Cement Mud during Casing Casing in Slope Wells // Izv. of Higher Educational Institutions «Oil and Gas». – 1965. – № 12.
3. Veliyev R.V., Kerimova A.T. About influence of specific weight of a flushing liquid and a hydrostatic pressure on mechanical speed of drilling // ANKh. – 1973. – № 5.



УДК 622.24

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

●●●●●

A COMPARATIVE LABORATORY ANALYSIS OF THE MODERN DOMESTIC DEFOAMER IN THE SYSTEM OF DRILLING OF DRILLING FLUIDS ARE WATER-BASED

Кузьмин Вячеслав Николаевич
заведующий кафедрой, кандидат наук,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
yakvn72@yandex.ru

Трефилова Татьяна Валериевна
старший преподаватель,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
trefilova_tv@udsu.ru

Бурханов Альберт Наильевич
магистрант,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
burhanov.albert1995@yandex.ru

Доможиров А.В.
магистрант,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
a.domojirow@yandex.ru

Аннотация. В данной статье отображаются положительные стороны применения пеногасителей на водной основе при бурении скважин на нефть и газ. В нефтяной отрасли пеногасители применяют для профилактики и ликвидации пенообразования в виде добавки в буровые промывочные жидкости. Цель данной статьи заключена в лабораторном сравнительном исследовании ряда пеногасителей, для выбора из них наиболее эффективного. В конце статьи, на основании полученных результатов исследований, сделаны выводы и даны практические рекомендации.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, пеногасители, пеногашение, предотвращение вспенивания.

Kuzmin Vyacheslav Nikolaevich
Head of the Department, candidate of science,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
yakvn72@yandex.ru

Trefilova Tatyana Valerievna
Senior Teacher,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
trefilova_tv@udsu.ru

Burkhanov Albert Nailievich
Master's Student,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
burhanov.albert1995@yandex.ru

Domojirow A.V.
Master's Student,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
a.domojirow@yandex.ru

Annotation. This article shows the positive aspects of using water-based defoamers when drilling oil and gas wells. In the oil industry, defoamers are used to prevent and eliminate foaming in the form of additives in drilling flushing fluids.

The purpose of this article is a laboratory comparative study of a number of defoamers to select the most effective one. At the end of the article, based on the research results, conclusions are made and practical recommendations are given.

Keywords: drilling flushing fluids, defoamers, defoaming, foaming prevention.

Актуальность исследований

Строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, а особенно глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, обуславливает необходимость эффективного управления



технологическими свойствами применяемых буровых растворов. Для обработки буровых растворов используется широкий ассортимент реагентов и материалов, в том числе обладающих пенообразующей способностью, которая обуславливает неуправляемое изменение плотности и реологических свойств циркулирующей промывочной жидкости. В результате возникает опасность обвалов стенок скважины и газодонефтепроявлений, ликвидация которых увеличивает стоимость буровых работ [1–4].

Для профилактики и ликвидации пенообразования используют специальные добавки – пеногасители, обеспечивающие управление поверхностным натяжением жидкой фазы бурового раствора в контакте с воздушной средой. Промышленный ассортимент пеногасителей весьма широк, но техническая документация на производство не учитывает специфики их применения для обработки буровых растворов.

Актуальность темы заключается в предупреждения аварийных ситуаций и осложнений в процессе бурения скважины, связанных с вспениванием буровых промывочных жидкостей.

Вспененная (азрированная вовлечённым воздухом или же химической пеной) буровая промывочная жидкость сильно теряет свою плотность, что приводит к тому, что буровые насосы не могут захватить буровую промывочную жидкость в силу резкого падения поршневого давления. В результате чего, приходится тратить многие часы на ликвидацию пены, на выведение её из состава промывочной жидкости, это приводит к росту непроизводительного времени в цикле строительства скважины и, в конечном счёте, к существенному увеличению продолжительности и стоимости её строительства [5].

Основным способом предотвращения пенообразования и гашения образовавшейся пены является применение различных химических пеногасителей.

Различные вещества действуют избирательно в разных средах, где предполагается производить пеногашение. Поэтому об эффективности пеногасителя обычно судят по результатам сравнения его действия с другими пеногасителями при обработке бурового раствора определенного состава [6].

Исследования

Первоначально был приведён мониторинг буровых предприятий Удмуртской Республики и соседних регионов, в плане сбора информации по тому, какими пеногасителями они пользуются, были собраны отзывы, затем запрошены и получены образцы пеногасителей у производителей данных пеногасителей, для проведения сравнительного лабораторного анализа [7, 8].

Для сравнительного лабораторного анализа были отобраны пеногасители согласно общности характеристик:

- положительные отзывы об эффективной пеногасящей способности реагента;
- концентрация реагента в одном диапазоне (от 0,005 до 0,2 %);
- экологическая безопасность;
- химическая инертность, совместимость со всеми типами химреагентов (не ухудшает реологических характеристик буровых растворов);
- не теряет свойства в широком диапазоне pH;
- замерзание и оттаивания не влияют на стабильность и рабочие характеристики, соответственно, работоспособность реагента в диапазоне +50°C – -30°C;
- сохранение подвижности жидкого пеногасителя при – 30°C.

В результате мониторинга проведены сравнительные исследования пеногасителей «Реапен 1408», «Гаспен-Силикон», «Пента-465», «Аtren-Antifoam» и «Полидефомер».

Условия лабораторных исследований

- Условия проведения лабораторных исследований для всех образцов (проб) пеногасителей (объём, состав и плотность дисперсионной среды, число и время оборотов перемешивателя) идентичные;
- анализ проведён в двух направлениях – определение пеногасящих свойств (нейтрализация пены) и профилактика вспенивания.

Результаты исследований

Полученные результаты лабораторных исследований приведены в таблице 1.

Выводы

Лучшую эффективность в обоих тестах (как на профилактику вспенивания, так и непосредственно на устранение аэрации) показали пеногасители «Реапен 1408» и «Гаспен-Силикон». Эти два пеногасителя полностью «защитили» промывочную жидкость от вспенивания и вернули, специально вспененной помощью ПАВ промывочной жидкости, исходную плотность.



Реагенты-пеногасители «Реапен 1408» и «Гаспен-Силикон», показавшие себя в лабораторных исследованиях наиболее эффективными, рекомендуется для строительства нефтяных и газовых скважин, разбуриваемых на буровых промывочных растворах на водной основе.

Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований

№ п/п	Исследуемые параметры	Наименование пеногасителя				
		Реапен 1408	Гаспен-Силикон	Пента-465	Атрен-Antifoam	Поли-Дефомер
1	Исходная плотность промывочной жидкости (ПЖ)	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
2	Плотность ПЖ после добавления ПАВ и перемешивания при 3000 об/мин без добавления пеногасителя – вспенивание	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
3	Плотность ПЖ после добавления ПАВ и перемешивания при 3000 об/мин, с дальнейшим добавлением пеногасителя – пеногашение	1,17	1,17	1,13	1,15	1,15
4	Плотность ПЖ после добавления пеногасителя и ПАВ и перемешивания при 3000 об/мин – профилактика вспенивание	1,17	1,17	1,13	1,14	1,15

Литература

1. Яковлев А.А., Турицына М.В., Кузнецов А.С. Исследование влияния различных реагентов на разрушение пен и предупреждение пенообразования у буровых растворов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15.
2. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с.
3. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
4. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М. : Недра, 1988. – 135 с.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – СПб. : Недра, 2011. – 268 с.
6. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 г., с дополнениями в редакции от 12.01.2015 г., приказ Ростехнадзора № 1.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2006. – 680 с.
8. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть» // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт) : материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием. – Ижевск, 2018. – С. 289–294.
9. Кузьмин В.Н. Практические рекомендации по предупреждению и ликвидации геолого-технологических осложнений при бурении скважин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1. – С. 44–55.

References

1. Yakovlev A.A., Turitsyna M.V., Kuznetsov A.S. Investigation of the effect of various reagents on the destruction of foams and prevention of foaming in drilling fluids // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. – 2015. – № 15.
2. Ryazanov A.Y. encyclopedia of drilling fluids. – Orenburg : Letopis, 2005. – 664 p.
3. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Drilling washing and grouting solutions. – M. : Nedra, 1999. – 424 p.
4. Angelopulo O.K., Podgornov V.M., Avakov V.E. drilling solutions for complicated conditions. – M. : Nedra, 1988. – 135 p.
5. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of grouting and washing solutions. – Saint Petersburg : Nedra, 2011. – 268 p.
6. «Safety Rules in the oil and gas industry» (approved by the Federal service for environmental, technological and nuclear supervision, order № 101 of 12.03.2013, with amendments in the edition of 12.01.2015, order of Rostekhnadzor № 1.
7. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Complications and accidents during drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2006. – 680 p.
8. Kuzmin V.N., Abashev A.G. Author's supervision of construction of production and exploration wells at oil fields of JSC «Udmurtneft» // Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): materials of the all-Russian scientific and practical conference. – Izhevsk, 2018. – P. 289–294.
9. Kuzmin V.N. Practical recommendations for prevention and elimination of geological and technological complications in drilling wells // Oil province. – 2020. – № 1. – P. 44–55.



УДК 622.24

МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

MEASURES AIMED AT IMPROVING THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF WELL CONSTRUCTION

Кузьмин Вячеслав Николаевич
заведующий кафедрой, кандидат наук,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
yakvn72@yandex.ru

Чиркова Ирина Алексеевна
старший преподаватель,
Институт нефти и газа, кафедра
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Удмуртский государственный
университет имени М.С. Гущериева
chirkova140706@yandex.ru

Аннотация. В статье даны мероприятия, направленные на улучшение технико-экономических показателей бурения скважин. Показано, что применение ряда мероприятий (технологических решений), таких как: применение производительного породоразрушающего инструмента, системы управляемого роторного бурения, управляемого шпиндельного бурения, лазеров, современных качественных буровых растворов без твёрдой фазы, телеметрических систем; бурение скважин малого диаметра и скважин с несколькими горизонтальными стволами; выбор оптимальной буровой установки; улучшение качества крепления ствола скважины; снижение материальных затрат за счёт облегчения конструкции скважины; строгое соблюдение требований группового (индивидуального) рабочего проекта и других руководящих документов; сокращение непроизводительного времени в цикле строительства скважины и поддержание работоспособности системы очистки буровых промывочных жидкостей на высоком уровне эффективности, с применением четырёхступенчатой системы очистки, позволит достичь весьма существенного повышения экономической эффективности строительства скважин.

Ключевые слова: бурение скважин, эффективность строительства скважин.

Kuzmin Vyacheslav Nikolaevich
Head of the Department, candidate of science,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
yakvn72@yandex.ru

Chirkova Irina Alekseevna
Senior teacher,
Institute of oil and gas,
Department «Drilling of oil and gas wells»,
Udmurt state University
named after M.S. Gutseriev
chirkova140706@yandex.ru

Annotation. The article presents the measures aimed at improving the technical and economic indicators of well drilling. It is shown that the application of a number of measures (technological solutions), such as: the use of productive rock-breaking tools, systems of controlled rotary drilling, controlled spindle drilling, lasers, modern high-quality drilling fluids without solid phase, telemetric systems; drilling of small diameter wells and wells with several horizontal wells; selection of the optimal drilling rig; improving the quality of the borehole attachment; reducing material costs by facilitating the design of the well; strict compliance with the requirements of the group (individual) work project and other guidance documents; reducing unproductive time in the construction cycle of the well and maintaining the efficiency of the drilling fluid cleaning system at a high level of efficiency, using a four-stage cleaning system, will achieve a very significant increase in the economic efficiency of well construction.

Keywords: well drilling, well construction efficiency.

Бурение скважин всегда было и сегодня остается чрезвычайно капиталоемким. В производственной сфере добычи нефти 40 % капиталовложений приходится на строительство скважин из них около 25 % тратится на ликвидацию последствий аварий, осложнений, на оплату простоев и возмещение ущерба, нанесенного окружающей среде. Также весомое влияние на эффективность добычи нефти оказывают снижение продуктивности скважин из-за некачественного вскрытия пластов в процессе строительства и заканчивания скважин, достигающее, по различным оценкам, 20–30 % [1].

Удаленность новых месторождений от развитой инфраструктуры, ввод в эксплуатацию новых объектов разработки, их подключение к существующей системе обустройства месторождений, а также суровые климатические условия осложняют управление нефтегазовыми активами.

В этих условиях бурение скважин требует постоянного совершенствования технологий. Это, в свою очередь, обуславливает тот факт, что сегодня российская буровая отрасль приближается вплотную к массовому переходу на бурение высокотехнологичных скважин.



Этот переход требует ряда мероприятий (технологических решений), способных практически улучшить технико-экономические показатели бурения.

Технологические решения

1. Применение производительного породоразрушающего инструмента (буровых долот).

Бурение (углубление) скважин посредством производительных буровых долот, является одним из технологических решений снижения затрат бурового предприятия в современных условиях, позволяющих сократить затраты времени. И здесь большую роль играют такие характеристики долот, как механическая скорость; проходка на долото, влияющая на количество спускоподъемных операций; склонность к сальникообразованию; возможность обратного выбуривания при подъеме инструмента; защищенность долота от износа; управляемость долота. Данные характеристики определяют ценность долота и его эффективность для снижения затрат бурового предприятия. В настоящее время широкое применение получили PDC-долота режуще-скалывающего типа с алмазными поликристаллическими вставками. По существу, с помощью правильного подбора долота можно снизить стоимость строительства скважины до 40 %, в первую очередь, за счет уменьшения затрат времени. Отметим, что среди всех затрат в себестоимости скважины доля затрат на долота обычно составляет около 3 %. Таким образом, буровые долота следует рассматривать, не только как материальный, но и комплексный технологический ресурс [2].

2. Использование системы управляемого роторного бурения.

Роторная управляемая система (РУС) относится к современному поколению бурового оборудования, предназначенному для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин протяженностью до 12 км с большим отходом от вертикали, точной проводки ствола скважины и вскрытия сложных пластов и пластов с нетрадиционными запасами, а также при бурении на континентальном шельфе и в Арктике. Применение РУС позволяет проводить ствол скважины в режиме наклонно-направленного бурения с постоянным вращением буровой колонны. Со скоростью буровой колонны вращаются и все элементы роторной системы, за счет чего увеличивается темп бурения.

При роторном бурении порой бывает достаточно одного спуска и подъема оборудования, что дает значительную экономию времени строительства скважины.

При бурении с помощью РУС механическая скорость увеличивается примерно в два раза. Расстояние горизонтального участка скважины становится больше до 40 %, что способствует увеличению дебита скважин более чем в два раза. Также установлено, что, по сравнению с забойным двигателем, с помощью РУС возможно бурение более гладких стволов, что уменьшает риски аварийности.

3. Использование управляемого шпиндельного бурения.

Управляемое шпиндельное бурение (УШБ) позволяет добиваться более точного контроля кольцевого профиля давления по всему стволу скважины. Это означает, что кольцевой профиль давления контролируется так, чтобы скважина постоянно была в сбалансированном состоянии и стремилась избежать постоянного притока пластовых флюидов к поверхности. В УШБ используются инструменты и методы, способствующие снижению рисков и стоимости при бурении скважин с узкими границами скважинной среды, также возможно ускорение выполнения корректирующего действия при регистрации колебаний давления. Способность УШБ осуществлять динамическое регулирование кольцевого давления делает процесс бурения легче, а без этого, в свою очередь, достижение каких бы то ни было экономически обоснованных результатов было бы невозможно [2].

4. Бурение скважин малого диаметра (малогобаритное бурение).

Бурение скважин малого диаметра, это технология, обеспечивающая достижение нефтяных и газовых залежей бурением малогабаритной скважины. При малогабаритном бурении 90 % и более скважины пробуриваются с применением буровой коронки диаметром менее 6 дюймов (для сравнения – при бурении обычных скважин используются коронки диаметром 12,25 дюйма) [3].

Малогобаритное бурение является недорогим и сравнительно экологичным методом, использующимся при бурении разведочных скважин на новых площадях, при бурении более глубоких скважин на существующих промыслах, а также для извлечения природного газа и нефти в существенных объемах [4].

Экономия затрат бурового предприятия при использовании технологии малогабаритного бурения оценивается в размере порядка 30–50 % от стоимости бурения, по сравнению с традиционными технологиями. Данные технологии позволяют бурить новую конструкцию скважин, обеспечивающую уменьшение диаметра и количество спускаемых колонн, уменьшение отходов бурения (особенно шлама), а также потребного количества материалов, возможность использовать меньшее по геометрическим параметрам и мощности оборудование, снижать затраты энергии и выбросы в атмосферу, возможность строить скважины со сверхбольшим отходом от вертикали.

Дальнейшее развитие технологии малогабаритного бурения позволит осуществлять рентабельную разработку небольших месторождений по запасам, а также бурение более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали, что при разработке морских месторождений позволит отказаться или уменьшить число морских платформ.



5. *Использование лазеров.*

К технологиям, обеспечивающим возможности для экономически эффективного бурения, относят также использование лазеров. Технология повышения отдачи месторождений легко адаптируется к уже существующей системе добычи углеводородов. С поверхности земли в вертикальный ствол опускается буровая штанга с оптическим волокном. Также, в горизонт нефтяного пласта под давлением более 100 атмосфер подается углекислый газ. Он предотвращает возникновение горения. Лазер работает в импульсном режиме, не более 1 минуты, нагревая породу до 1200 градусов. После его отключения в рабочую зону подается вода, которая охлаждает породу до 200 градусов. Резкий перепад температур ослабляет прочность нефтеносной породы и дальнейшее механическое бурение легче и быстрее формирует разветвленную сеть каналов в призабойной зоне. Десятки таких микротоннелей значительно увеличивают объём охвата нефтеносного слоя. Скорость добычи, при этом, возрастает на 300-400 %. КПД лазеров может достигать 20–60 %. Данный способ бурения позволяет возродить закрытые месторождения.

По оценкам экспертов, увеличение коэффициента извлечения нефти хотя бы на 1 % равноценно открытию сразу нескольких нефтяных месторождений.

Использование технологии позволит получить значительный экономический эффект при наиболее полном извлечении нефти и газов из пластов и значительно улучшить экологию территорий, на которых разрабатываются месторождения. Лазерная технология обеспечивает наиболее технологичное и экологически чистое, практически, полное извлечение запасов нефти и газов на суше и на шельфе, в том числе считающихся трудноизвлекаемыми и неизвлекаемыми и, что особенно важно, позволяет бурить с земной и водной поверхности скважины на нефтяные и газоносные пласты без использования буровых растворов и крепления пробуренных скважин обсадными трубами, а также осуществлять текущие и капитальные ремонты скважин без использования традиционного крепления их стенок трубами и цементирования затрубного пространства в пластах и породах. С помощью этого способа можно очищать добывающие скважины и промышленное оборудование в них мощным лазерным излучением от отложений парафинов, смол и асфальтенов.

Вышеописанная технология требует больших энергетических затрат. Подсчитано, что для скважины глубиной 2000 м и диаметром 20 см нужно затратить около 30 млн кВт энергии лазерного излучения. Но, тем не менее, в финансовом плане лазерная технология полностью окупает обустройство крупных месторождений.

Инновационная технология лазерного бурения на нефть защищена патентами на изобретение в России и в США.

6. *Применение современных качественных буровых растворов без твёрдой фазы.*

Постоянная тема большого объема научно-практических исследований в области бурения – совершенствование технологий буровых растворов (состав буровых растворов, оценка его свойств и условия применения на практике).

Буровой раствор крайне важен для эффективного, экономичного и безопасного выполнения и завершения процесса бурения. Основная функция бурового раствора удаление продуктов разрушения с забоя на поверхность. Кроме того, буровой раствор является средой, в которой протекают практически все процессы, связанные с бурением скважин, он во многом определяет степень использования и ресурс работы оборудования и инструмента, механическую скорость бурения, вероятность возникновения различных осложнений (нарушение устойчивости горных пород в околоствольном пространстве скважины, флюидопроявлений, поглощений и т.д.); качество вскрытия продуктивных пластов, качество геологической и геофизической информации, затраты всех видов ресурсов и многое другое.

Разнообразие условий бурения, многокомпонентность, многофункциональность, многообразие свойств и геолого-технических условий бурения делают буровой раствор сложной системой и в сочетании с экономической целесообразностью не позволяют создать универсальный буровой раствор, но на сегодняшний день существует множество новейших технологий, методик и алгоритмов проектирования состава бурового раствора, позволяющих осуществить обоснованный подбор бурового раствора и поддерживать требуемые структурно-реологические, фильтрационные свойства при минимальном содержании твердой фазы и заданном уровне ингибирования, термостойкости и осмотической активности в соответствии с горно-геологическими условиями и гидравлической программой бурения. Также разработано большое количество новых реагентов и материалов, позволяющих создавать буровые растворы с различными свойствами.

Несмотря на многообразие инновационных технологий состава бурового раствора в мировой практике 90 % всего объема буровых работ выполняется с использованием буровых растворов на водной основе.

Анализ научно-технической литературы, опыт передовых буровых предприятий в различных регионах России, позволил сделать вывод, что применение инновационных буровых растворов позволяет обеспечить безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения, качественное



вскрытие продуктивного пласта, не оказывать вредного воздействия на бурильный инструмент и забойные двигатели, должны легко прокачиваться и очищаться от шлама и газа, быть безопасным для персонала и окружающей среды, быть недорогим и допускать возможность многократного использования.

С точки зрения экономической эффективности принятие решения выбора бурового раствора осуществляется на основе анализа базовой стоимости системы, предполагаемой скорости проходки, вероятности наличия зон поглощения, эффективности оборудования очистки бурового раствора и т.д. Выполнение всех этих требований залог успешного бурения скважин [5].

7. Бурение скважин с несколькими горизонтальными стволами (многозабойное или многоствольное бурение).

Вернуть к жизни обводненные месторождения с выработанностью более 80 % и низким коэффициентом проницаемости позволяет бурение скважин с несколькими горизонтальными стволами.

Сущность многозабойного способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется многократно. Полезная протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают. Дополнительные стволы могут переходить в горизонтальные. Увеличение количества горизонтальных стволов эффективно в случае, когда к этому располагают геологические характеристики коллектора.

Помимо того, что многоствольное бурение повышает производительность скважин, оно дает возможность вскрывать небольшие изолированные залежи, обходить участки с обводнением, а также позволяет эксплуатировать месторождения в щадящем режиме, обходясь без гидроразрыва пласта.

Размещение в продуктивном пласте нескольких горизонтальных стволов одной скважины позволяет повысить ее продуктивность и увеличить площадь разработки без дополнительного бурения новых скважин, сократив, таким образом, затраты.

Экономическая эффективность проявляется в сокращении: времени, необходимого на разведку месторождения; объемов работ более чем на 20 % по монтажу и демонтажу оборудования, подведения электричества и воды.

Дополнительный фактор, указывающий на экономическую эффективность многоствольных скважин – возможность их строительства на базе уже действующих стволов. Бурение с поверхности здесь не требуется, можно создать ответвления к пластам, которые ранее были пропущены.

Восстановление бездействующего фонда скважин бурением бокового ствола обходится дешевле в среднем на 40 %, чем бурение новых скважин.

8. Использование телеметрической системы.

Использование телеметрической системы является весьма перспективной технологией. Система телеметрии является универсальной системой контроля работы скважины, а также получения с забоя скважины разнообразной информации о параметрах режима бурения: значения осевой нагрузки, крутящего момента, частоты вращения долота.

В настоящее время практически все телеметрические системы включают комплекс забойных датчиков, максимально приближенных к забою скважины, автономный, чаще всего в виде гидротурбины, вырабатывающей электроэнергию, источник питания, систему съема, передачи и приема информации с забоя на поверхности, компьютерную систему обработки полученных данных для решения задач контроля и управления процессом бурения скважины.

В результате отечественных и зарубежных работ создано достаточно большое количество приборов для контроля за забойными параметрами. Для связи с поверхностью используется следующие каналы связи: гидравлический, проводной, электромагнитный и др. В отечественном бурении предпочтение получили телесистемы с электромагнитным каналом связи, хотя они и имеют свои недостатки, связанные с сильным влиянием на передачу сигнала высокоомных и низкоомных пластов, искажающих структуру импульса.

Телеметрическая система позволяет контролировать работу скважины в реальном режиме времени, сократить время бурения и внутрисменные простои, предупредить аварийные ситуации путем контроля геологических и технологических параметров скважин. А программное обеспечение позволяет строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию скважины.

9. Выбор оптимальной буровой установки.

Одной из задач, стоящих перед нефтегазовым комплексом России, является повышение эффективности строительства скважин, связанное с рациональным применением технических средств – буровых установок (БУ). Большое значение имеет обоснованный выбор современных БУ с высокой функциональной насыщенностью и использованием средств автоматизации, позволяющих сокращать затраты на строительство нефтяных скважин. Для повышения технико-экономической эффективности строительства скважин актуальным является применение методов оптимального выбора БУ с учетом горно-геологических условий строительства скважин на стадии подготовки производства буровых работ.



Одним из способов сокращения затрат является соответствие функциональной структуры буровой установки условиям строительства, под которыми следует понимать конструктивные и технологические особенности скважин.

Также критерием выбора буровой установки могут быть коммерческая скорость бурения или стоимость 1 м буримой скважины.

10. *Улучшение качества крепления ствола скважины.*

Важным условием длительной эксплуатации скважины безусловно является улучшение качества крепления скважины. Решающее значение при креплении скважины имеют тампонажные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Наиболее простым способом крепления скважины является цементирование скважины, которое представляет собой нагнетание тампонажного раствора насосами в трубное пространство колонн сверху вниз и его обратно поднимается по затрубному пространству до заданной высоты.

Основной целью цементирования обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин является получение качественной и долговечной изоляции между породой, цементным камнем и колонной.

Дешевым с точки зрения экономики и качественным с точки зрения технологии, будет применение облегченных (плотностью 1400–1650 кг/м³) или легких (плотностью не более 1200 кг/м³) изоляционных составов.

Облегченные тампонажные растворы, получают путем увеличения водоцементного отношения и применением различных добавок (ранее – глинопорошки, диатомит, трепел, а в настоящее время – алюмосиликатные микросферы, пеностекло, стеклянные микросферы и др.).

Технологии с применением облегченных изоляционных составов устойчивы к циклическим нагрузкам, позволяют сократить сроки ОЗЦ в 2 раза, время строительства скважин и экономить средств на материальные ресурсы (химические добавки).

11. *Снижение материальных затрат за счёт облегчения конструкции скважины.*

Зачастую повышение эффективности бурения можно достичь не только за счет внедрения более совершенных и дорогих методов, но и за счет снижения материальных затрат. Например, при переходе от 4-х к 3-х колонной конструкции скважины можно значительно сократить затраты на обсадную колонну, снизить количество спускоподъемных операций и значительно сократить время строительства скважин.

12. *Строгое соблюдение требований группового (индивидуального) рабочего проекта и других руководящих документов.*

Неукоснительное соблюдение требований группового (индивидуального) рабочего проекта, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности и других руководящих документов позволит избежать большинства технологических осложнений и инцидентов, что, в свою очередь, повысит общую производительность буровых работ [6, 7].

13. *Сокращение непроизводительного времени в цикле строительства скважины.*

Сокращение непроизводительного времени в цикле строительства скважины может быть достигнуто только при снижении аварийности буровых работ, при неукоснительном исполнении положений руководящей документации и четко отлаженной работе специалистов и работников занятых на всех этапах цикла строительства скважины [8].

14. *Поддержание работоспособности системы очистки буровых промывочных жидкостей на высоком уровне эффективности, с применением четырёхступенчатой системы очистки.*

– Установка размерностей ячеек ситовых панелей, исходящая из фракционного состава выносимой выбуренной породы, оптимального расхода промывочной жидкости, структурно-механических и пластико-вязкостных свойств применяемого в данном разрезе бурового раствора;

– поддержание потока на первичной ступени системы очистки бурового раствора, так, чтобы были установлены ситовые панели, максимально удовлетворяющие конкретным условиям бурения (размерность ситовых панелей должна быть подобрана таким образом, чтобы площадь их покрытия буровой промывочной жидкостью составляла не менее 2/3);

– поддержание давления на манифольдах системы очистки буровых растворов на уровне 2,5–4 атмосферы, с постоянным контролем проходимости выходных отверстий гидроциклонов, а также характера истечения (выброса) пульпы (необходимо поддерживать выброс пульпы в виде «зонтика»);

– систематический контроль плотности пульпы, отделяющейся с пескоотделителя и с центрифуги (плотность пульпы с пескоотделителя должна быть не менее чем на 0,25г/см³ больше плотности бурового раствора, а с илоотделителя – не менее чем на 0,3–0,4 г/см³, с центрифуги – не менее чем на 0,5 г/см³);

– установка угла наклона вибрации 45–55°, а угла наклона виброрамы от –3 до +5° в зависимости от модели вибросит гидроциклонных сепараторов, выхода раствора и степени осушения шлама (наиболее эффективная степень очистки достигается при угле наклона виброрамы от 0 до +2°) [9].



В обобщенном виде влияние технологических решений на технико-экономические результаты деятельности бурового предприятия, и, как следствие, на затраты на бурение скважин, представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние предлагаемого свода буровых технологических решений на технико-экономические результаты бурения

№ п/п	Технология	Краткая характеристика влияния на стоимость строительства скважины
	1	2
1	Применение производительного породоразрушающего инструмента (буровых долот)	– увеличение механической скорости бурения, позволяющее экономить время бурения; – увеличение проходки на долото, снижающие количество спускоподъемных операций
2	Использование системы управляемого роторного бурения	– увеличение механической скорости бурения, позволяющее экономить время бурения; – увеличение расстояния горизонтального участка скважины, что позволяет увеличить дебит скважин
3	Использование управляемого шпиндельного бурения	снижение рисков и стоимости бурения скважин с узкими границами скважинной среды, приводящие к снижению непроизводительных затрат
4	Бурение скважин малого диаметра (малогабаритное бурение)	– увеличение механической скорости бурения, что обеспечивает существенную экономию времени бурения; – снижение диаметра и количества спускаемых колонн, металлоемкости конструкции скважины, позволяет снизить материальные затраты бурения скважин; – оптимизация затрат ВЗД и растворного сервиса; – снижение отходов бурения (особенно шлама); – возможность применения уменьшенного по геометрическим параметрам и мощности оборудования; – снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу
5	Использование лазеров	– увеличение механической скорости бурения, позволяющей сократить затраты времени на строительство скважин – оптимизация затрат на растворный сервис и крепление ствола обсадными трубами, что сокращает материальные затраты; – снижение выбросов в атмосферу; – формирует разветвленную сеть каналов призабойной зоне, что позволяет увеличить дебит скважины; – возможность возродить закрытые месторождения
6	Применение современных качественных буровых растворов без твердой фазы	– увеличение механической скорости бурения, что обеспечивает экономию времени бурения; – сокращение потребных объемов буровых растворов, при многократном использовании; – сокращение затрат на выполнение природоохранных мероприятий, связанных с утилизацией отработанного бурового раствора; – снижение износа бурового инструмента
7	Бурение скважин с несколькими горизонтальными стволами (многозабойное или многоствольное бурение)	– сокращение времени на разведку месторождения; – увеличение дебита скважин за счет вскрытия и подключения к разработке оставшихся целиком и пропущенных нефтяных пластов; – снижение затрат времени и средств на проведение работ по обустройству и подключению скважин к системе сбора и закачки; – снижается отрицательное влияние на окружающую среду
8	Использование телеметрической системы	– контроль геологических и технологических параметров скважины, позволяющий снизить риски возникновения аварийных ситуаций и увеличить коммерческую и механическую скорость бурения
9	Выбор оптимальной буровой установки	соответствие функциональной структуры буровой установки условиям строительства, позволяет увеличить механическую скорость и снизить стоимость одного метра проходки
10	Улучшение качества крепления ствола скважины	– сокращение сроков ОЗЦ; – экономия материальных затрат



Окончание таблицы 1

	1	2
11	Снижение материальных затрат за счёт облегчения конструкции скважины	– снижение стоимости бурения, за счет снижения стоимости обсадной колонны и снижения количества спускоподъемных операций, обеспечивающих экономию времени бурения
12	Строгое соблюдение требований группового (индивидуального) рабочего проекта и других руководящих документов	– профилактика большинства технологических осложнений и инцидентов, что, в свою очередь, повысит общую производительность буровых работ
13	Сокращение непроизводительного времени в цикле строительства скважины	– снижение аварийности, что приведёт к сокращению сроков строительства скважин и, тем самым, снизит её себестоимость
14	Поддержание работоспособности системы очистки буровых промывочных жидкостей на высоком уровне эффективности, с применением четырёхступенчатой системы очистки	– увеличение механической скорости бурения, что обеспечивает экономию времени бурения; – сокращение потребных объемов буровых растворов, при многократном использовании; – сокращение затрат на выполнение природоохранных мероприятий, связанных с утилизацией отработанного бурового раствора; – снижение износа бурового инструмента – снижение объемов буровых промывочных жидкостей и, соответственно, объемов транспортирования и утилизации [10]

Выводы

Разумеется, помимо предложенных мероприятий, существуют и многие другие технологии, основной задачей которых также является повышение качества буровых работ, позволяющее сократить сроки строительства скважин и затраты на бурение.

Внедрение и применение предложенных методов, позволяющих повысить эффективность бурения, является сложной задачей, требующей привлечения большого количества специалистов из различных областей, а их решение возможно лишь при участии всех, вовлеченных в процесс бурения, сторон.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2006. – 680 с.
2. Руднева Л.Н. Резервы снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин : учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 72 с.
3. Миловзоров А.Г., Гаязов И.Р. Бурение скважин малым диаметром // Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы : Материалы Всероссийской научной конференции. – 2019. – С. 93–99.
4. Мещеряков К.А., Яценко В.А. и др. Бурение скважин малого диаметра как способ снижения затрат при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 10. – С. 10.
5. Клешнин А.Г., Фаталиев К.Б., Кузьмин В.Н. Особенности применения гидрогелевых составов и их модификаций в качестве буровых растворов при первичном вскрытии нефтеносной залежи // IX научно-практическая конференция. Совет молодых специалистов АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова, Институт нефти и газа имени М.С. Гущериева. – Ижевск : Институт компьютерных исследований. – 2019. – С. 232–236.
6. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисковоразведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть» // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт): материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием. – Ижевск. – 2018. – С. 289–294.
7. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Федеральной службой по экол., технолог. и атомному надзору, приказ №101 от 12.03.2013г., с доп. от 12.01.2015г., приказ Ростехнадзора № 1.
8. Кузьмин В.Н., Ардашева Т.А., Чиркова И.А. Меры предупреждения и ликвидации технологических и геологических осложнений при бурении скважин под кондуктор и эксплуатационную колонну // Конвергенция в сфере научной деятельности: проблемы, возможности, перспективы: материалы Всероссийской научной конференции. – Ижевск : Издательский центр «Удмуртский университет». – 2018. – С. 46–50.
9. Кузьмин В.Н. Практические рекомендации по предупреждению и ликвидации геолого-технологических осложнений при бурении скважин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1. – С. 44–55.
10. Фаталиев К.Б., Державин Д.Б., Кузьмин В.Н. Сбор, хранение, транспортировка и утилизация отходов // IX научно-практическая конференция. Совет молодых специалистов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, Ин-т нефти и газа им. М.С. Гущериева. – Ижевск : Институт компьютерных исследований. – 2019. – С. 246–250.



References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Complications and accidents during drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2006. – 680 p.
2. Rudneva L.N. Reserves for reducing the cost of construction of oil and gas wells: textbook. – Tyumen : TSOGU, 2012. – 72 p.
3. Milovzorov A.G., Gayazov I.R. Drilling small diameter wells // Priorities of the strategy of scientific and technological development of Russia and ensuring the reproduction of the innovative potential of higher education : Materials of the all-Russian scientific conference. – 2019. – P. 93–99.
4. Meshcheryakov K.A., Yatsenko V.A. and others. Drilling of small-diameter wells as a way to reduce costs in the construction of production and exploration wells // Territory Neftegaz. – 2013. – № 10. – P. 10.
5. Kleshnin A.G., Fataliev K.B., Kuzmin V.N. Features of application of hydrogel compositions and their modifications as drilling solutions at primary opening of an oil-bearing Deposit // IX scientific and practical conference. Council of young specialists of JSC «Belkamneft» named after A.A. Volkov, Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev. – Izhevsk : Institute of computer research, 2019. – P. 232–236.
6. Kuzmin V.N., Abashev A.G. Author's supervision of the construction of production and exploration wells in the oil fields of JSC «Udmurtneft» // Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): proceedings of the all-Russian scientific and practical conference, with international participation. – Urals-Izhevsk, 2018. – P. 289–294.
7. «Safety rules in the oil and gas industry» (approved by the Federal environmental service, technologist. and nuclear supervision, order № 101 of 12.03.2013, with an Addendum of 12.01.2015, Rostekhnadzor order №1.
8. Kuzmin V.N., Ardasheva T.A., Chirkova I.A. Measures of prevention and elimination of technological and geological complications when drilling wells for the conductor and production column // Convergence in the field of scientific activity: problems, opportunities, prospects: materials of the all-Russian scientific conference. – Izhevsk : Udmurt University Publishing center. – 2018. – P. 46–50.
9. Kuzmin V.N. Practical recommendations for prevention and elimination of geological and technological complications in drilling wells // Oil province. – 2020. – № 1. – P. 44–55.
10. Fataliev K.B., Derzhavin D.B., Kuzmin V.N. Collection, storage, transportation and utilization of waste // IX scientific and practical conference. Council of young specialists of JSC «Belkamneft» named after A.A. Volkov, Institute of oil and gas named After M.S. Gutseriev. – Izhevsk : Institute of computer research, 2019. – P. 246–250.



УДК 622.243.95

ИЗУЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН



THE STUDY OF COMPLEX DRILLING TECHNOLOGY

Кулиев Джалил Джафарович
магистрант,
Азербайджанский государственный
университет нефти и
промышленности

Джаббарова Гюллю Валех кызы
доктор философии, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и
промышленности

Шмончева Елена Евгеньевна
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Нефтегазовая инженерия»,
Азербайджанский государственный
университет нефти и
промышленности
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

Аннотация. В работе рассмотрена возможность применения комплексной технологии бурения на основе колтюбингового бурения тонких стволов на депрессии. Описаны технология бурения тонких стволов и области ее применения. Изучены преимущества и недостатки колтюбингового бурения.

Ключевые слова: колтюбинг, тонкие стволы, бурение на депрессии, ориентация скважины, вынос шлама, скорость проходки.

Kouliev Jalil Jafarovich
Undergraduate,
Azerbaijan State Oil and Industry University

Jabbarova Gullu Valekh Kyzy
Doctor of Philosophy, Associate Professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University

Shmoncheva Elena Evgenievna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor, Department
of Oil and Gas Engineering,
Azerbaijan State Oil and Industry University
yelena.shmoncheva@asoiu.edu.az

Annotation. The paper considers the possibility of applying an integrated drilling technology based on coiled tubing drilling of slim hole on the depression. The technology of drilling slim holes and the field of its application are described. The advantages and disadvantages of coiled tubing drilling were studied.

Keywords: coiled tubing, thin trunks, depression drilling, well orientation, sludge removal, penetration rate.

П оскільки рост стоимости разработки месторождений является одной из основных проблем, стоящих сегодня перед нефтяными компаниями, стремления компаний заключаются в разработке нескольких новых концепций для улучшения методов бурения. Среди идей, использование технологии «тонких стволов» (slimhole) оказывается наиболее экономически эффективным [1].

Обычное бурение

Методика была экспериментально применена в промышленности для оценки ее значимости в качестве меры по снижению затрат. Результаты показали значительное снижение общих затрат на бурение для разведки и разработки нефтяных месторождений. По сравнению с обычным бурением, скважины с тонкими стволами показали значительное снижение стоимости на 25–30 % для разведочных и оценочных скважин и на 30–40 % для нагнетательных и добывающих скважин. Эта выгодная экономия достигается за счет различных категорий, включая меньшую площадь установки, скорость и время установки, меньшее количество труб, раствора, цемента и меньшее отрицательное влияние на окружающую среду.

Компания Carter Oil Co пробурила 108 скважин с тонкими стволами, которые, по оценкам, дали экономию 162 000 долл. США по сравнению со скважинами обычного размера.

Бурение при осложнениях

Кроме непосредственного бурения скважин, практика использования тонких стволов наиболее применима в обычных скважинах, где может возникнуть непредвиденная проблема, такая как потеря циркуляции или дифференциальное залипание, которое может привести к закупориванию и оставлению скважины. Техника бурения тонких скважин с возможностью выбора оптимальной по размеру установки для бурения малых скважин позволяет бурить скважину дальше и на всей глубине до заданной глубины.



Сложность направленной ориентации

Это одна из наиболее сложных проблем КТ бурения в механике направленной ориентации. Управляемое устройство ориентирует инструмент в нужном направлении, чтобы скорректировать требуемую траекторию, так как трубы не могут быть повернуты. Это вызывает несколько проблем.

Одной из проблем является реактивный крутящий момент в трубах, вызванный кручением, генерируемым двигателем и сопротивлением долота. Компоновка низа бурильных колонн имеет относительно низкую жесткость при кручении, что делает ориентацию затруднительной в системах, требующих ориентации в статических условиях. Неспособность поддерживать постоянную нагрузку на долото в процессе бурения также влияет на величину крутящего момента и, следовательно, ориентацию.

Еще одна проблема возникает из невозможности осуществить поворот. Как известно, при роторном управляемом бурении наклонных скважин, существует два режима бурения с забойным двигателем, скольжение и вращение. В скользящем бурении, бурильная колонна не вращается, что позволяет повернуть инструмент в нужном направлении. Как только желаемый угол наклона и направление установлены, бурильная колонна вращается. Вращение бурильной колонны компенсирует эффекты изогнутого корпуса и направление может поддерживаться постоянно (по крайней мере в теории). Дополнительное преимущество вращения бурильной колонны является то, что скорость бурения увеличивается часто в два раза.

Поскольку бурение по КТ является скользящим бурением, эффект изогнутого инструмента не может быть компенсирован за счет вращения для поддержания постоянного направления. А при статическом ориентировании инструмента это потребует много времени простоя. Это приводит к тому, что бурят слишком длинные интервалы, прежде чем принимают поправки, что приводит к извилистой траектории ствола скважины, через которую может быть трудно или невозможно пропустить компоновку.

Удаление шлама. Вращение главный фактор при удалении шлама в сильно искривленных скважинах. При отсутствии вращения, удаление шлама в сильно искривленной скважине становится затруднительным, и неспособность удалить черенки часто приводит к прихвату трубы и/или потери циркуляции.

Скорость проходки. Обычная бурильная колонна передает нагрузку на долото почти непрерывно.

Однако, поскольку в КТ бурения колонна не вращается поддерживать постоянный вес на долото трудно из-за скольжения и трения бурильной колонны.

Другой преобладающей причиной низких скоростей проходки является дополнительное время, необходимое для удаления шлама и его налипания.

Заключение

Такая технология была применена на 5 скважинах. Практика показала, что технология бурения на депрессии с помощью колтюбинга может быть безопасно и успешно применена.

Стоимость таких скважин в настоящее время снижается до уровня тонких стволов, пробуренных с помощью обычной буровой установкой.

Выбор КТ бурения по сравнению с традиционными методами бурения должен быть основан исключительно на уникальных возможностях этой технологии, а не на обычном сравнении стоимостей.

Литература / References

1. Al-Kandari, Al-Badhli, Khaldy, Mutawa, Saleh and Al-Mekhyal, 2012. «First Deep Slim Hole Design Well in Kuwait: Significant Achievement and Cost Optimization Drilling / Completing a 9.25-inch Hole Section» SPE-158568-MS // Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, 11–14 November, Abu Dhabi.
2. YUE Shuhai. New technology of coiled tubing drilling in slim // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2014. – Vol. 8. – № 1. – P. 95–98.



УДК 622.245.422

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ИСТОЩЁННЫХ, ПОГЛОЩАЮЩИХ ЗОНАХ



QUALITY DRILLING OF WELLS IN WASTE, ABSORBING ZONES

Мамедов Анар Сиясет оглы

научный сотрудник,
НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия»,
Республика Азербайджан
anar209@mail.ru

Mammadov Anar Siyaset oglu

Researcher,
Research Institute «Geotechnological
Problems of Oil, Gas and Chemistry»,
Azerbaijan
anar209@mail.ru

Аннотация. Опыты бурения скважин в зонах, где происходит поглощение, показывают, что причиной поглощения является чрезмерно избыточное забойное давление, создаваемое буровым раствором. Бурение скважин в этих зонах с традиционно известными буровыми растворами являются нерентабельными. Лучшим способом бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах, является применение бурового раствора, содержащего микропузырьки. Обычно буровой раствор такого типа получают введением в циркулирующий раствор ПАВ.

Annotation. Drilling experiments in areas where absorption occurs, the reason for the absorption is the excessively high bottomhole pressure created by the drilling fluid. Drilling wells in these areas with traditionally known drilling fluids is unprofitable. The best way to drill wells in depleted, absorbing zones is to use a drilling fluid containing micro bubbles. Typically, this type of drilling fluid is prepared by incorporating a surfactant into the circulating fluid.

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, бентонитовая суспензия, микропенообразующий состав, забойное давление.

Keywords: well drilling, drilling mud, bentonite suspension, microbubble composition, bottomhole pressure.

На нефтяных месторождениях Азербайджана около 60 % нефти остаётся в недрах старых, истощённых нефтяных пластов. Для извлечения этих нефтей более доступным и эффективным способом является бурение новых скважин. Однако, нередко, все это является неэффективным. Основными причинами этого является сильное поглощение бурового раствора [1, 2]. Поглощение бурового раствора, как правило, всегда требует высоких затрат на его устранение. Опыты бурения скважин в зонах, где происходит поглощение, показывают, что причиной поглощения является чрезмерно избыточное забойное давление, создаваемое буровым раствором. Бурение скважин в этих зонах с традиционно известными буровыми растворами нерентабельны.

Лучшим способом бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах, является применение бурового раствора, содержащего микропузырьки. Обычно буровой раствор такого типа получают введением в циркулирующий раствор ПАВ.

Нами разработан новый вид бурового раствора, синтезированный из продуктов, образующихся при обработке нефтепродуктов. Компонентный реагент условно назван МПС (микропенообразующий состав). Некоторые показатели бурового раствора, обработанного реагентом МПС, показан в таблице. Перед исследованием буровой раствор, обработанный реагентом МПС, интенсивно перемешивался в мешалке. В качестве бурового раствора использовалась 6 %-ная бентонитовая суспензия, обработанная КМЦ. Как видно, кратность $\beta = V_1/V_0$ увеличивается с повышением содержания реагента в растворе. При этом увеличивается коэффициент вспенивания $k_v = \rho_1/\rho_2$.

Следует отметить, что разработанный новый тип бурового раствора, позволит вести массовые буровые работы на площадях, имеющих аномально низкие пластовые давления.

Таблица – Многоцелевой раствор на основе микропенного состава (МПС) (n = 2500 об/мин, t = 5 мин.)

№	Состав раствора, %				Показания пенообразования раствора						
	Бентонит	КМЦ	МПС (НСЦМ + МЛСП)	Вода	ρ_0 , кг/ м ³	$T_{100/200}$, сек.	кратность			Стойкость, час	
							V_0 , см ³	V_1 , см ³	$\beta = \frac{V_1}{V_0}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	6	0,5	–	ост. вода	1050	1,00	500	500	1	–	
2	6	0,5	1 (25 НСЦМ+75МЛСП)	–	915	1,13	500	1370	2,74	>12	
3	6	0,5	2 (25 НСЦМ +75 МЛСП)	–	340	2,57	500	1770	3,54	>12	



Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	6	0,5	$\frac{3}{(25 \text{ НСЦМ} + 75 \text{ МЛСП})}$	–	664	1,64	500	850	1,70	>24
5	6	0,5	$\frac{1}{(75 \text{ НСЦМ} + 25 \text{ МЛСП})}$	–	810	1,30	500	775	1,55	>24
6	6	0,5	$\frac{0,5}{(50 \text{ НСЦМ} + 50 \text{ МЛСП})}$	–	731	1,44	500	710	1,42	>24
7	6	0,5	$\frac{1}{(50 \text{ НСЦМ} + 50 \text{ МЛСП})}$	–	650	1,62	500	850	1,70	>24

Литература

1. Расулов С.Р., Мамедов А.С., Зейналов Н.Э. Использование поверхностно активных веществ при бурении скважин в истощенных пластах // Известие вузов. Горный журнал. – 2018. – № 7. – С. 21–27.
2. Расулов С.Р., Зейналов Н.Э., Мамедов А.С. Предупреждение поглощений бурового раствора в скважинах при аномально низких пластовых условиях // Материалы межрегионального семинара «Рассохинские чтения». – Ухта, 2012. – С. 269.

References

1. Rasulov S.R., Mamedov A.S., Zeynalov N.E. Use of the surface active substances at well drilling in the exhausted formations // Notice of universities. Mining magazine. – 2018. – № 7. – P. 21–27.
2. Rasulov S.R., Zeynalov N.E., Mamedov A.S. Drilling mud absorption prevention in the wells at the abnormally low formation conditions // Proc. of the interregional seminar «Rasokhin readings». – Ukhta, 2012. – P. 269.



УДК 622

СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АВДП



MODERN SOLUTIONS FOR THE USE OF LUBRICATING ADDITIVES IN DRILLING AND WELL RECONSTRUCTION UNDER THE CONDITIONS OF AVDP

Марусов М.А.

кандидат химических наук,
заместитель главного инженера –
начальник службы буровых растворов,
ООО «Сервис Пром Комплектация»

Мойса Ю.Н.

кандидат химических наук, директор,
ООО «НПО «Химбурнефть»
hbn2005@yandex.ru

Аннотация. Обозначены современные подходы к выбору и регулированию свойств утяжеленных буровых растворов при реконструкции методом ЗБС и бурении нефтяных и газовых скважин Кубани. Описаны критериальные условия систем РВО и баланс смазывающих и ингибирующих свойств БР для бурения скважин с АВПД.

Ключевые слова: нефтяные скважины, газовые скважины, бурение, смазывающие добавки.

Marusov M.A.

Candidate of Chemical Sciences,
Deputy Chief Engineer –
Head of Drilling Mud Service,
LLC «Service Prom Komplektatsiya»

Moisa Yu.N.

Candidate of Chemical Sciences, Director,
NPO Khimburneft Ltd.
hbn2005@yandex.ru

Annotation. Modern approaches to the selection and regulation of the properties of weighted drilling muds at reconstruction by WBC method and drilling of oil and gas wells in Kuban are outlined. Criteria of RVO systems and balance of lubricating and inhibiting properties of drilling muds for drilling wells with HDD are described.

Keywords: oil wells, gas wells, drilling, lubricating additives.

При бурении нефтяных и газовых скважин Кубани, а также их реконструкции методом ЗБС, хорошо себя зарекомендовали себя традиционно используемые полимер – глинистые утяжеленные системы РВО. Наличие зон АВПД в разрезах и связанные с этим риски, с одной стороны, и общее снижение качества проектирования с другой, требует от буровых подрядчиков при подготовке программных решений формирование общего подхода к выбору химических реагентов и материалов, а также критериев их подбора для снижения НПВ и предупреждения осложнений при строительстве: «посадок», «затяжек», дифференциальных прихватов, поглощений БР в зонах глинистых и продуктивных отложений.

При анализе накопленного положительного опыта бурения и реконструкции методом ЗБС систем РВО установлено, что современные решения с учетом правильности выбора плотности БР, основаны на выделении двух главных критериев: смазывающей и ингибирующей способности РВО. Для которых, первое: можно установить границы применяемых концентраций, второе: значение величин контролируемых показателей и третье: технология применения материала при производстве буровых работ. Значения плотности лигносульфонатных РВО до 2,17 г/см³ удовлетворяет требования Правил безопасности большинства скважин Кубани с глубинами до 3200 м. Лабораторно и экспериментально установлено, что для растворов плотностями до 2,00 г/см³, минимизируются риски при выполнении следующих условий при строительстве нефтегазовых скважин:

1. Применение смазочной добавки в концентрации 3–4 % масс. (или 6–8 % объема) по отношению к массе утяжеленного РВО. Контрольным параметром выступает $K_{тр}$ пары «металл-металл» по ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) для которого справедлив интервал значений по $K_{тр}$: $0,25 \geq K_{тр} \geq 0,14$. В промышленной практике этим значением соответствует контролируемый на буровой параметр $K_{тр}$ на границе «глинистая корка- металл» по КТК 2 равный величине 0,03–0,02. При этом максимальная эффективность достигается при использовании бинарных и тройных систем смазывающих добавок различного механизма действия реально в промышленных условиях обеспечиваются вышеуказанные показатели при использовании бинарной системы смазывающих добавок применяемых в ООО «Сервис Пром Комплектация», так называемая система «ФК-СПК», представляющей композицию смазочных добавок марок «ФК-Н» и «ФК-2000» в соотношении 1:3 производства ООО «НПО «Химбурнефть» [1, 2].

2. Ингибирующая способность БР во всем интервале бурения высококоллоидальных отложений должна удовлетворять требованию по показателю скорости увлажнения P_o (см/час): $P_o \leq 1,42$ см/час [3, 4].



3. Технология применение смазывающих добавок различного механизма действия в бурении основана на разных приемах в обработке утяжеленного полимер-глинистого РВО: так «ФК-Н» изначально добавляется в БР до требуемой концентрации при его заготовке, а ингибирующая смазочная добавка марки «ФК-2000», представляющая собой калиевые соли растительных жирных кислот, добавляется непосредственно в желобную систему при бурении на циркуляции со скоростью, пропорциональной проходке и производительности насосов, обеспечивая мягкое ингибирование коллоидной фазы разбухаемых глинистых минералов и сброс сфлокулированной коллоидной фазы на виброситах ЦС.

Таким образом, общей тенденцией к снижению осложнений (загущение, сальникообразование) и рисков (потери циркуляции, прихватов) при строительстве скважин с АВПД на Кубани, можно считать использование высокоэффективных смазывающих добавок различного механизма действия, обладающих органическими компонентами с выраженным ингибирующим и противосальниковым действием, а также различной технологической последовательности обработки утяжеленных РВО.

Литература

1. Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю., Марусов М.А. Ингибирующие и смазочные добавки для утяжеленных буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 196–205.
2. Мойса Ю.Н. Применение смазочных добавок в буровых растворах // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 72–83.
3. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов : Приложение 8 (РД 39-2-813-82). Методика контроля параметров буровых растворов. – РД 39-00147001-773-2004. ОАО «НПО «Бурение», г. Краснодар, 2004 г.
4. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2019. – С. 90.

References

1. Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu., Marusov M.A. Inhibiting and lubricating additives for the weighted drilling agents // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 3. – P. 196–205.
2. Moisa Yu.N. Lubricant additives application in the drilling muds // Bulatovskie readings. – 2019. – V. 3. – P. 72–83.
3. Methods of evaluating the inhibiting properties of drilling agents. : Annex 8 (RD 39-2-813-82). Methodology of Control of Drilling Mud Parameters. – RD 39-00147001-773-2004. ОАО NPO Burenie, Krasnodar, 2004.
4. Koshelev V.N. Flushing of oil and gas wells. – M. : Nedra Publishing House LLC, 2019. – P. 90.



УДК 622.24

БУРОВОЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ИЗБЫТОЧНОГО ИЛИ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА



DRILLING MIXTURE BASED ON EXCESS OR FOR OPENING PRODUCTIVE LAYER

Матько Валерия Сергеевна

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные рецептуры буровых растворов на основе избыточного ила. Приведены составы растворов на этой основе, их параметры и область применения. Описаны преимущества предлагаемой рецептуры бурового раствора перед традиционными.

Ключевые слова: буровой раствор, избыточный ил, рецептура, свойства раствора, сравнительная оценка.

Matiko Valeria Sergeevna

Specialist Student,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platov
13050465@mail.ru

Rybalchenko Yuri Mikhailovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
South Russian State Polytechnic University
named after M.I. Platov
13050465@mail.ru

Annotation. The article describes the basic formulations of drilling fluids based on excess sludge. The compositions of solutions on this basis, their parameters and scope are given. The advantages of the proposed drilling mud formulation over traditional ones are described.

Keywords: drilling mud, excess sludge, formulation, fluid properties, comparative evaluation.

Буровые промывочные жидкости являются важной составляющей технологии бурения нефтяных и газовых скважин в значительной степени определяют эффективность их строительства. Наиболее серьезные осложнения в бурении скважин в той или иной степени связаны с качеством и технологическими свойствами буровых растворов.

Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта рассматривается как ключевой момент сохранения коллекторских свойств пласта. Методически выбор компонентного состава бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта обосновывается по результатам оценки его влияния на изменение проницаемости пористой среды и по коэффициенту восстановления проницаемости образцов керна после фильтрации бурового раствора при реальных перепадах давлений, возникающих при первичном вскрытии.

В настоящее время недостатки известных составов безглинистых промывочных жидкостей заключаются в том, что одни, решая вопросы стабилизации раствора по солестойкости, ухудшают свойства производных жидкостей в сравнении с глинистыми растворами по повышенному формированию пены, другие, напротив, не применимы в минерализованных средах, третьи имеют сложную технологию приготовления, дефицитны или дороги.

Необходимость повышения качества и снижение сроков строительства скважин, ужесточение требований по охране природы и недр вызывают необходимость совершенствования существующих и открытия новых рецептур буровых растворов, использование современного бурового оборудования и современных средств контроля над параметрами применяемых растворов.

Наибольшее распространение получили буровые растворы на глинистой основе вследствие их доступности и дешевизны. Однако недостатком данных растворов, особенно растворов с высоким содержанием глины, являются высокие значения статического напряжения сдвига (СНС), приводящие к прихватам бурового инструмента и другим осложнениям. Недостатки глинистых буровых растворов создали необходимость разработки новых, в том числе глинистых буровых растворов. Были разработаны безглинистые водные составы с добавкой гуматосодержащих веществ: бурый уголь, каустическая сода, гидроокись кальция и др., повышающих солестойкость растворов, а также насыщенные солевые растворы с добавками сульфиспиртовой барды, крахмала и нефти. Причиной, тормозящей широкое распространение безглинистых буровых растворов, является отсутствие универсальности их применения: одни не применимы в минерализованных средах, другие обладают повышенным пенообразованием, практическое использование третьих ограничено нехваткой и высокой стоимостью исходных компонентов.



Были проведены исследования бурового раствора на водной основе содержащего в качестве дисперсной фазы избыточный ил биологических очистных сооружений (БОС) нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий.

Избыточный ил образуется при биологической очистке сточных вод и представляет собой хлопьевидную массу, образованную скоплениями микроорганизмов, соединенных прослойками биополимерного геля. Средний размер частиц составляет 3–150 мкм. Высокая дисперсность ила обеспечивает его высокоразвитую поверхность (до 1200 м² в 1 м³ ила) и высокую поверхностную активность, что позволяет предположить его способность образовывать структуры при относительно невысоких концентрациях дисперсной среды, т.е. способность заменять глину.

Для исследования использовался избыточный ил с иловых карт биологических очистных сооружений ОАО «Уфанефтехим», со средней влажностью 50–60 % [4].

Были исследованы следующие показатели: водоотдача, вязкость по СПВ-5 СНС, для растворов на основе избыточного ила и глины с добавками КМЦ, в различных комбинациях и соотношениях (рис. 1).

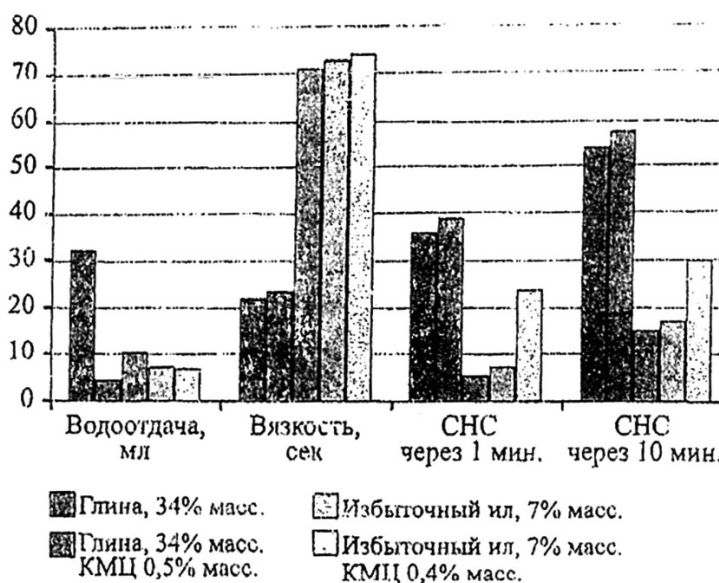


Рисунок 1 – Сравнительные характеристики буровых растворов с добавлением глины КМЦ и избыточного ила БОС

Добавка к глинистым растворам КМЦ (0,4–0,5 % масс) позволяет значительно снизить водоотдачу, однако данный состав обладает невысокой вязкостью и большими значениями СНС. В отличие от высокоглинистых растворов, водные суспензии избыточного ила имеют удовлетворительные показатели по водоотдаче (9,2 мл) вязкости (71 сек.) и СНС (4,8 и 13,4 дПа через 1 и 10 мин соответственно), но не обладают достаточной солестойкостью. Повысить солестойкость растворов можно путем добавления КМЦ (0,4 масс).

Полученный раствор обладает приемлемыми характеристиками (водоотдача 7,2 мл, вязкость 73 сек.) и относительно невысокими значениями СНС (6,8 и 15,4 дПа через 1 и 10 минут соответственно). Добавка глины до 5 % масс, в полученный раствор, практически не влияет на характеристики бурового раствора (водоотдача 7,1 мл, вязкость 74 сек).

Лабораторными исследованиями было установлено, что концентрации избыточного ила оказывают значительное влияние на реологические и фильтрационные показатели бурового раствора (рис. 2). Как видно на графиках (рис. 2), с повышением концентрации ила резко возрастает вязкость раствора и СНС.

При концентрациях избыточного ила свыше 15 % масс, раствор полностью теряет подвижность. Увеличение концентрации ила практически не влияет на водоотдачу. Из результатов экспериментальных исследований следует, что оптимальной концентрацией избыточного ила, обеспечивающей удовлетворительные показатели раствора, являются значения в пределах 5–10 масс.

Таким образом, замена глины в малоглинистых буровых растворах целиком или частично на избыточный ил может сохранить приемлемые свойства бурового раствора, в частности, водоотдачу на уровне 7,2 мл, вязкость 73 сек, величину СНС 6,8 и 15,4 Па через 1 и 10 мин соответственно. Данные растворы являются экологически безопасными и могут оказаться экономически выгодными.

Суспензии избыточного ила эффективно снижают поглощение бурового раствора, т.к. добавки ила существенно повышают сопротивление фильтрации водной суспензии, что позволяет эффективно использовать суспензии избыточного ила в процессах вскрытия и освоения пласта, а также увеличения нефтеотдачи.

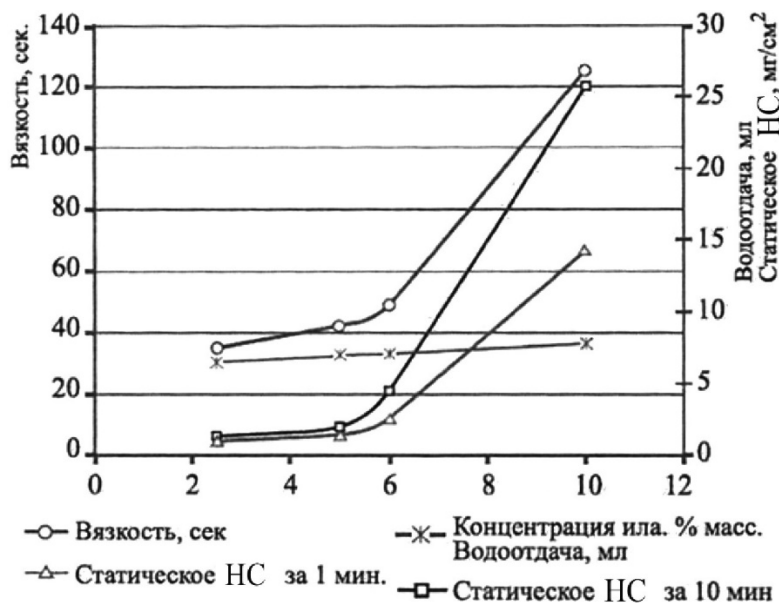


Рисунок 2 – Влияние концентрации избыточного ила на свойства бурового раствора

Технико-экономическая эффективность предлагаемого технического решения определяется использованием более дешевого (избыточный или БОС является отходом очистных сооружений промышленного предприятия) и эффективного реагента. Важное экономическое значение имеет сокращение вероятности возникновения аварийных ситуаций при бурении скважин, а также улучшение экологии при строительстве скважин и снижение вероятности осложнений в подготовке нефти при освоении скважин после проведения буровых работ.

С учетом проведенного анализа материала, изложенного в технической литературе, а также обобщения промысловых работ по вопросу промывочных жидкостей можно сделать следующие выводы.

1. Предлагаемая система раствора на основе избыточного ила обладает приемлемыми техническими характеристиками (водоотдача, вязкость, СНС).
2. Рассмотренный раствор можно рекомендовать для вскрытия продуктивных пластов.
3. Данные растворы являются экологически безопасными и могут оказаться экономически выгодными.

Литература

1. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
2. Патент РФ № 2051946, С09К7/02, от 10.01.1996, М.М. Гайдаров, М.А. Танкибаев. Безглинистый буровой раствор.
3. Патент РФ номер 1392083, С09К7/02, от 10.04.2000, Н.И. Крысин, Т.А. Скороходова. Безглинистый раствор для заканчивания скважин.
4. Коршунова Т.Ю., Синищев Н.Н., Логинов О.Н. Микробиологические процессы на очистных сооружениях. – Уфа : «Реактив», 2005. – 62 с.

References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Complications and accidents during the drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2000. – 679 p.
2. RF patent № 2051946, C09K7/02, dated 01/10/1996, M.M. Gaidarov, M.A. Tankibaev. Clayless mud.
3. RF patent number 1392083, C09K7/02, from 10.04.2000, N.I. Krysin, T.A. Skorokhodova. Clay-free mud for well completion.
4. Korshunova T.Yu., Sinischev N.N., Loginov O.N. Microbiological processes at treatment facilities. – Ufa : Reagent, 2005. – 62 p.



УДК.622.24.063

РАЗРАБОТКА СОСТАВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА С ЗАКУПОРИВАЮЩИМ СВОЙСТВОМ



DEVELOPMENT OF THE TAMPONAGE POSITION FROM PLUGGING PROPERTY

Махаматхожаев Дилмурад Рахматович

кандидат технических наук,
Ташкентский архитектурно-строительный институт
id.yug2016@gmail.com

Mahamatkhodzhaev Dilmurad Rakhmatovich

Candidate of Technical Sciences,
Tashkent institute of architecture
and civil engineering
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена по разработке состава быстротвердеющих смесей для установления цементных мостов в поглощающих горизонтах, которые встречаются при бурении ствола скважин подкондуктор и техническую колонну.

Annotation. The article presents the development of the composition of quick-setting mixtures for the establishment of cement from bridges in the absorbing horizons, which are encountered when drilling a wellbore subconductor and technical column.

Ключевые слова: смесь, изоляция, раствор, тампонажный.

Keywords: mixture, isolation, solution, plugging.

Крепление скважин является очень ответственной технической операцией в процессе проводки любой скважины, оказывает решающее влияние на успешность ее заканчивания и освоения. Основными задачами при креплении скважин являются создание надежного канала связи в системе «пласт – устье скважины» и надежная изоляция нефтегазо и водоносных пластов друг от друга [1].

В конструкции скважины цементирование играет большую роль. Оно образует в затрубном пространстве непроницаемую преграду, для разобщения нефти и газосодержащих горизонтов [2]. Цементный камень изолирует притоки посторонних вод, препятствует прорыву газа. Вместе с тем повышается прочность конструкции скважин. Качество крепления скважин определяет долговечность и безаварийность эксплуатации продуктивного объекта.

Цементный камень, наряду с механической прочностью должен обладать пластичностью, что исключает растрескивание камня при перфорации, низкой проницаемостью, устойчивостью к агрессии пластовых вод, способностью срачиваться с породой, составляющей стенку ствола, и сцепляться с наружной поверхностью обсадных труб. Усадочные деформации, которыми характеризуется твердение обычного тампонажного цемента, рассматриваются как одна из причин неудовлетворительной герметичности скважин [3].

Кроме того, усадка приводит к образованию зазоров по поверхности контакта цементного камня, труб и стенок скважины. Этому в значительной степени способствует образовавшийся на стенках скважины глинистая корка. Отдавая гравитационную воду в пласт или цементному камню, глинистая корка дает значительную усадку с образованием целой сети трещин. Все это снижает качество разобщения пластов. Зазор между обсадной трубой и цементным кольцом может также появляться за счет остаточных деформаций цементного камня при изменении температур и давлений в процессе эксплуатации.

К тампонажным цементам предъявляют ряд специальных технических требований, обусловленных особыми условиями их применения. К таким общим требованиям относятся возможность быстрого прокачивания цементного раствора насосами, достаточная подвижность раствора в процессе прокачивания и связанное с этим увеличение срока для начала схватывания, стойкость в минерализованных водах, быстрое твердение, обеспечивающие достаточно высокую прочность вскоре после окончания тампонирувания [4].

При цементировании может быть сильно снижена естественная проницаемость продуктивных пород, что недопустимо. Поэтому уменьшение водоотдачи раствора и предупреждение проникновения в пласт воды (на которой цемент затворен) и частиц самого цемента относятся к одним из наиболее важных требований. В этом отношении представляют интерес цементные растворы, приготовленные по рецептуре, предложенной КФ ВНИИ (добавка к сухому цементу бентонита) [5]. Применение цементно-бентонитовых смесей позволяет предупредить поглощение раствора в пласт, сохранить естественную проницаемость продуктивных пород в процессе цементирования и увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

При гидравлическом разрыве пласта в процессе цементирования проникновение в пласт тампонажного раствора и его фильтрата может быть большим, чем проникновение фильтрата бурового раствора. К тому же ухудшение фильтрационных свойств пласта при этом будет большим, так как удалить тампонажный раствор и его фильтрат из пласта практически невозможно [6].



Для уменьшения проникновения фильтрата тампонажного раствора в мировой практике за последние годы при цементировании поглощающих нефтяных и газовых скважин широкое применение находят цементно-полимерные тампонажные растворы, обладающие закупоривающей способностью [7].

Учитывая это нами были проведены лабораторные исследования по разработке состава тампонажных растворов с повышенной стабильностью и закупоривающей способностью.

Лабораторные исследования проводились с использованием в качестве закупоривающего материала – полимерного наполнителя, который приготавливается на основе рисового комбикорма. В данное время рисовый комбикорм не имеет кормовых достоинств, однако его используют в птицефабриках в месте с другими кормами в комбинированном виде. Полимерный наполнитель получается при химической обработке рисового комбикорма и представляет собой сухую однородную массу.

При приготовлении тампонажных растворов определенное количество полимерного наполнителя перемешивается с тампонажным цементом и затворяется в жидкости затворения. С использованием полимерного наполнителя были изучены влияние его на технологические свойства тампонажа раствора и цементного камня. В лаборатории исследования проводились при температуре от 22 °С до 100 °С. Результаты проведенных лабораторных исследований приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние полимерного наполнителя на технологические свойства тампонажных растворов

№ п/п	Состав тампонажного раствора, %					Параметры тампонажного раствора			
	Цемент	Бентонит	Мраморная пудра	Полимерный наполнитель	В/ц	Плотность, кг/м ³	Растекаемость D, см	Прочность при изгибе, МПа	Прочность при сжатии, МПа
	100	–	–	–	0,7	1670	25	2,5	5,2
	80	30	–	–	0,90	1550	25	0,9	2,4
	70	–	30	–	0,7	1500	25	2,2	4,9
	99	–	–	1	0,7	1660	24	2,6	5,4
	98	–	–	2	0,7	1650	23	2,8	5,6
	97	–	–	3	0,7	1640	21	3,9	5,8
	96	–	–	4	0,7	1630	19	3,0	6,0
	95	–	–	5	0,7	1620	17	3,2	6,2
	79	20	–	1	0,90	1540	24	1,0	2,5
	77	20	–	3	0,90	1520	19	1,4	2,9
	75	20	–	5	0,90	1500	17	1,7	3,1
	69	–	30	1	0,7	1490	24	2,3	5,1
	67	–	30	3	0,7	1470	19	2,5	5,3
	65	–	30	5	0,7	1450	17	2,7	5,6

Как видно, из данных таблицы 1 с увеличением содержания полимерного наполнителя в составе тампонажных растворов, наблюдается уменьшение показателя растекаемости и водоотделения растворов. Одновременно с этим увеличивается прочность образцов цементного камня. Увеличение прочности цементного камня наблюдалась на всех испытуемых составах тампонажных растворов, включая гелецементных и облегченных, которые приготавливаются с применением мраморной пудры в качестве облегчающей добавки.

На основании проведенных лабораторных исследований и полученных положительных результатов, можно сделать следующие выводы:

1. Разработан состав быстросхватывающихся смесей для установления цементных мостов в поглощающих горизонтах, которые встречаются при бурении ствола скважин под кондуктор и техническую колонну с применением местных химических реагентов и материалов.

2. В результате применения механических мешалок обеспечивающих смешивание химических реагентов и материалов по горизонтальному направлению при приготовлении составов быстросхватывающихся смесей получается конденсированная однородная масса, которая обеспечивает успешность проведения изоляционных работ в условиях поглощения бурового раствора с различной интенсивностью.

3. Показано что для приготовления тампонажных растворов из быстросхватывающихся смесей и доставки их до поглощающего горизонта не требуется специальная техника и технология. Рекомендуются использование цементировочной техники, которая широко применяется при цементировании скважин.



Литература

1. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1980.
2. Данюшевский В.С., Толстых И.Ф., Мильштейн В.М. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1973. – 312 с.
3. Мальцев А.В. Баженов В.С. Выбор размеров образцов при исследовании объемных изменений тампонажных материалов // Труды ВНИИ по креплению скважин и буровым растворам. – 1977. – № 13.
4. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М. : Недра, 1978.
5. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М. : Недра, 1991.
6. Вяхирев В.И., Овчинников В.П., Овчинников П.В., Ипполитов В.В. и др. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин. – М. : Недра, 2000. – 133 с.
7. Кривошей А.В. Новые расширяющиеся тампонажные композиции, повышающие надежность крепи скважины // Бурение и нефть. – 2008. – № 2. – С. 42–43.
8. Белей И.И. и др. Применение стабилизированных тампонажных растворов для разобщения продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 7.
9. Akramov B.Sh., Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. –Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
10. Махаматхожаев Д.Р., Комилов Т.О., Юсуфхужаев С.А., Рахматов Ш.Д. Результаты бурения ствола скважины на площади учкызыл в условиях поглощения бурового раствора // Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа». – 2019. – № 4 – С. 51–56.

References

1. Handbook for fixing oil and gas wells. – М. : Nedra, 1980.
2. Daniushevsky V.S., Tolstykh I.F., Milshtein V.M. Reference Guide to cementing materials. – М. : Nedra, 1973. – 312 p.
3. Maltsev A.V. Bazhenov V.S. The choice of sample sizes in the study of volumetric changes in grouting materials // Proceedings of the All-Russian Research Institute for Wells and Drilling Fluids. – 1977. – № 13.
4. Danyushevsky V.S. Designing optimal cement slurry compositions. – М. : Nedra, 1978.
5. Bulatov A.I. Grouting materials and well cementing technology. – М. : Nedra, 1991.
6. Vyakhirev V.I., Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V., Ippolitov V.V. etc. Lightweight grouting mortars for fastening gas wells. – М. : Nedra, 2000. – 133 p.
7. Krivoshey A.V. New expanding grouting compositions that increase the reliability of the well support // Drilling and Oil. – 2008. – № 2. – P. 42–43.
8. Belem I.I. and others. The use of stabilized grouting mortars for the separation of productive formations // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 7.
9. Akramov B.Sh., Umedov Sh.Kh. Oil-and-gas production handbook. –Tashkent : Fan va tekhnologiya, 2010.
10. Makhamatkhodzhaev D.R., Komilov T.O., Yusufkhuzhaev S.A., Rakhmatov Sh.D. The results of drilling a well-bore in the area under the conditions of absorption of drilling fluid // Scientific and technological journal «Oil and Gas Technologies». – М., 2019. – № 4. – P. 51–56.



УДК.622.24.063

РАЗРАБОТКА СОСТАВА НЕФТЕЭМУЛЬСИОННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ



DEVELOPMENT OF COMPOSITION OF OIL-EMULSION DRILLING MORTAR FOR OPENING AND CAPITAL REPAIR OF WELLS WITH ABNORMALLY LOW BURNER PRESSURES

Махаматхожаев Дилмурад Рахматович

кандидат технических наук,
Ташкентский архитектурно-строительный институт
id.yug2016@gmail.com

Mahamatkhodzhaev Dilmurad Rakhmatovich

Candidate of Technical Sciences,
Tashkent institute of architecture
and civil engineering
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы разработки состава нефтеэмульсионного бурового раствора для вскрытия и капитального ремонта скважин с аномально низкими пластовыми давлениями.

Annotation. The article deals with the development of oil emulsion drilling mud composition for penetration and workover of wells with abnormally low formation pressures.

Ключевые слова: вскрытие скважин, капитальный ремонт скважин, нефтеэмульсионный буровой раствор, аномально низкие пластовые давления.

Keywords: well opening, well workover, oil emulsion drilling mud, abnormally low formation pressures.

Предполагается, что все трудности, возникающие при вскрытии продуктивных горизонтов связанных с закупориванием за счет набухания глинистых пород, которые имеются в составе коллекторов, можно устранить применением раствора на нефтяной основе [1, 2, 3, 4].

Однако, установлено что, при бурении некоторых продуктивных горизонтов такой раствор не гарантирует предупреждения закупоривания призабойной зоны пласта скважины. Объясняется это тем, что главной причиной закупоривания продуктивного пласта в процессе первичного вскрытия является адсорбция на поверхности пропластков глины не только из глинистых растворов, но и из растворов на нефтяной основе и обращенной эмульсии [5, 6].

В связи с этим рекомендуются буровые растворы на нефтяной основе с добавками CaCl₂, либо NaCl для всех глинистых пород, причем количество добавляющихся веществ должно быть таким, чтобы химический потенциал водного компонента раствора соответствовал химическому потенциалу воды, содержащейся в сланце. При этом показатель фильтрацию бурового раствора необходимо поддерживать в пределах 5–7 см³/30 мин.

В США разработана рецептура ИЭ на олигамидной основе, обладающая повышенной электро- и термостабильностью при соотношении «нефть-вода» 20:80, фильтратом которых является нефть [4]. Эмульгатором является полиэтиленимин (замениватель эмульгатора), а также натриевые и кальциевые мыла СЖК, омыленные щёлочью, где наличие солей (NaCl, Al₂(SO₄)₃ и др.) существенно не изменяет их поверхностную активность. При этом их молекулы имеют одновременно водо- и нефти растворимую группы в первом случае и две органические группы, соединенные с центральным ионом кальция, растворимые в воде. При смешении этих мыл с водой получается обратная эмульсия. Обязательным условием является перемешивание эмульсии, с целью разбивания воды на мелкие капельки, которые могут легко диспергироваться в нефти. Наибольшей устойчивостью обладают «бронированные» эмульсии, коалесценции которых препятствует структурно-механический барьер межфазного адсорбционного слоя, армированного твердым эмульгатором (органоглины, мел и нефте-растворимые ПАВ). Структурообразователем ИЭ являются нефте-растворимые ПАВ до 2 % и органоглина, с ростом концентрации, которой агрегативная устойчивость возрастает, а фильтрация и напряжение пробы снижается.

Типовая рецептура термостойкого ИЭ выглядит так: Вода – 40 %; дизельное топливо (нефть) – 60 %; ОП-10 – 4 %; СаО – 2 %; Bentonit 3–5 %.

Учитывая выше изложенное, нами проведены лабораторные исследования по разработке состава нефтеэмульсионного бурового раствора для вскрытия и капитального ремонта скважин с аномально низкими пластовыми давлениями содержащих в продуктивном пласте пропластки глинистых минералов. В результате проведенных лабораторных исследований был разработан состав нефтеэмульсионного бурового раствора с применением местных химических реагентов и материалов [5]. В качестве эмульгатора нами использовался новое поверхностное активное вещество (ПАВ) под условным названием «Экодрилл». Результаты проведенных лабораторных исследований приводятся в таблице 1.



Таблица 1 – Состав и технологические свойства нефтэмульсионного бурового раствора

№ п/п	Состав бурового раствора	ρ, кг/м³	Т ₅₀₀ , с	Φ, см³/мин	Т _к , мм	рН	СНС, мгс/см²	
							1 мин.	10 мин.
1.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+2% МК	1000	70	2,0	0,5	11,0	0	0
2.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+3% МК	1000	84	1,0	0,5	12,0	0	0
3.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+2% Эколин	1000	90	2,0	0,5	11,0	0	0
4.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+3% Эколин	1000	120	1,0	0,5	12,0	0	0
5.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+1%МГР	1000	110	1,5	0,5	11,0	0	0
6.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+2% МГР	1000	140	1,0	0,5	12,0	0	0
7.	750 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+250 мл нефть+1%МГР	1015	90	2,0	0,5	11,0	0	0
8.	750 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+250 мл нефть+2% МГР	1010	105	1,5	0,5	12,0	0	0
9.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+1% ПАА	1000	130	1,0	0,5	10,0	0	0
10.	700 мл вода +30 гр тампонажный цемент+20гр «Экодрилл»+300 мл нефть+2% ПАА	1000	150	0,5	0,5	10,0	0	0



Как видно из данных таблицы 1, с помощью нового реагента «Экодрилл» можно приготовить инвертные эмульсионные буровые растворы со стабильными технологическими свойствами с применением полимерных реагентов местного происхождения таких как модифицированный крахмал, полимерный реагент «Эколин», модифицированный полимерный реагент (МПА) и негидролизованый полиакриламид (ПАА) для поддержания показателя фильтрации нефтеэмульсионного бурового раствора в минимальных значениях. С введением в состав бурового раствора тампонажного цемента повышается его ингибирующая способность по отношению к глинистым материалам, которые присутствуют в составе продуктивных пластов на нефтяных и газовых месторождениях нашей Республики.

На основании проведенных лабораторных исследований и полученных результатов состав нефтеэмульсионного бурового раствора можно рекомендовать для вскрытия и капитального ремонта скважин на нефтяных и газовых скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями.

Потому что, более благоприятные результаты при вскрытии нефтегазовых пластов с аномально низкими давлениями можно достичь с применением нефтеэмульсионных буровых растворов. Применение нефтеэмульсионных буровых растворов обеспечивают сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных горизонтов по сравнению с глинистыми буровыми растворами. Сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов обеспечивается за счет предотвращения набухания глинистых материалов содержащихся в составе пород коллекторов и образования тонкой гидрофобной пленки на поверхности призабойной зоны скважины и химического закрепления их ингибирующими добавками, которые присутствуют в составе тампонажного цемента.

Литература

1. Махаматхожаев Д.Р., Хужамов Х.Р. Исследование агрессивной пластовой воды-рапы на технологические параметры глинистых соленасыщенных буровых растворов // Ташкент давлат техника университети ёшларининг беруний академияси «Техника юлдузлари». Илмий журнал. – Ташкент, 2011. – С. 130–133.
2. Махаматхожаев Д.Р. Нефтеэмульсионный буровой раствор для бурения нефтегазовых скважин в сложных геолого-технических условиях // Научный и информационный журнал «Материаловедение», Труды международной конференции «Рахматуллинские-Ормонбековские чтения». 27–29 июня, 2013, г. Бишкек. – 2013. – № 2/2013(3). – С. 241–244.
3. Пеньков А.И., Никитин Б.А. Состав и свойства буровых растворов для строительства горизонтальных скважин // Материалы НТС РАО «Газпром». – Ставрополь, 1996. – С. 63–73.
4. Комилов Т.О., Санетуллаев Е.Е., Умедов Ш.Х. Экспериментальные исследования промысловых жидкостей предотвращающих осложнения при бурении нефтяных и газовых скважин // Технологии нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 42–44.
5. Махаматхожаев Д.Р., Комилов Т.О., Юсуфхужаев С.А., Рахматов Ш.Д. Результаты бурения ствола скважины на площади учкызыл в условиях поглощения бурового раствора // Технологии нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 51–56.
6. Rakhimov K.A., Komilov T.O., Rakhimov A.A., Rakhimov A.K. Use lubricant-based flushing fluids to prevent sticking // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 2. – P. 42–45.
7. Komilov T.O., Sanetullaev E.E., Umedov Sh.Kh. Experimental studies of flushing fluids to prevent complications when drilling oil and gas wells // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 1. – P. 42–44.

References

1. Makhmatkhozhaev D.R., Khuzhamov H.R. The study of aggressive brine-produced brine water on the technological parameters of clayey salt-saturated drilling fluids // Toshkent Davlat Technique of the University of Yoshlaring Bereniyus Academy «Yulduzlari Technique». Ilmiy magazine. – Toshkent, 2011. – P. 130–133.
2. Makhmatkhozhaev D.R. Oil-emulsion drilling fluid for drilling oil and gas wells in difficult geological and technical conditions // Scientific and information journal «Materials Science», Proceedings of the international conference «Rakhmatulinsky-Ormonbekov readings». June 27–29, 2013. – Bishkek, 2013. – № 2/2013(3). – P. 241–244.
3. Penkov A.I., Nikitin B.A. The composition and properties of drilling fluids for the construction of horizontal wells // Materials NTS RAO Gazprom. – Stavropol, 1996. – P. 63–73.
4. Komilov T.O., Sanetullaev E.E., Umedov Sh.Kh. Experimental studies of flushing liquids preventing complications during the drilling of oil and gas wells // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 1. – P. 42–44.
5. Makhmatkhozhaev D.R., Komilov T.O., Yusufkhozhaev S.A., Rakhmatov Sh.D. The results of drilling a well-bore in an area under the conditions of mud absorption // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 4. – P. 51–56.
6. Rakhimov K.A., Komilov T.O., Rakhimov A.A., Rakhimov A.K. Use lubricant-based flushing fluids to prevent sticking // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 2. – P. 42–45.
7. Komilov T.O., Sanetullaev E.E., Umedov Sh.Kh. Experimental studies of flushing fluids to prevent complications when drilling oil and gas wells // Oil and Gas Technologies Scientific and Technical Journal. – 2019. – № 1. – P. 42–44.



УДК 622.279.5(211)

ПРОМЫСЛОВОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛ ТРЕНИЯ ПРИ ДВИЖЕНИИ ГИБКИХ ТРУБ В СВАЖИНЕ



INDUSTRIAL DEFINITIONS OF FRICTION FORCES DURING MOTION OF A COILED TUBING IN A WELL

Мацко Антон Владимирович

инженер 1-ой категории,
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»
anton_matsko@mail.ru

Лукьянов Владимир Тимофеевич

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Северо-Кавказский федеральный университет
lukianov50@mail.ru

Matsko Anton Vladimirovich

category 1 engineer,
Gazprom zempremont Urengoy
anton_matsko@mail.ru

Lukyanov Vladimir Timofeyevich

Doctor of Engineering, Associate Professor,
Professor of the Department of Development
and Operation of oil and gas fields,
North Caucasian Federal University
lukianov50@mail.ru

Аннотация. В статье обосновывается необходимость учета сил трения при движении гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) через уплотнительный элемент (УЭ) устьевого герметизатора скважины в ходе проведения в ней технологических операций при избыточном давлении на устье. Приведены и проанализированы результаты промысловых определений сил трения ГНКТ (со смазкой и без смазки трубы) в скважине 12003 Ямбургского месторождения. Установлено отсутствие однозначной связи между силами трения и текущим износом УЭ при одинаковых давлениях в герметизаторе, что упрощает вычисление этих сил в процессе работы, когда текущий контроль его износа невозможен. Получены графики и формулы для расчета сил трения. Установлено, что наличие смазки уменьшает силы трения ГНКТ не менее, чем в 2 раза.

Ключевые слова: колтюбинг, устьевого герметизатор, уплотнительный элемент, износ, смазка труб, расчет сил трения.

Annotation. In the article the necessity of integrating forces of friction when driving coiled tubing through the sealing element wellhead sealant wells during it operations with excessive pressure at the wellhead. Lists and analyzes the results of fishing definitions frictional forces coiled tubing (with lubrication and without lubrication pipes) in the well № 12003 Yamburg field. Established that there is no unambiguous connection between the forces of friction and wear of current sealing element under similar pressures in wellhead hermetizer, which simplifies the calculation of these forces in the course of work, when it is not possible to control wear. Sourced graphics and formulas to calculate the frictional forces. It has been established that the presence of a lubricant reduces friction forces coiled tubing not less than 2 times.

Keywords: coiled tubing, wellhead hermetizer, sealing element, wear, lubrication pipes, calculation of frictional forces.

С учетом того, что объемы работ с применением колтюбинга увеличиваются, а основными объектами становятся глубокозалегающие пласты и шельфовые проекты, в которых используют преимущественно высокотехнологичное оборудование, актуальна задача разработки методов и средств, направленных на уменьшение коэффициента трения и снижение напряженного режима работы гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

Повышенное трение уменьшает диапазон прикладываемых на ГНКТ нагрузок при расхаживании и усложняет контроль осевой нагрузки на забой. Доведение нагрузки на забой является весьма актуальной проблемой в колтюбинговых технологиях, минимизация сил сопротивления становится важной задачей на пути решения этой проблемы.

Силу натяжения ГНКТ у инжектора W при движении труб вниз с циркуляцией промывочной жидкости (например, при вымыве пропантовой пробки) можно определить из соотношения:

$$W = W_c - W_p - W_d - F_c - F_y, \quad (1)$$

где W_c – собственный вес ГНКТ ниже инжектора при движении их вниз при наличии циркуляции промывочной жидкости; W_p – выталкивающая сила, действующая вдоль оси трубы ниже герметизатора из-за наличия под ним избыточного давления; W_d – осевая нагрузка на долото; F_c – сила трения ГНКТ о стенки НКТ при движении гибких труб вниз с промывкой; F_y – сила трения ГНКТ в уплотнительном элементе герметизатора устья скважины (УЭ).

Собственный вес колонны ГНКТ W_c в вертикальной скважине, без учета сил трения о стенки НКТ вычисляется как произведение длины и веса погонного метра труб в скважинном флюиде. При этом могут учитываться давления в трубах и затрубном. Между тем, большинство ремонтируемых



скважин, особенно в Сибири, наклонно-направленные, для которых игнорирование сил трения при расчете W_c может привести к неприемлемым ошибкам.

Выталкивающая сила W_p из-за наличия под УЭ избыточного давления определяется по формуле:

$$W_p = P_y \cdot S_6, \text{ причем } S_6 = \frac{1}{4} \pi D_6^2, \quad (2)$$

где P_y – избыточное давление на устье под герметизатором; S_6 – площадь сечения ГНКТ.

Осевая нагрузка на долото W_d задается исходя из технологических соображений (устойчивая работа винтового забойного двигателя (ВЗД), приемлемая скорость разрушения забоя) и при использовании ГНКТ обычно не превышает 0,8–1,0 кН на 1 см диаметра долота.

Расчету сил трения ГНКТ о стенки НКТ F_c в скважине посвящено много работ, например [2, 3]. В книге М.М. Александрова [1] приводятся соответствующие аналитические зависимости для вычисления W_c бурильной колонны на прямолинейных и криволинейных участках зенитного и азимутального искривления скважины. Практическое использование этих формул затруднительно из-за недостаточной формализации методов расчета – для каждого участка скважины (снизу – вверх) оператор должен назначать формулу расчета. Этой особенности аналитического подхода лишены численные методы расчета, приведенные в статьях [2, 3] и других, где вычисление сил трения ведется по одинаковым формулам по участкам между точками замера инклинометром. Заметим, что в обоих методах расчета предполагается, что изгиб НКТ повторяет искривление скважины.

Существует различное программное обеспечение (ПО), основными разработчиками которого являются: ООО «Бурсофтпроект», Halliburton, Schlumberger. ПО успешно определяет силы трения в скважине, но существуют некоторые недостатки. Необходимость проведения предварительных исследований по определению коэффициента трения ГНКТ о стенки НКТ в реальных условиях скважины – в зависимости от смазочных свойств жидкости, разницы диаметров НКТ и ГНКТ, наличия забойного двигателя. Целесообразно определение W_c непосредственно по натяжению ГНКТ у инжектора, при котором автоматически учитывается сила трения F_c и другие трудно учитываемые факторы, влияющие на замеренный «собственный» вес инструмента (например, вибрация труб при циркуляции жидкости в скважине, работе забойного двигателя и др.).

При таком определении W_c имитируется технологический процесс, для которого необходимо знание собственного веса ГНКТ в скважине. Например, перед началом бурения производится медленный (соответствующий скорости бурения) спуск трубы с циркуляцией и замеряется натяжение на инжекторе. При открытом устье замеряемое натяжение будет соответствовать величине $W = W_c - F_c$; при закрытом устье – величине $W = W_c - F_c - F_y - W_p$.

Еще одним важным недостатком является отсутствие учета сил трения в узлах колтюбинговой установки. При использовании колтюбинга в скважине с герметизированным устьем, в том числе в процессе ее углубления, вымыва песчаной пробки, контроль величины осевой силы на нижнем конце ГНКТ затрудняется из-за трения движущихся труб в УЭ герметизатора при его поджатии. Более того, неконтролируемое изменение силы трения в УЭ может привести к осложнениям и авариям и при других технологических операциях.

Представляется очевидным, что повышение безопасности спуска и проведения технологических операций с ГНКТ требуют контроля сил трения в УЭ, основанного на их экспериментальной количественной оценке.

Начальную силу трения между УЭ и ГНКТ можно рассчитать, как произведение величин давления P , коэффициента трения скольжения f и боковой поверхности ГНКТ на длине уплотняющего элемента по формуле:

$$F_{yn} = f \cdot P \cdot \pi D_6 (l \pm \Delta l), \quad (3)$$

где l , Δl – соответственно длина УЭ и изменение этой длины при его деформации.

Пример расчета по определению давления P описывается в книге С.М. Вайнштока [5], но недостатком данных расчетов является то, что авторы относят УЭ к мягким сальниковым набивкам с принудительным поджимом к уплотняемой поверхности. Ввиду различных физико-механических свойств сальниковой набивки и эластичного УЭ, данный расчет не может использоваться для получения достоверных результатов. Величину Δl оценить невозможно, так как она прямо пропорциональна износу, значение которого в процессе эксплуатации неизвестно.

Представляется очевидным, что силы трения в УЭ требуют экспериментальной количественной оценки.

С этой целью, на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, в скважине № 12003 были проведены промысловые замеры сил трения 38-мм ГНКТ в УЭ с разной степенью его износа. Использовалась установка М-20 (ООО «Газпром подземремонт Уренгой»), оснащенная герметизатором М20.52.00.000 с осевым поджатием уплотнительного элемента РАНТ-10.25.00.010-01 из полиуретана Адипрен L-100.



Результаты наблюдений показаний ИВЭ (индикатор веса электронный) при подъеме и спуске ГНКТ (с их смазкой и без смазки) приведены в (табл. 1 и 2.) Для удобства за эквивалент силы трения в УЭ принимались абсолютные величины изменения усилия на инжекторе за счет трения (без учета знака (-) при спуске и (+) при подъеме труб). Из промысловых наблюдений было принято, что если новый УЭ имеет внутренний диаметр 38 мм, то его средний износ имеет место при увеличении внутреннего диаметра УЭ до величины $\Delta = 6$ мм (внутренний диаметр до 44 мм), а максимально допустимый – при $\Delta = 16$ мм (диаметр 54 мм), где Δ – увеличение внутреннего диаметра УЭ из-за его износа.

Таблица 1 – Изменения усилия на инжекторе при подъеме и спуске ГНКТ (со смазкой) в зависимости от давления масла в гидроцилиндре Р_н

Давление Р _н , МПа	Номер опыта				Средне- значение	Примечания
	1	2	3	4		
Усилие на инжекторе/Изменение усилия, кН						
0	54,8	54,0	53,0	54,1	54,0	Новый УЭ. Операция – <i>подъем</i> ГНКТ 6 м/мин. Смазка – ВМР+КМЦ. Скважина заглушена
5	55,3/0,5	54,6/0,6	53,6/0,6	54,4/0,3	54,5/0,5	
10	56,0/1,2	54,4/0,4	53,8/0,8	54,6/0,5	54,7/0,7	
15	56,9/2,1	55,1/1,1	55,1/2,1	55,6/1,5	55,7/1,7	
20	57,5/2,7	57,0/3,0	56,8/3,8	57,3/3,2	57,2/3,2	
25	58,1/3,3	57,7/3,7	57,3/4,3	57,8/3,7	57,7/3,7	
30	59,5/4,7	59,0/5,0	58,5/5,5	58,2/4,1	58,8/4,8	
0	14,6	15,7	15,0	15,2	15,1	Средний износ УЭ. Операция – <i>спуск</i> 12 м/мин. Смазка – ВМГЗ. Давление герметизации УЭ 15,7 МПа. Давление на устье 2,5 МПа
5	14,0/0,6	14,8/0,9	14,9/0,1	15,0/0,2	14,7/0,4	
10	13,2/1,4	14,6/1,1	14,4/0,6	14,5/0,7	14,2/0,9	
15	12,9/1,7	14,5/1,2	13,5/1,5	13,0/2,2	13,5/1,6	
20	12,5/2,1	13,5/2,2	12,6/2,4	12,8/2,4	12,9/2,2	
25	11,7/2,9	12,6/3,1	11,3/3,7	12,0/3,2	11,9/3,2	
30	10,2/4,4	10,9/4,8	10,5/4,5	10,0/5,2	10,4/4,7	
0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	Максимальный износ УЭ. Операция – <i>спуск</i> 1,9 м/мин. Смазка – ВМГЗ. Давление герметизации УЭ 19,0 МПа. Давление на устье 2,2 МПа
5	-0,5/0,6	-1,0/1,1	0,1/0,1	0,1/0,1	-0,4/0,6	
10	-1,6/1,7	-0,8/0,9	-0,4/0,6	-0,6/0,8	-0,9/1,1	
15	-2,5/2,6	-1,5/1,6	-1,7/1,9	-2,0/2,2	-1,9/2,1	
20	-2,6/2,7	-2,7/2,8	-2,2/2,4	-2,9/3,1	-2,6/2,8	
25	-3,8/3,9	-4,0/4,1	-3,5/3,7	-3,0/3,2	-3,6/3,8	
30	-5,2/5,3	-6,1/6,2	-5,0/5,2	-6,0/6,2	-5,6/5,8	

Обозначения: 1) ВМР – скважинный водо-метанольный раствор;
2) ВМГЗ – всесезонное масло гидравлическое загущенное.

Таблица 2 – Изменения усилия на инжекторе при спуске ГНКТ (без смазки) в зависимости от давления масла в гидроцилиндре Р_н

Давление Р _н , МПа	Номер опыта				Среднее значение	Примечания
	1	2	3	4		
1	2	3	4	5	6	7
Усилие на инжекторе/Изменение усилия, кН						
0	54,8	54,0	53,7	53,9	54,1	Новый УЭ. Операция – <i>спуск</i> ГНКТ 6 м/мин. Скважина заглушена
5	54,0/0,8	53,1/0,9	53,0/0,7	53,7/0,2	53,5/0,6	
10	53,0/1,8	52,2/1,8	52,6/1,1	53,1/0,8	52,7/1,4	
15	51,6/3,2	49,5/4,5	49,0/4,7	48,8/5,1	49,7/4,4	
20	50,2/4,6	48,9/5,1	48,4/5,3	48,1/5,8	48,9/5,2	
25	47,0/7,8	46,5/7,5	45,6/8,1	45,1/8,8	46,1/8,0	
30	44,1/10,7	41,5/12,5	41,7/12,0	43,1/10,8	42,6/11,5	



Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
0	32,3	32,8	33,4	33,0	32,9	Средний износ УЭ. Операция – спуск ГНКТ 12 м/мин. Давление герметизации УЭ 15,7 МПа. Давление на устье 2,5 МПа
5	31,1/1,2	31,0/1,8	32,3/1,1	32,6/0,4	31,8/1,1	
10	29,5/2,8	30,6/2,2	31,3/2,1	31,6/1,4	30,8/2,1	
15	29,0/3,3	29,6/3,2	30,2/3,2	29,0/4,0	29,5/3,4	
20	26,5/5,8	26,6/6,2	27,0/6,4	26,6/6,4	26,7/6,2	
25	21,0/11,3	21,2/11,6	25,0/8,4	23,0/10,0	22,6/10,3	
30	15,5/16,8	17,0/15,8	21,0/12,4	18,0/15,0	17,9/15,0	Максимальный износ УЭ. Операция – спуск ГНКТ 1,9 м/мин. Давление герметизации УЭ 19,0 МПа. Давление на устье 2,2 МПа
0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	
5	-1,0/1,1	-1,0/1,1	-1,2/1,4	-1,0/1,2	-1,1/1,3	
10	-3,2/3,3	-1,6/1,7	-1,8/2,0	-1,2/1,3	-2,0/2,2	
15	-4,5/4,6	-2,7/2,8	-3,1/3,3	-3,6/3,8	-3,5/3,7	
20	-5,0/5,1	-3,7/3,8	-4,2/4,4	-4,6/4,8	-4,4/4,6	
25	-7,0/7,1	-7,5/7,6	-8,7/8,9	-7,5/7,7	-7,7/7,9	
30	-8,0/8,1	-12/12,1	-11/11,2	-9,9/10,1	-10,2/10,4	

Примечание: при поджатии более 20 МПа, вес на ИВЭ начинает колебаться и скорость подъема ГНКТ снижается (как при наличии смазки, так и без нее).

Графически, приведенные в таблицах средние (по 4-м опытам) данные, представлены на (рис. 1 и 2).

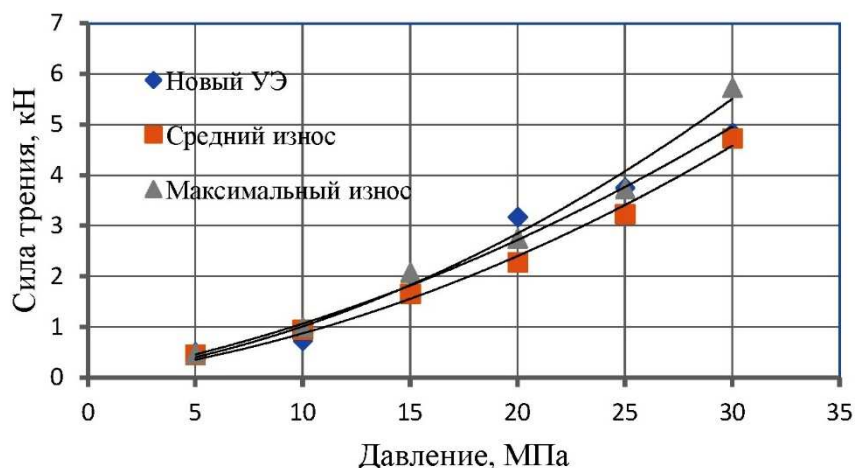


Рисунок 1 – Зависимость силы трения ГНКТ со смазкой в УЭ от давления в герметизаторе

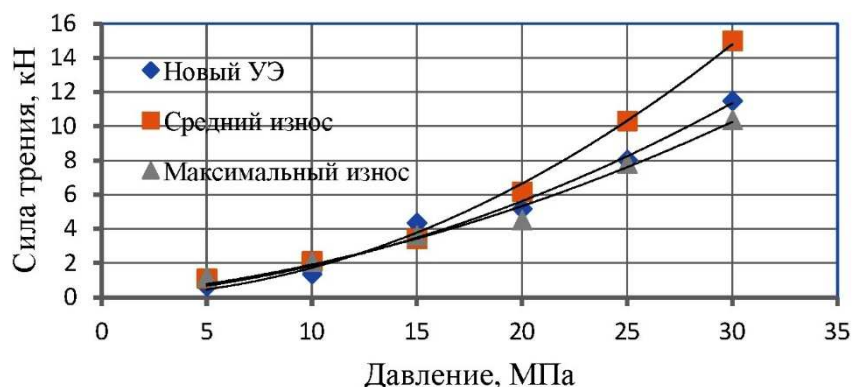


Рисунок 2 – Зависимость силы трения ГНКТ без смазки в УЭ от давления в герметизаторе

Из таблиц 1 и 2 графиков на рисунках 1 и 2 видно примерное равенство сил трения ГНКТ при разной степени износа УЭ и одинаковых давлениях в герметизаторе, что можно объяснить примерным равенством сил прижатия ГНКТ к УЭ (которые пропорциональны осевым силам сжатия УЭ [4]) вне



зависимости от его износа. Действительно, нагнетаемое в гидроцилиндр (под его полый поршень) давление (P_n) масла (MobilUnivisHWI 26) обуславливает осевую силу, которая передается поршнем на торец опорной втулки. Геометрические характеристики герметизатора M20.52.00.000 таковы, что площадь поперечного сечения опорной втулки в 2 раза больше площади сечения полого поршня, поэтому действующая на опорную втулку осевая сила создает на направляющее кольцо в 2 раза меньшее давление ($P_{нк}$), чем под полым поршнем, то есть $P_{нк} = P_n/2$.

В свою очередь, направляющее кольцо давит на нижний торец УЭ и, в зависимости от степени износа УЭ по внутреннему диаметру, передает на него давление, равное, в начале деформации УЭ, $\sigma_z = P_{нк} \cdot S_{нк}/S_{уэ}$, где $S_{нк}$, $S_{уэ}$ – площади поперечного сечения соответственно направляющего кольца и уплотнительного элемента с учетом его износа.

Внутренний диаметр направляющего кольца соответствует диаметру ГНКТ (D_T), а наружный равен внутреннему диаметру обоймы герметизатора (d_o). Следовательно, $S_{нк} = (\pi/4) \cdot (d_o^2 - D_T^2)$. В свою очередь, $S_{уэ} = (\pi/4) \cdot [d_o^2 - (D_T + \Delta)^2]$. С учетом вышеприведенных замечаний окончательно можно записать формулу для вычисления осевого давления на УЭ в момент начала его сдавливания:

$$\sigma_z = \frac{P_n}{2} \cdot \frac{(d_o^2 - D_T^2)}{[d_o^2 - (D_T + \Delta)^2]} \tag{4}$$

При имеющихся значениях $d_o = 90$ мм, $D_T = 0,038$ м и $\Delta =$ до 0,006–0,016 м расчетная начальная величина σ_z достигает $(0,54-0,64) \cdot P_n$, то есть увеличивается в 1,08–1,28 раза. По мере осевой деформации, внутренний диаметр УЭ уменьшается, первоначальный зазор между ГНКТ и УЭ исчезает и σ_z , как и при отсутствии износа УЭ, вновь становится равным $\sigma_z = P_{нк} = P_n/2$, что и обуславливает примерное равенство сил трения ГНКТ при разной степени износа УЭ и одинаковых давлениях в герметизаторе.

Это обстоятельство имеет важное практическое значение, поскольку позволяет оценивать и учитывать величины сил трения между ГНКТ и УЭ в процессе проведения в скважине технологических операций без необходимости определения текущего (и, вообще говоря, неизвестного) износа УЭ. Для этого следует использовать графики на рисунке 3, построенные без учета текущего износа УЭ при наличии смазки и при ее отсутствии. Заметим, что смазка поверхности ГНКТ позволяет уменьшить силы трения в УЭ не менее, чем в 2 раза.

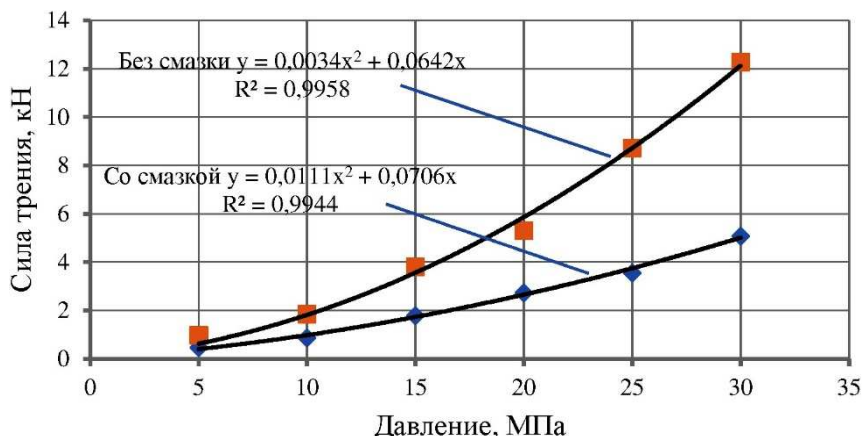


Рисунок 3 – Зависимость средней силы трения ГНКТ в УЭ (со смазкой и без смазки) без учета его износа от давления в герметизаторе

В результате получены уравнения регрессии для условий, подразумевающих наличие смазочного материала (5) и при его отсутствии (6):

$$F = 0,0111 \cdot P_n^2 + 0,0706 \cdot P_n; \tag{5}$$

$$F = 0,0034 \cdot P_n^2 + 0,0642 \cdot P_n. \tag{6}$$

Таким образом, проведенные промышленные исследования позволили оценить силы трения возникающие в герметизирующем узле установки и получить простые и доступные для практического использования зависимости при расчетах сил трения ГНКТ в процессе их движения через УЭ герметизатора устья. Полученные зависимости могут использоваться совместно с ПО при моделировании работы ГНКТ в скважине.

Литература

1. Александров М.М. Взаимодействие колонн труб со стенками скважины. – М. : Недра, 1982. – 144 с.
2. Johancsik C.A., Friesen D.B., Dawson R. Torque and drag in directional wells – prediction and measurement // J.P.T. – 1987, June. – P. 987–991.



3. Лукьянов В.Т. Определение сил сопротивления движению бурильного инструмента на Уренгойском месторождении // Известия вузов. Нефть и газ. – 1997. – № 2. – Р. 31–33.
4. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М. : Изд-во Акад. горных наук, 1999. – 223 с.
5. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов : учебник для втузов – 9-е изд., перераб. – М. : Наука. гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. – 512 с.

References

1. Alexandrov M.M. Interaction of tubing strings with the walls of a well. – М. : Nedra, 1982. – 144 p.
2. Johancsik C.A., Friesen D.B., Dawson R. Torque and drag in directional wells – prediction and measurement // J.P.T. – 1987, June. – P. 987–991.
3. Lukyanov V.T. Determination of Resistance Forces for Drilling Tool Movement at Urengoi Field // Izvestia vuzov. Oil and gas. – 1997. – № 2. – P. 31–33.
4. Vainshtok S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Underground repair and drilling of wells with application of coiled tubes. – М. : Proc. of Academy of Mining Sciences, 1999. – 223 p.
5. Feodos'ev V.I. Resistance of Materials : textbook for tutorials – 9th edition, interpretation. – М. : Nauka. Ch. ed. fiz. mat. lit., 1986. – 512 p.



УДК 622.248.56

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ С ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН



PREVENTION AND ELIMINATION OF ACCIDENTS WITH CASING STRINGS DURING WELL CONSTRUCTION

Меринов Иван Андреевич

главный специалист,
Управление по организации и контролю
бурения скважин на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
Ivanmerinov@bk.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы, связанные с авариями, произошедшими с обсадными колоннами при строительстве скважин. Подробно описаны виды аварий и причины их возникновения (прихваты бурильного инструмента; аварии с долотом; аварии с забойными двигателями; аварии при креплении; аварии при цементировании). Указаны факторы, способствующие возникновению аварий. Приведены меры предупреждения аварий с обсадными колоннами и пути их ликвидации.

Ключевые слова: виды аварий и причины их возникновения; прихваты бурильного инструмента; факторы, способствующие возникновению аварий; аварии с обсадными колоннами; предупреждение аварий с обсадными колоннами.

Merinov Ivan Andreevich

Chief specialist of the office
for organization and control of well drilling
on the fields and underground gas storages,
LLC «Gazprom invest»
Ivanmerinov@bk.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses issues related to accidents that occurred with casing strings during well construction. The types of accidents and the reasons for their occurrence are described in detail (seizures of a drilling tool; accidents with a chisel; accidents with downhole motors; accidents during fastening; accidents during cementing). The factors contributing to the occurrence of accidents are indicated. Measures to prevent accidents with casing strings and ways to eliminate them.

Keywords: types of accidents and their causes; hooks of the drilling tool; factors contributing to the occurrence of accidents; casing string accidents; casing accident prevention.

Введение

Развитие нефтегазодобывающей промышленности существенно зависит от темпов бурения скважин. Последние значительно сдерживаются авариями и осложнениями, на ликвидацию которых затрачивается 10–12 % общего времени, затрачиваемого на бурение скважин.

Буровые организации оснащаются современными буровыми станками, оборудованием, инструментами и приборами. Для осуществления бурения скважин разработаны технологические процессы, обеспечивающие строительство скважин глубинами 7–12 тыс. м. Однако современные техника и технология в процессе бурения используются не всюду правильно, что иногда приводит к нарушениям нормального цикла бурения и возникновению аварий и осложнений. Освоение новых площадей часто сопровождается осложнениями, вызванными незнанием особенностей горно-геологических условий этого региона.

Проблема предотвращения аварий и осложнений по-прежнему актуальна. Решение её позволило бы сэкономить значительные средства, сократить время бурения скважин, повысить технико-экономические показатели.

Необходимо помнить, что беспечность и пассивность в работе исполнителя – источник аварии. От квалифицированной работы рабочих в первую очередь зависят безаварийное бурение нефтяных и газовых скважин и исключение осложнений.

Виды аварий и причины их возникновения

Аварии в бурении, представляющие собой нарушение нормального процесса проводки скважин, приводят к значительным затратам времени и средств, нанося тем самым наибольший материальный ущерб.



Аварии делят на следующие виды:

1. Прихваты бурильного инструмента

Прихватом следует считать непредвиденный при сооружении скважины процесс, характеризующийся потерей подвижности колонн труб или скважинных приборов, который не восстанавливается даже после приложения к нему максимально допустимых нагрузок (с учётом запаса прочности). Как показывают промысловые данные, на Приобской площади наиболее частыми видами аварий являются прихваты бурильного инструмента. Из числа известных видов прихватов по физической однородности вероятных причин их возникновения можно объединить в три категории:

I – прихват под действием перепада давления;

II – заклинивание колонны труб при движении в стволе;

III – прихват из-за сужения сечения ствола скважины, оседания шлама, течения пород, сальникообразований.

Основными причинами прихватов инструмента на Приобской площади являются:

1) прихваты вследствие заклинивания низа колонны труб характерны для зон сужения ствола скважин, вызванных сработкой долот по диаметру в твёрдых породах, для интервалов резкого изменения направления оси ствола скважины, а также для интервалов интенсивного нарастания фильтрационной корки, обвалообразования. Как правило, такие прихваты происходят при спуске;

2) прихваты вследствие сальникообразований возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых горных пород, на которых формируется толстая и рыхлая фильтрационная корка. Обычно в этом случае циркуляция теряется почти или полностью;

3) прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород приурочены к интервалам обвалообразований и осыпей;

4) прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки, характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции.

Одной из причин подобных аварий являются промывки в колонне труб (нарушение герметичности бурильной колонны).

2. Аварии с долотом

Аварии с долотом бывают двух видов: отвинчивание долота и поломка их (разрушение долота и оставление деталей на забое). Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления и спуска долота в скважину.

Причины разрушения долота могут быть самыми разнообразными: передержка долота на забое, удар долота о забой или уступ в скважине, несоответствие типа долот проходным породам, дефекта в изготовлении, повреждения из-за небрежного хранения или транспортировки. Большую роль в профилактике аварий с долотами играет правильный подбор долота в соответствии со свойствами проходных пород и наиболее рациональная его отработка. Серьёзное внимание нужно уделять вопросам контроля качества изготовленных долот до начала их использования, условиям хранения и транспортирования.

3. Аварии с забойными двигателями

Для применяемых конструкций забойных двигателей наиболее характерны аварии следующих видов: поломка корпуса двигателя по телу, срыв резьбы переводника, отвинчивание ниппеля, узлов турбобуров (вала, вала со статорами), отвинчивание и оставление шпинделя, слом переводника, слом вала.

Все аварии происходят преимущественно в результате несвоевременного контроля, некачественного ремонта, неграмотной эксплуатации забойных двигателей. Поэтому профилактика аварий с забойными двигателями должна заключаться, прежде всего, в выполнении установленных норм эксплуатации, контроля и ремонта.

4. Аварии при креплении

Основными видами при креплении скважины являются аварии при спуске обсадной колонны, порыв колонны по телу, падение колонны в скважину, смятие колонны, недохождение колонны до заданной глубины, аварии при цементировании скважин.

Причинами возникновения подобных аварий могут быть:

- недостаточная и неправильная подготовка ствола скважины;
- применение недоброкачественных обсадных труб;
- неправильный выбор компонентов для приготовления тампонажного раствора или плохая его подготовка.

5. Аварии при цементировании

При цементировании обсадных колонн имеют место аварии и осложнения, происходящие по следующим причинам:

1) использование тампонажного цемента, качество которого не удовлетворяет забойным условиям;



- 2) не точное определение расчётных величин;
- 3) халатное отношение к организации работ в процессе подготовки и проведения цементировочных работ.

Факторы, способствующие возникновению аварий

Факторы, способствующие возникновению аварий в бурении, могут быть разделены на три группы:

1. Неблагоприятные горно-геологические условия бурения (*природный фактор*).
2. Несовершенство и различные нарушения технологического ведения буровых работ (*технологический фактор*).
3. Несовершенство организации буровых работ и отступления от правил, инструкции эксплуатации буровой техники и инструмента (*организационно-технические факторы*).

Опыт показывает, что неблагоприятные горно-геологические условия бурения скважин могут являться только предпосылкой возникновения некоторых видов аварий, но не служат фактором, определяющим неизбежность аварий. обстоятельное изучение и прогнозирование природных аномалий позволит своевременно корректировать соответствующую технологию бурения, что позволит избежать аварии при проводке скважин.

Аварийность также резко уменьшится с ростом общего уровня знаний и специальной технологической подготовки работников всех звеньев бурового предприятия. Повышение производственной дисциплины, а также совершенствование технологии бурения и культура производства в свою очередь будут служить залогом успеха.

Аварии с обсадными колоннами

Как показывает анализ промыслового материала по Нефтеюганскому УБР Приобской площади за последние годы, из общего числа аварийных ситуаций 9 % приходится на аварии с обсадными колоннами, поэтому данному виду аварий необходимо уделить повышенное внимание.

Крепление скважин обсадными колоннами – сложный и дорогостоящий процесс, поэтому любые нарушения нормального процесса крепления приводят к значительным затратам времени и средств, нанося тем самым большой материальный ущерб.

При креплении скважин встречаются следующие группы аварий:

Прихваты обсадных колонн

Аварии этой группы происходят в интервалах геологического разреза, представленного неустойчивыми породами (глинами, песчано-глинистыми, хемогенными, илистыми породами, аргиллитами или переслаиванием перечисленных пород), бурение в которых сопровождается сужением ствола или обвалом пород.

Следует обратить внимание на частые случаи аварий с колонной-кондуктором. Только за два года известны 3 случая прихватов и разъединения резьбовых соединений. Малая длина и кажущаяся простота функций ведут к несоблюдению требований безаварийной работы в процессе бурения, спуска и цементирования кондуктора, что нередко приводит к тяжёлым последствиям.

Обрывы колонн по резьбовым соединениям труб

Разъединение труб обсадной колонны по резьбовым соединениям – распространённая группа аварий при креплении скважин. Наибольшее число их происходит в соединении трубы с муфтой, выполняемом буровой бригадой. В соединениях, выполненных на заводе, также случается вырыв труб из муфты.

В основном обрыву обсадной колонны в резьбовом соединении предшествует расхаживание колонны, так произошёл прихват на скважине № 8166. При спуске кондуктора диаметром 324 мм, в момент промывки произошёл прихват колонны под действием перепада давления либо заклинивание. При этом усилия при расхаживании были в пределах допустимых норм, но достигали значительных величин, в результате произошёл обрыв по рабочему соединению. Как позднее установила аварийная комиссия, ствол скважины не был хорошо подготовлен к спуску колонны, а профиль скважины не соответствовал проекту.

Смятие колонны и разрушение обратного клапана происходит из-за несвоевременного заполнения колонны жидкостью, занижения прочности против расчётных данных при компоновке колонны, резких ударов об уступы при спуске, обрушения и сдвигов пластов до цементирования колонны. В зависимости от сложившихся обстоятельств трубы сминаются по-разному. Отдельные технологические упущения приводят к возникновению наружного избыточного давления, которое вызывает смятие обсадной колонны. Так, на скважине № 7818 Приобской площади произошло смятие трубы при спуске колонны с последующим разъединением по рабочему соединению. Спуская колонну диаметром 177,8 мм, на глубине 1991 м колонна дала посадку и раздался хлопок. Циркуляцию восстановить не удалось. При



расхаживании с целью освобождения на колонну была создана нагрузка, превышающая прочностные характеристики материала труб, что привело к разрушению по телу; подняли верхнюю часть колонны. Аварию удалось устранить путём частичной ликвидации ствола скважины.

Разрушение обсадных труб по телу происходит, как правило, в результате механического воздействия на них в уже зацементированной колонне. Трубы таких колонн разрушаются при разбурировании цементных стаканов без предварительного удаления кусков металла от узлов оснастки вышестоящей секции (стыковочных устройств, обратных клапанов), а также предметов, случайно упавших через устье в скважину.

Падения обсадных колонн происходят в результате неисправностей замков элеватора, из-за их самопроизвольного открытия при неожиданной остановке колонны на уступе в скважине. Типовая схема аварии при этом такова: когда обсадная колонна останавливается на уступе, элеватор по инерции опускается вниз, защёлка поднимается и элеватор открывается. При этом колонна срывается с уступа и падает в скважину. Аналогичный вид аварии произошёл на скважине № 8823, для ликвидации успешно провели ловильные работы и продолжили дальнейший спуск. Беспечность и пассивность исполнения порученной работы и несоблюдение инструкций по эксплуатации механизмов привело к данному виду аварии.

Неосторожная работа двумя элеваторами при спуске колонн также приводит к аварии. Так, при спуске колонны (скважина № 6432) элеватор, на котором подвешена колонна, был установлен на роторе защёлкой в сторону порожнего элеватора. После переброски штропов порожний элеватор при подъёме зацепил за защёлку элеватора, на котором была подвешена колонна, сломал её, элеватор раскрылся, и колонна упала в скважину.

В соответствии с действующими инструкциями, уложенные на стеллажи трубы необходимо, помимо других видов проверок, прошаблонировать (протопнуть через них шаблон). В последующем перед закреплением трубы в элеваторе просмотреть, не находится ли внутри трубы какой-либо предмет. Это правило часто нарушается. Трубы дополнительно не шаблонятся перед их спуском, а известны случаи оставления шаблона в обсадной колонне (скважина № 8166), что и приводит к авариям.

Недохождение колонны до заданной глубины

Этот вид аварии может быть вызван неудовлетворительным выполнением профиля ствола и подготовки скважины к спуску, что особенно важно при спуске колонн большого диаметра.

Для обеспечения нормального прохождения колонны по стволу скважины необходимо:

- интервал разных перегибов и сужений ствола проработать с особой тщательностью;
- не допускать ухудшения качества промывочной жидкости по сравнению с тем, какое по окончании проходки ствола;
- подготовку ствола скважины производить в полном объёме согласно плану.

Этот вид аварии произошёл на скважине № 8823. При спуске обсадной колонны диаметром 177,8 мм в момент промывки на глубине 2109 м произошёл её прихват. После установки нефтяной ванны при расхаживании произошёл обрыв обсадной колонны по рабочей резьбе. Оборванная часть колонны не дошла до забоя 199 м. Авария была ликвидирована путём соединения с оставшейся частью, и скважину зацементировали. Причинами прихвата обсадной колонны явились некачественный профиль скважины к спуску труб диаметром 177,8 мм и отсутствие действенных смазочных средств для обработки бурового раствора.

Завершающий этап крепления скважины – цементирование. От качества цементирования зависит состояние эксплуатируемой колонны и дальнейшее углубление скважины. Цементирование колонны – это один из сложнейших этапов проводки скважины, для выполнения которого заняты различные службы и множество агрегатов и специальных машин, а также большое число специалистов и рабочих. Точное соблюдение плана по подготовке скважины, оборудования и технологии цементирования – залог успеха в выполнении работ по цементированию.

Вследствие нарушений возникает необходимость в сложных ремонтных работах, связанных либо с некачественным разобщением пластов, либо с оставлением тампонажного раствора в колонне.

Предупреждение аварий с обсадными колоннами

Дефекты труб являются основной причиной аварий с обсадными колоннами. По происхождению дефекты труб можно подразделить на 3 группы.

1) дефекты металлургического производства – заслои, плены, трещины, несоблюдения требований ГОСТ по прочностным показателям, геометрическим размерам и др.;

2) дефекты, явившиеся результатом несоблюдения правил погрузки, разгрузки и хранения обсадных труб;

3) дефекты, появившиеся при креплении скважин обсадными колоннами и после завершения этого процесса.

Дефекты по первым двум группам выявляют в результате тщательного наружного осмотра, опрессовки и шаблонирования каждой трубы, а в ряде случаев – с помощью дефектоскопии.



В США, например, применяют ряд методов, направленных на выявление дефектов труб, причём наиболее широкое применение нашли:

- магнитоскопический метод, заключающийся в использовании намагниченных порошков (наличие дефекта устанавливают по отсутствию линий магнитного поля, которые образует порошок, нанесённый на наружную поверхность трубы);
- метод «проникновения», основанный на заполнении микротрещин флюоресцирующей или радиоактивной краской, нанесённой на поверхность трубы (после очистки поверхности трубы трещины отчётливо видны даже невооружённым глазом);
- рентгеновские исследования и использование проникающих излучений радиоактивных изотопов, что позволяет получить наиболее полное представление о пригодности труб;
- ультразвуковой метод, позволяющий выявлять трещины, заслои, неметаллические включения и другие дефекты.

Дефектоскопия даёт наиболее объективные данные о пригодности каждой трубы для спуска в скважину. В связи с этим должны быть ускорены работы по конструированию дефектоскопов, обладающих необходимой разрешающей способностью и быстродействием.

Дефекты третьей группы связаны с нарушением наружной и внутренней поверхности, а также с коррозией обсадных труб.

Наружная поверхность труб при спуске их в скважину чаще всего повреждается плашками ключей или клиновых захватов, а также в результате попадания в затрубное пространство посторонних металлических предметов.

Исследование поднимаемых из скважины обсадных колонн и отдельных труб, замеры специальными приборами внутреннего диаметра обсадных колонн, спущенных в скважины, указывают на наличие износа труб по внутренней их поверхности. Этот износ возникает в результате воздействия замковых соединений бурильных колонн, долот, ловильного инструмента, каротажного кабеля, гидроабразивного размыва и других причин.

Случаи повреждения обсадных труб при спуске их в скважину довольно часты. Они связаны с тем, что прочность труб, изготовленных из стали марок Е, а также N-80, P-105 и более высокой прочности, при наличии на их поверхности насечек, рисок, надрезов резко снижается. Обусловлено это тем, что в зоне указанных нарушений поверхности труб происходит концентрация напряжений и последующее хрупкое разрушение металла. Исследования случаев нарушения целостности труб по указанной причине показали, что опасные дефекты возникают вследствие применения недопустимо высоких крутящих моментов при докреплении резьбовых соединений, а также использования сухарей, плашек, ключей и клиновых захватов, из-за конструкции насечек которых образуются риски и надрезы.

Предупреждение аварий, связанных с дефектами, появляющимися при свинчивании труб, заключается в контроле с помощью приборов за величиной крутящего момента, которая должна находиться в обусловленных пределах, а также в использовании сухарей, плашек ключей и клиновых захватов, конструкция насечек которых обеспечивает точечный контакт с телом трубы.

До сих пор имеют место случаи срыва резьбовых соединений и падения обсадных колонн в скважину в результате свинчивания нецентрируемых между собой труб, навинчивания сильно раскачивающейся трубы или трубы с искривлением, превышающим допустимое, установленное ГОСТ 632-64. Аварии подобного рода можно предупредить путём организации тщательного контроля за правильностью выполнения всех операций при спуске обсадных колонн.

В процессе спуска тяжёлых обсадных колонн при подвеске их на элеваторах сжатая муфта деформируется в поперечном или продольном направлении. Такая деформация муфты вызывает появление овальности, особенно большой в зоне её верхнего торца. Эксперименты показали, что это может быть причиной негерметичности резьбового соединения. Для предупреждения таких явлений рекомендуется докреплять резьбовые соединения в скважине сразу после проведения операции по цементированию обсадной колонны. Следует также иметь в виду, что при недостаточном докреплении соединений нижняя часть обсадной колонны может отвернуться, в результате чего возникнет аварийная ситуация.

В зарубежной практике нашли широкое применение разъёмные и неразъёмные предохранительные кольца, либо зафиксированные на трубах, либо способные вращаться и перемещаться в пределах трубы. Практика показывает, что особенно большой износ труб за счёт их истирания наблюдается в устьевой части обсадной колонны.

Для предупреждения аварий, связанных с износом устьевой части колонны, можно, например, устанавливать толстостенные трубы (из трубных заготовок). Для предупреждения аварий, связанных с износом внутренней поверхности обсадных колонн при бурении глубоких скважин, следует производить смену верхней секции, которую не цементируют и по мере износа извлекают и заменяют. Одновременно в связи с односторонним износом обсадных труб, обусловленным искривлением ствола и рядом других причин, можно применить способ распределения износа колонны по её периметру за счёт поворота верхней, сменной секции обсадной колонны в специальном переводнике. Этот способ позволяет повысить надёжность и долговечность работы обсадной колонны.



Смятия обсадных колонн в результате пластического течения горных пород и воздействия на колонны полного горного давления

Предупреждение таких аварий заключается в своевременном выявлении в разрезе зон, характеризующихся развитием пластического течения пород, и креплении их обсадными трубами, прочность которых должна обеспечивать устойчивость при воздействии на обсадную колонну полного горного давления.

Из промышленной практики известно, что в процессе спуска отмечаются случаи недоведения обсадных колонн до намеченной глубины вследствие их прихвата. Во многих случаях обсадные колонны в процессе их спуска останавливаются на различных глубинах, причём в большинстве случаев обсадные колонны не удаётся освободить.

Основная причина, по которой происходят прихваты, заключается в том, что эффективный диаметр ствола скважины меньше диаметра обсадной колонны. Это является следствием резких перегибов ствола скважины на отдельных участках и образования участков ствола спиральной формы, что связано с использованием в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) только УБТ круглого сечения.

Эффективный диаметр ствола скважины $D_{эф}$ при использовании УБТ круглого сечения определяют из соотношения:

$$D_{эф} = \frac{D_{дол}}{D_{УБТ}}$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота, мм; $D_{УБТ}$ – диаметр УБТ, мм.

В результате неточной оценки фактического состояния скважин в ряде случаев для проработки (шаблонирования) стволов используют малоэффективные КНБК.

По мере увеличения диаметров обсадных колонн (особенно при диаметре 273 мм и более) трудности доведения их до обусловленных глубин возрастают. Это, с одной стороны, связано со значительным ростом жёсткости колонн, а с другой – с полной неупорядоченностью в выборе КНБК как при бурении, так и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны. Так, было выявлено 13 типов КНБК, используемых при проведении этих работ. Такое разнообразие вариантов КНБК дало возможность сделать обоснованные выводы относительно наиболее эффективных компоновок.

Прохождение обсадных колонн по стволу скважины зависит от их жёсткости. Таким образом, для беспрепятственного спуска обсадной колонны на заданную глубину при прочих равных условиях необходимо, чтобы жёсткость КНБК была не ниже жёсткости колонны обсадных труб.

Обычно при расчётах для оценки жёсткости КНБК и обсадной колонны используют их отношение:

$$\frac{(EJ)_{УБТ}}{(EJ)_{обсадной\ колонны}} = m$$

Для решения вопроса о необходимости стабилизации КНБК разработана номограмма (рис. 1).

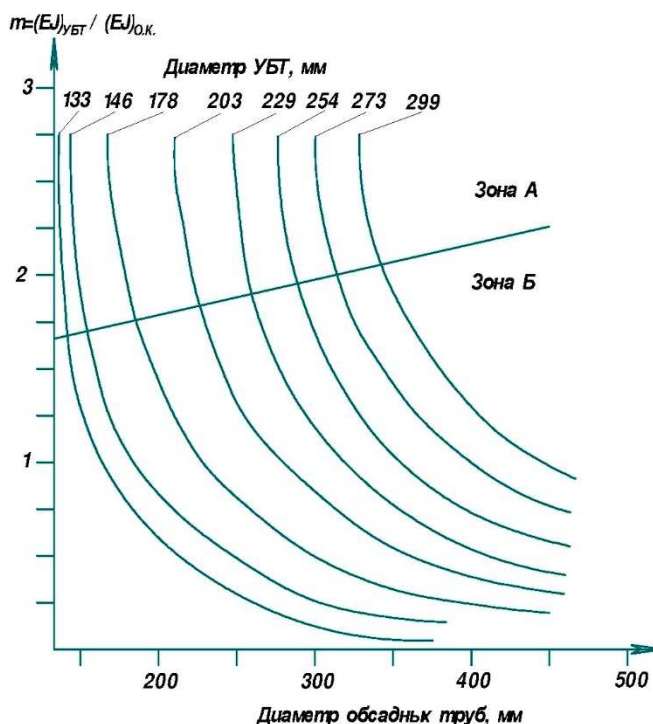


Рисунок 1 – Номограмма для определения необходимости стабилизации низа бурильной колонны



Если показатель m , определённый для конкретных условий, будет находиться в зоне А номограммы, стабилизировать КНБК не надо, а при нахождении его в зоне Б стабилизация КНБК обязательна.

При принятии за основу математической модели с заземлённым одним концом, в результате расчётов были определены наиболее эффективные КНБК (рис. 2).

Решение вопроса о выборе конкретного типа КНБК заключается в определении величины m для применяемого диаметра УБТ и диаметра намеченной к спуску обсадной колонны и нахождение по номограмме (см. рис. 1) зоны, в которой находится найденная величина m . Если данная m располагается в зоне А номограммы, применяют КНБК I типа, а если Б – II типа (см. рис. 2).

Причиной недоведения обсадных колонн до заданной глубины является неудовлетворительное шаблонирование ствола, так как во многих случаях подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн состоит лишь в спуске долота на бурильных трубах с УБТ.

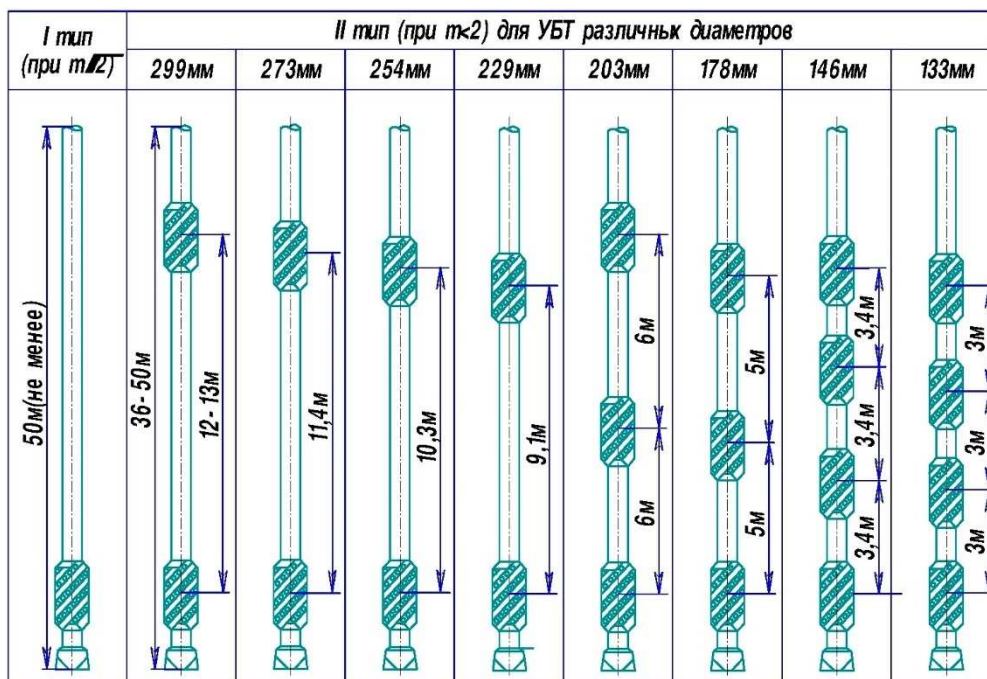


Рисунок 2 – Различные компоновки низа бурильной колонны

Для уменьшения случаев недоведения до заданной глубины обсадных колонн, в частности, хвостовиков, из-за прихвата их под действием перепада давления за рубежом успешно используют трубы со спиральными канавками на наружной поверхности.

Согласно имеющимся данным, применение колонны труб со спиральными канавками в качестве хвостовика позволяет существенно уменьшить площадь поверхности контакта труб со стенками скважины (примерно на 50 %). Благодаря этому, можно:

- значительно сократить число прихватов под действием перепада давления;
- существенно повысить качество цементирования за счёт лучшего распределения цементного раствора в затрубном пространстве и возможности расхаживания хвостовиков;
- осуществлять спуск хвостовиков большего наружного диаметра, чем предусматривалось ранее, как в вертикальные, так и в скважины с большим углом наклона.

Одной из причин аварий с обсадными колоннами является низкое качество их цементирования, заключающееся в плохой изоляции нефтегазо- и водоносных пластов и в возникновении вследствие этого перетоков флюидов, а иногда и межколонных проявлений. Если при этом в пластовых флюидах содержатся коррозионные примеси, например, сернистые соединения, происходит интенсивная коррозия металла труб на участках перетока. В связи с этим мероприятиям, проводимым с целью повышения качества цементирования, должно быть уделено особое внимание.

Следует также иметь в виду, что при большой разности между температурой в скважине и температурой продажной жидкости вследствие её нагрева давление в обсадной колонне после цементирования может повыситься сверх допустимого. Для предупреждения нарушения целостности колонны обсадных труб под воздействием этого давления необходимо полностью сбрасывать давление в колонне, если прочность и герметичность обратного клапана допускают это, или систематически сбрасывать давление через один из кранов, установленных на цементировочной головке.



Все работы по креплению скважин следует производить в соответствии с требованиями технологического регламента по креплению нефтяных и газовых скважин и других действующих инструкций.

Особое внимание необходимо обратить на выполнение нижеприведённых требований, несоблюдение которых приводит к частым авариям, осложнениям и некачественному разобщению продуктивных горизонтов.

Подготовку ствола скважины к спуску колонны, спуск колонны и цементирование надо производить по индивидуальным планам, утверждённым главным инженером и главным геологом УБР.

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны необходимо проверить состояние вышки и другого оборудования, а также агрегатов буровой установки. При необходимости следует произвести ремонт и замену неисправного инструмента и оборудования.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать его бесперебойную подачу и очистку на различных режимах промывки скважины. Приёмные ёмкости следует очистить от шлама и грязи.

В качестве дополнительного средства для герметизации устья на буровой необходимо иметь бурильную трубу под соответствующий диаметр плашек превентора, которая должна быть снабжена шаровым обратным клапаном и переводником для соединения с обсадной колонной.

Также надо проверить исправность и точность показаний индикаторов веса, моментометров и других контрольно-измерительных приборов, при необходимости их следует заменить.

Подготовленные и проверенные калибрами и шаблонами, а также гидравлическим испытанием согласно требованиям Инструкции по испытанию скважин на герметичность и обмером на трубных базах, трубы на буровой подвергают наружному осмотру, повторному шаблонированию, проверке соответствия их сертификату и заводской маркировке, после чего их укладывают в порядке очередности спуска на мостки (табл. 1).

Таблица 1 – Размеры шаблонов

Диаметр обсадных труб, мм	Длина шаблона, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
114–219	150	111–216
245–340	300	241–336
407	300	402

Обсадные трубы, доставленные на буровую, должны соответствовать прочностному расчёту и иметь заводской сертификат, а также заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТа.

Проверка, опрессовка, сборка и компоновка технологической оснастки должны осуществляться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации, паспортных характеристик и планов работ на крепление скважин.

В процессе спуска бурильной колонны при последнем рейсе долота производят контрольный замер её длины. Результаты контрольного замера необходимо отразить в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера.

При проведении последнего рейса долота следует привести параметры промывочной жидкости в скважине и запасных емкостях в соответствие с требованиями ГТН. При этом должна быть замерена температура циркулирующего бурового раствора.

До начала подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо выполнить комплекс заключительных геофизических исследований, по результатам которых надо откорректировать глубину установки башмака обсадной колонны, интервалы сужений ствола, объём скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки.

Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений и калибруется на глубину спуска обсадной колонны компоновками инструмента, обеспечивающими проходимость обсадной колонны.

После калибровки ствол скважины должен быть промыт до полной очистки от шлама и достижения стабильности технологических параметров бурового раствора. Интенсивность промывки определяется временным руководством по промывке скважин перед спуском обсадных колонн и перед цементированием. При этом во избежание прихвата обсадной колонны от перепада давления в период технологически необходимых остановок плотность бурового раствора должна обеспечивать минимально допустимую репрессию на стенки скважины.

Обсадную колонну спускают под руководством ответственного инженерно-технического работника УБР. Отступление от плана спуска обсадной колонны или выполнения работ, не предусмотренных планом, не допускается без согласования с лицами, его утвердившими. Обсадные колонны должны спускаться с помощью клиновых захватов (спайдеров) или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска.



Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн применяют следующие специальные смазки:

- для высокотемпературных скважин (100–200 °С) применяют смазку Р-402 (ТУ-38-1-112-67), разработанную во ВНИИГАЗ;

- для скважин с температурой до 100 °С рекомендуется смазка Р-2 МВП (ТУ 38-101-332-76).

Для обеспечения качественного крепления скважин и разобщения горизонтов в компоновку спускаемых колонн в обязательном порядке включают технологическую оснастку (башмак с направляющей насадкой, обратный клапан типа ЦКОД, стоп-кольцо, центраторы, скребки, турбулизаторы, заколонные пакеры и другие устройства). Число и глубина установки указанных устройств определяются для каждой скважины в отдельности технологической службой экспедиции и указываются в плане работ на крепление скважины.

Трубы свинчивают круговым ключом, резьбовые соединения закрепляют машинными ключами. Крутящий момент свинчивания контролируют по моментомеру с регистрирующим прибором.

Для толстостенных труб ($\delta = 12$ мм) из стали группы прочности более Е момент свинчивания увеличивается дополнительно на 25 %.

При использовании обратных клапанов, которые не обеспечивают самозаполнения колонны жидкостью, необходимо регулярно доливать буровой раствор через определённое число спущенных труб, установленное расчётным путём и указанное в плане работ по креплению скважины.

В процессе спуска колонны нужно непрерывно наблюдать за характером вытеснения бурового раствора из скважины. В случае возникновения поглощения и падения уровня жидкости в затрубном пространстве необходимо непрерывно заполнять его буровым раствором.

Для предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе заполнения её жидкостью, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и периодически расхаживать.

Во избежание смятия обсадных труб, гидроразрыва пород и поглощения промывочной жидкости скорость спуска колонны в скважину должна быть равномерной и определена расчётным путём. Расчёт прилагается к плану работ на крепление скважины.

Верхние концы потайных и нижних секций колонн должны размещаться над зонами осложнений и интервалами зарезки вторых стволов в устойчивых породах, не имеющих каверн и желобных выработок.

Бурильные трубы, используемые при креплении, должны быть проверены на прочность расчётным путём в соответствии с существующей методикой, опрессованы на полуторакратное давление от максимально ожидаемого при креплении скважины, но не превышающее допустимое для данного типоразмера труб; прошаблонированы по минимальному внутреннему диаметру и проверены наружным осмотром.

Хвостовики и секции обсадных колонн должны подвешиваться в стволе скважины и цементироваться в этом состоянии, чтобы избежать изгиба. Разгрузка секций колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны запрещается до окончания срока ОЗЦ.

Спуск хвостовиков и секций обсадных колонн, как правило, должен осуществляться на разъединителях, обеспечивающих вращение верхней части бурильного инструмента во избежание его прихвата в открытом стволе скважины.

Скорость спуска потайных нижних секций колонн на бурильных трубах не должна превышать расчётной скорости спуска обсадных труб, а заполнение их промывочной жидкостью должно производиться в сроки, указанные в плане работ на крепление скважины.

Рецептуру тампонажных растворов для конкретных скважин подбирают в производственных лабораториях. При этом в обязательном порядке особое внимание обращают на совместимость тампонажного раствора с буферной и промывочной жидкостями, применяемыми в процессе бурения.

Время начала схватывания цементного (тампонажного) раствора должно в 1,5–2 раза превышать время, необходимое для цементирования.

Чтобы обеспечить наиболее полное замещение бурового раствора в затрубном пространстве цементным раствором, плотность последнего должна быть больше плотности бурового раствора не менее чем на 0,2 г/см³.

Тампонажные материалы, необходимая техника и оборудование должны быть доставлены на буровую с таким расчётом, чтобы произвести цементирование скважины сразу же после допуска колонны, промывки и приведения параметров промывочной жидкости в скважине в соответствие с ГТН и планом работ на крепление. Время, необходимое для промывки скважины, в каждом конкретном случае определяется ответственным руководителем работ по спуску колонны, но оно должно быть не менее одного цикла.

Во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться.

Контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн осуществляют с помощью станции контроля цементирования (СКЦ). Параллельно с работой СКЦ в процессе цементирования необходимо:

- 1) непрерывно замерять плотность тампонажного раствора при его приготовлении и закачивании с помощью ареометра и отбирать пробы из всех бачков, а также из опреснённой ёмкости и блок-



манифольда, чтобы исключить отклонения плотности от заданного значения более чем на $\pm 0,08$ г/см³ для чистых портландцементов и на $\pm 0,05$ г/см³ для утяжелённых и облегчённых смесей;

2) контролировать давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам на цементировочных агрегатах и блок-манифольде;

3) подсчитывать объём закачиваемой в скважину продавочной жидкости по тарировочным ёмкостям цементировочных агрегатов;

4) визуально контролировать характер циркуляции и корректировать режим работы агрегатов в случае возникновения поглощения в скважине.

Скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве должна быть не ниже скорости подъёма промывочной жидкости во время промывки скважины перед цементированием. Закачивание и продавливание тампонажного раствора должны быть непрерывны. Для предотвращения резкого повышения давления «Стоп» последние 1 м³ объёма продавочной жидкости следует закачивать одним агрегатом, работающим на первой скорости. Давление «Стоп» не должно превышать фактического давления в конце цементирования на 294 ГПа и быть выше допустимого внутреннего давления для обсадной колонны.

Определять объём продавочной жидкости надо с учётом её сжимаемости. Коэффициент сжимаемости определяется автоматическим устройством АКГ.

После окончания цементирования потайных и нижних секций обсадных колонн, перекрывающих продуктивные горизонты, следует производить непрерывную промывку скважины с необходимым противодавлением в течение времени ОЗЦ. Транспортировочные переводники поднимают из скважины только при отсутствии признаков нефтегазоводопроявлений.

После цементирования обсадных колонн в один приём и верхних секций или верхних ступеней колонн можно герметизировать устье скважины и создавать избыточное давление в затрубном пространстве на время ОЗЦ. Избыточное давление определяется расчётным путём технологической службой экспедиции и указывается в плане работ на крепление.

По окончании ОЗЦ колонну закрепляют в растянутом состоянии. Величину натяжки определяют расчётом. Разгрузка незацементированной части колонны до подвески её на колонной головке запрещается.

После ОЗЦ оборудование устья скважины и обсадную колонну испытывают на герметичность в соответствии с инструкцией по испытанию скважин на герметичность.

Разбуривание цементных стаканов и элементов технологической оснастки в колонне без установленного противовыбросового оборудования и при несоответствии параметров бурового раствора ГТН запрещается.

Монтировать противовыбросовое оборудование можно через 12 часов после цементирования скважины. Цементные стаканы, цементировочные пробки, упорные кольца, обратные клапаны и башмаки обсадных колонн следует разбуривать специальными долотами фрезерного типа или трёхшарошечными долотами.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Агзамов Ф.А., Токунова Э.Ф., Комлева С.Ф. О требованиях к тампонажным материалам и технологии крепления для обсадных колонн, работающих в экстремальных условиях // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 22–29.
10. Нагимов И.Р., Фатихов Р.И., Агзамов Ф.А. Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 206–210.
11. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные порошкообразные смеси и технологии цементирования обсадных колонн в скважинах Восточно-Мессояхского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 244–251.



12. Фёдорова Н.Г., Димитриади Ю.К., Вагина Т.Ш., Воропаева Е.Д., Ряполов Н.А. Гамма-процентный ресурс скважин и критерий срока службы резьбовых соединений труб обсадных колонн // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 120–124.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novocheboksaysk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to the plugging materials and the fastening technology for the casing working in the extreme conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 22–29.
10. Nagimov I.R., Fatikhov R.I., Agzamov F.A. Experimental estimation of efficiency of application of the casing-centers at cementing of the inclined wells // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 206–210.
11. Samsonenko N.V., Simoniants S.L. Innovative powder-dispersed mixtures and casing cementing technologies in the wells of Vostochno-Messoyakhskoe field // Bulatovskie readings. – 2017. – Т. 3. – P. 244–251.
12. Fedorova N.G., Dimitriadi Yu.K., Vagina T.S., Voropaeva E.D., Ryapolov N.A. Gamma percentage well resource and service life criterion of the casing pipe threaded connections // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 120–124.



УДК 622.24.063

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА
НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДАННЫХ БУРЕНИЯ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
НА ЧАЯНДИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**SUBSTANTIATION OF THE CHOICE OF DRILLING FLUID
BASED ON GEOLOGICAL AND TECHNICAL DATA
FOR DRILLING AN DIRECTIONAL WELL
ON THE CHAYANDINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Меринов Иван Андреевич

главный специалист,
Управление по организации
и контролю бурения скважин
на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
ivanmerinov@bk.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Аннотация. Буровой раствор – технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения. В статье выполнено обоснование выбора плотности бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Предлагаемый регламент после проведения детального анализа исходных условий должен обеспечить безосложнённую проводку всей скважины. При этом детально рассмотрены мероприятия по предотвращению и недопущению осложнений скважины, связанных с поглощением бурового раствора, учитывая значительную предрасположенность разреза к возникновению и развитию данного вида осложнений.

Ключевые слова: обоснование выбора плотности бурового раствора; обоснование расчленения геологического разреза на интервалы; основные факторы для расчленения геологического разреза; график совмещённых давлений; регламентируемая плотность промывочной жидкости; обоснование выбора типа промывочной жидкости; профилактика поглощений.

Merinov Ivan Andreevich

Chief specialist of the office
for organization and control of well drilling
on the fields and underground gas storages,
LLC «Gazprom invest»
ivanmerinov@bk.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Annotation. Drilling fluid is the technological name for a complex multicomponent dispersed system of suspension, emulsion and aerated fluids used for flushing wells during drilling. The article substantiates the choice of drilling fluid density on the basis of geological and technical data for drilling a directional well on the Chayandinskoye oil and gas condensate field. The proposed regulation after conducting a detailed analysis of the initial conditions should ensure uncomplicated wiring of the entire well. At the same time, measures to prevent and prevent well complications associated with the absorption of drilling fluid are considered in detail, given the significant predisposition of the section to the occurrence and development of this type of complications.

Keywords: rationale for the choice of mud density; substantiation of the division of the geological section into intervals; main factors for the dismemberment of the geological section; combined pressure schedule; regulated density of flushing fluid; rationale for the choice of type of washing liquid; takeover prevention.



Обоснование выбора плотности бурового раствора

Из всего многообразия проблем, решаемых при бурении скважин различного назначения, одно из первых мест принадлежит буровым растворам (промывочным жидкостям). Это определяется не только особой важностью технологических функций растворов, но и тем, что они являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода её строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счёте, результативность и себестоимость буровых работ.



Современные промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и управления свойствами которых в настоящее время приобретает всё более самостоятельное научное и практическое значение при бурении глубоких скважин на твёрдые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

В основе исходных условий для выбора плотности промывочной жидкости при строительстве данной скважины взяты конкретные горно-геологические условия разреза. Реальные литолого-стратиграфические характеристики в комплексе с условиями залегания определили направление разработки всего сектора рецептур, материалов и параметров. Предлагаемый регламент после проведения детального анализа исходных условий должен обеспечить безосложнённую проводку всей скважины. При этом детально рассмотрены мероприятия по предотвращению и недопущению осложнений скважины, связанных с поглощением бурового раствора. Следует учесть значительную предрасположенность разреза к возникновению и развитию данного вида осложнений, что, в свою очередь, ставит данную задачу на уровень стратегической.

Обоснование расчленения геологического разреза на интервалы с несовместимыми или существенно различными требованиями к промывочной жидкости

Чтобы выбрать промывочные жидкости для бурения скважины, необходимо, прежде всего, выделить в разрезе границы между интервалами, в которых требования к промывочным жидкостям несовместимы или существенно различны, т.е. произвести расчленение геологического разреза.

При расчленении должны быть учтены следующие факторы:

- 1) литологический состав пород;
- 2) пластовые давления и давления поглощения;
- 3) температура горных пород;
- 4) осложнения, происходящие при бурении;
- 5) необходимость защиты водоносных пластов с пресной водой от загрязнения;
- 6) необходимость предотвращения загрязнения продуктивных пластов буровым раствором.

На рисунке 1 приведён профиль наклонно-направленной скважины Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

По графику совмещённых давлений (рис. 2) расчленяем разрез на 3 интервала: 0–60 м, 60–900 м и 900–1753 м.

Обоснование выбора типа промывочной жидкости для различных интервалов разреза

Интервал 1 – Бурение под направление Ø 426,0 мм в интервале 0–60 м

Данный интервал сложен аллювиальными суглинками, песками, галечником, мергелями, аргиллитами и доломитами. Для успешного бурения и спуска направления следует использовать полимерглинистый раствор. Данный раствор обладает высокой коллоидной фазой, что позволит укрепить стенки скважины, сложенные неустойчивыми, склонными к осыпаниям супесями и песками.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 426,0 мм направления составит:

$$\rho = \frac{[(P_{пл} \cdot L) + 0,1 \cdot (P_{пл} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0088 \cdot 60) + 0,1 \cdot (0,0088 \cdot 60)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 60} = 987 \text{ кг/м}^3.$$

В соответствии с п. 212 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под 426,0 мм обсадную колонну принята:

$$\rho = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность бурового раствора 1100 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 426,0 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.рп} = \frac{(P_{эп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0178 \cdot 60) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 60} = 1814 \text{ кг/м}^3.$$

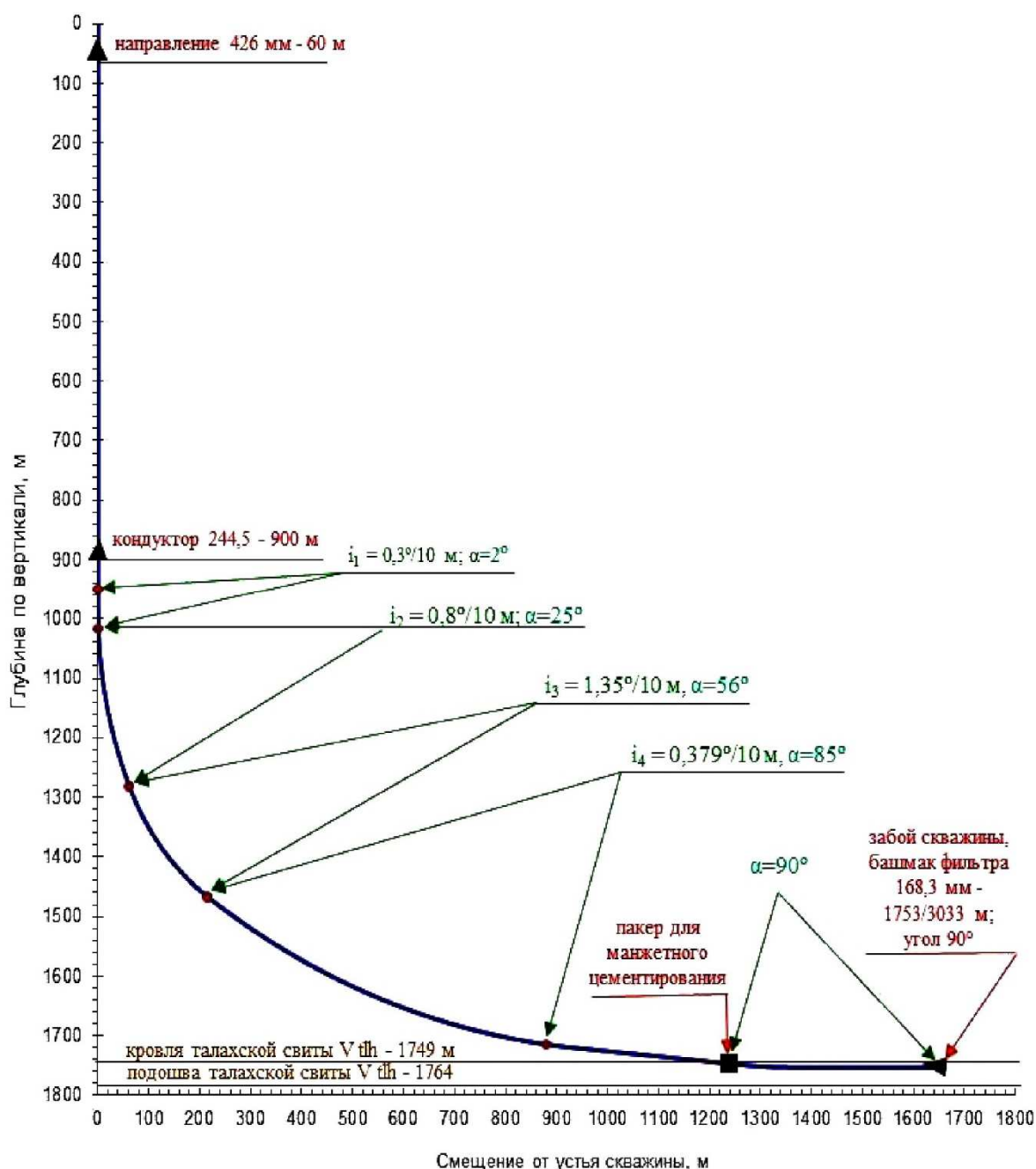


Рисунок 1 – Профиль наклонно-направленной скважины Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

Для успешного бурения и спуска направления следует использовать полимерглинистый раствор. Данный раствор обладает высокой коллоидной фазой, что позволит укрепить стенки скважины, сложенные неустойчивыми, склонными к осыпаниям супесями и песками. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 1. Рецепт борового раствора представлен в таблице 2.

Таблица 1 – Технологические свойства бурового раствора

Показатель	Значение	Единица измерения
Плотность	1,10	г/см ³
Условная вязкость по ВБР-2	80–120	с
ДНС	90–150	дПа
pH	7–9	ед.
Содержание песка	<2	%

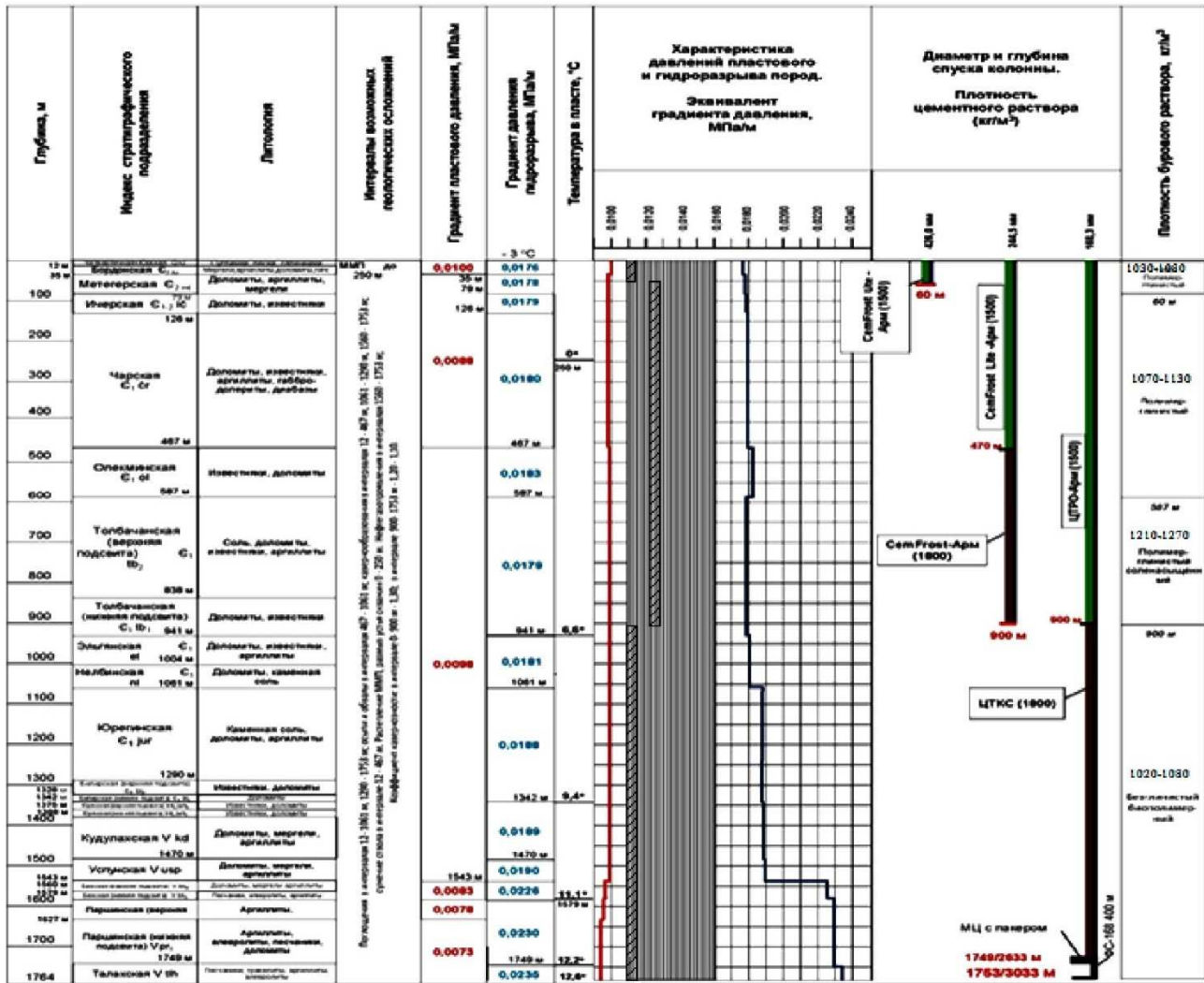


Рисунок 2 – Совмещённый график давлений

Таблица 2 – Рецепт борового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м³	Назначение реагента в растворе
Глинопорошок ПБМБ	100	Структурообразователь
Сода кальцинированная	2	Регулятор pH и жёсткости
Сода бикарбонат	1	Нейтрализация кальция и магния при РЦС
Сода каустическая	1	Регулятор pH
ПАЦ-В	3	Регулятор реологических свойств и фильтрации
СМЭГ	1	Смазочная добавка

Интервал 2 – Бурение под колонну Ø 244,5 мм в интервале 60–900 м

Интервал ниже башмака направления до проектной глубины спуска 244,5 мм кондуктора сложен доломитами глинистыми, доломитами с прослоями известняков, габбро-долеритами, диабазами, аргиллитами и солью.

В интервале 60–587 м используется полимерглинистый раствор с плотностью 1100 кг/м³, переведённый с предыдущего интервала.

Далее при бурении интервала 587–900 м необходимо произвести донасыщение раствора технической солью NaCl в целях предотвращения размыва пластовых солей. В связи с этим плотность раствора возрастёт. При переводе системы раствора из полимерглинистого в полимерглинистый соленасыщенный в период насыщения солью будет наблюдаться процесс коагуляции, который будет сопровождаться повышением показателя водоотдачи и реологических параметров. Данный процесс, как правило, продолжается 2–3 цикла, следует продолжать насыщать раствор солью и обрабатывать водно-щелочным раствором ФХЛС.



Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 244,5 мм кондуктора составит:

$$\rho = \frac{[(P_{пл} \cdot L) + 0,1 \cdot (P_{пл} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0098 \cdot 900) + 0,1 \cdot (0,0098 \cdot 900)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 900} = 1098 \text{ кг/м}^3.$$

В соответствии с п. 212 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и с учётом практического опыта бурения на месторождении, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под 244,5 мм обсадную колонну принята:

$$\rho = 1240 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая на данном интервале плотность бурового раствора 1100 и 1240 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 244,5 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.р} = \frac{(P_{рп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0179 \cdot 900) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 900} = 1824 \text{ кг/м}^3.$$

В случае возникновения катастрофических поглощений в верхней части разреза (чарская свита) в интервале 60–467 м, исключающих возможность углубления скважины до проектной глубины спуска 245 мм колонны, рассматривается возможность спуска удлинённого направления 323,9 мм. В качестве бурового раствора будет применяться вода без выхода циркуляции на поверхность. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 3. Рецепт борового раствора представлен в таблице 4.

Таблица 3 – Технологические свойства бурового раствора

Показатель	Значение	Единица измерения
Плотность	1,10	г/см ³
Условная вязкость по ВБР-2	50–80	с
Пластическая вязкость	15–25	сПз
ДНС	80–130	дПа
Показатель фильтрации (ВМ-6)	до 12	мл/30 мин.
Корка	<2	мм
рН	7–9	ед.
Содержание песка	<2	%

Таблица 4 – Рецепт борового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Глинопорошок ПБМБ	80	Структурообразователь
Сода кальцинированная	2	Регулятор рН и жесткости
Сода бикарбонат	1	Нейтрализация кальция и магния при РЦС
Сода каустическая	2	Регулятор рН
Микрорамор МР-4	20	Карбонатный утяжелитель, кольматант
ПАЦ-В	6	Регулятор реологических свойств и фильтрации
Полидефом	1	Пеногаситель
МИКАН-40	3	Смазочная добавка
Известь Са(ОН) ₂	3	Поглотитель углекислоты



Интервал 3 – Бурение под колонну Ø 168,3 мм в интервале 900–1753 м

Данный интервал сложен доломитами, известняками, глинистыми доломитами, мергелями, аргиллитами, алевролитами, продуктивными песчаниками, при бурении данных пород возможны такие осложнения как поглощения бурового раствора, нефтегазопроявления, прихваты бурильного инструмента, обвалы.

Цель бурения данного интервала – первичное вскрытие продуктивного объекта для эксплуатации залежи. Для качественного вскрытия продуктивного горизонта к буровому раствору предъявляются основные требования:

- репрессия на пласт от гидростатического давления столба должна быть минимальной;
- импульсы гидродинамического давления при спускоподъёмных операциях и возобновлении циркуляции должны быть минимальные;
- реологические параметры должны обеспечивать оптимальную гидравлическую программу промывки ствола, качественную очистку забоя от выбуренной породы и её полный вынос на поверхность;
- соответствующая ингибирующая способность для предотвращения набухания глинистых минералов и нарушения устойчивости стенок в интервалах их залегания;
- смазывающая способность;
- малая фильтратоотдача и формирование тонкой низкопроницаемой корки на стенках скважины;
- низкое давление отрыва корки;
- состав фильтрата должен в наибольшей степени соответствовать химической природе пластовых флюидов продуктивного горизонта;
- обеспечить ингибирование растворения солей и сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (или их восстановление при освоении).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (5 % – для скважин глубиной более 1200 м). Плотность бурового раствора на проектную глубину по вертикали установки башмака Ø 168,3 мм колонны составит:

$$\rho = \frac{[(P_{пл} \cdot L) + 0,05 \cdot (P_{пл} \cdot L)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{[(0,0073 \cdot 1753) + 0,05 \cdot (0,0073 \cdot 1753)] \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1753} = 781 \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, в условиях низких давлений предлагается использование бурового раствора с отсутствием глинистой фазы для исключения засорения продуктивного интервала и созданием минимальной репрессии на продуктивный пласт. Плотность бурового раствора при бурении под 168,3 мм колонну принята:

$$\rho = 980\text{--}1050 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность бурового раствора 980–1050 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая давлению гидроразрыва на проектной глубине по вертикали установки башмака Ø 168,3 мм обсадной колонны, составит:

$$\rho_{э.рп} = \frac{(P_{рп} \cdot L) \cdot 10^6}{9,81 \cdot L} = \frac{(0,0235 \cdot 1753) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1753} = 2395 \text{ кг/м}^3.$$

Бурение данного интервала скважины предлагается проводить с использованием свежеприготовленного бурового раствора «Полиэконол Флора». Для придания буровому раствору блокирующих свойств производится его обработка карбонатным наполнителем МР 4, что обеспечит минимальное проникновение фильтрата в продуктивный пласт. Технологические свойства бурового раствора представлены в таблице 5. Рецепттура бурового раствора представлена в таблице 6.

Таблица 5 – Технологические свойства бурового раствора

Показатель	Значение	Единица измерения
1	2	3
Плотность	1,05	г/см³
Пластическая вязкость	20–40	сПз
ДНС	80–140	дПа
Показатель фильтрации по маслу (ВМ-6)	<10	мл/30 мин.



Окончание таблицы 5

1	2	3
Корка	<0,5	мм
Содержание песка	<1	%
Коэффициент трения корки	<0,25	ед.

Таблица 6 – Рецептúra бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Микрорамор МР-4	30	Карбонатный утяжелитель, кольматант
Полиэконол Флора	800	Базовый состав
Полиэконол Сан	200	Регулятор реологии
Полиойлчек Стаб	15	Стабилизатор
Полиойлчек Фильтр	15	Понизитель фильтрации

Информация о применяемых реагентах и материалах представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Информация о применяемых реагентах и материалах

Наименование	Описание
1	2
Глинопорошок ПБМБ	Бентонитовый глинопорошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ) – расчётный расход до 18 тонн/100 м ³ , используется для приготовления базовой глинистой суспензии, для восполнения потерь бурового раствора и приготовления дополнительного объёма бурового раствора. Эффективность используемых глинопорошков обусловлена наличием изоморфного замещения алюминия не только на традиционный магний, но и на железо. Выхода раствора 16 м ³ /т достигают обработкой содой без использования акриловых полимеров. Влажность применяемого бентонитового порошка находится в пределах 10–12 %, измеренная плотность составляет 2,7 г/см ³ . Содержание вещества в товарном продукте – 98 %
Сода кальцинированная	Сода кальцинированная (Na ₂ CO ₃), расчётный расход 0,1 тонн/100 м ³ , используется для модификации глинопорошка и повышения выхода бурового раствора, для нейтрализации ионов Ca ²⁺ при разбуривании цементного стакана. Плотность реагента составляет 2,53 г/см ³ , содержание влаги – 15–17 %. Содержание вещества в товарном продукте – 99 %
Сода бикарбонат	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃) – расчётный расход 0,05 тонн/100 м ³ , используется для нейтрализации ионов Ca ²⁺ при разбуривании цементного стакана
Сода каустическая	Сода каустическая (NaOH) – расчётный выход 0,05 т/100 м ³ , используется для повышения pH бурового раствора. Плотность реагента составляет 1,83 г/см ³ , содержание влаги – 0,5–1,0 %. Содержание вещества в товарном продукте – 99,5 %
Микрорамор МР-4	Микрорамор марок МР 1-8 является модифицированной разработкой наполнителя и утяжелителя с улучшенными кольматирующими свойствами. Представляет собой кислорастворимый кольматант, применяемый при вскрытии продуктивных горизонтов. Во избежание повышения вязкости и изменения реологических характеристик бурового раствора не рекомендуется превышать заданную максимальную концентрацию этой добавки. Выполняет функцию карбонатного утяжелителя бурового раствора
ПАЦ-В	Полианионная целлюлоза ПАЦ-В (КМЦ-9В) представляет собой модифицированную разработку полианионной целлюлозы нового поколения с повышенным содержанием основного вещества. Является экологически безвредным продуктом, при биологическом разложении не образует вредных веществ. По внешнему виду представляет собой порошок белого или кремового цвета, расчётный расход 0,1–0,2 тонн/100 м ³ . Применяется в качестве понизителя водоотдачи, регулирования вязкости и реологических свойств бурового раствора. Плотность реагента составляет 1,6 г/см ³ , содержание влаги – 9 %. Содержание вещества в товарном продукте – 60–80 %. ПАЦ-В отличается от КМЦ-9В более высокой степенью замещения на карбоксиметильные группы, что повышает скорость её растворения в пресной и минерализованной воде, но снижает относительную устойчивость к агрессии щелочноземельных катионов. В пресных полимерглинистых растворах расходы ПАЦ-В и КМЦ-9В одинаковы



Окончание таблицы 7

СМЭГ	Смазочная добавка «СМЭГ» является новой разработкой с улучшенными смазочными свойствами. Одновременно обладает ингибирующими свойствами. Сохраняет текучесть при низких (до – 35 °С) температурах. Обладает повышенной стойкостью к температуре. Представляет собой текучую жидкость желтого или коричневого цвета на основе экологически безопасных растительных масел, используемых в пищевой промышленности. Применяется в процессе бурения для снижения липкости и коэффициента трения глинистой корки, для профилактики сальникообразования, в качестве противоприхватной добавки. Рекомендуется производить дополнительную обработку бурового раствора перед спуском обсадной колонны. Плотность реагента составляет 0,93 г/см ³ . Содержание вещества в товарном продукте – 99 %
Полидефом	Пеногаситель «Полидефом» представляет собой непрозрачную жидкость желтого цвета на основе кремнийорганической жидкости. Применяется в качестве эффективного пеногасителя для буровых растворов на водной основе, включая минерализованные. Рекомендуемый расчетный расход 1,0–2,0 кг/м ³ , в зависимости от интенсивности вспенивания. Плотность реагента составляет 1,12 г/см ³ . Содержание вещества в товарном продукте – 90 %
Известь Ca(OH) ₂	Известь – один из наиболее широко распространённых компонентов буровых растворов на углеводородной основе. Рекомендуется поддержание определенного избытка извести в растворе для образования кальциевых мыл и стабилизации эмульсии. Содержание вещества в товарном продукте – 98 %. Плотность реагента составляет 2,2 г/см ³ , содержание влаги – 0,5 %
Полиэконол-Флора	Базовый состав
Полиэконол-Сан	Регулятор реологии
Полиэконол-Стаб	Эмульгатор

Профилактика поглощений

Предупреждение поглощения промывочной жидкости достигается посредством минимизации чрезмерных давлений на пласты:

1. Эффекты свабирования и поршневания необходимо свести к минимуму, ограничив скорость СПО в открытом стволе не более 0,5 м/с в зависимости от конструкции и профиля скважины, реологических характеристик раствора, в обсаженном – до 1 м/с. Необходимо снизить скорость как спуска, так и подъёма, причём независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

В зависимости от длины колонны свабирование и поршневание становится сильнее. При спуске бурильной колонны в скважину на величину поршневания влияет не столько размер поперечного сечения долота и КНБК, сколько движение раствора, увлекаемого спускаемым инструментом.

Чем глубже скважина, тем более значимы ограничения по скорости спуска. Определяющим фактором на эффект поршневания является зазор кольцевого пространства.

2. Чрезмерно высокая скорость проходки сказывается на увеличении количества шлама в кольцевом пространстве, таким образом увеличивая ЭЦП. Необходимо не допускать увеличения содержания шлама в затрубном пространстве выше 4 %.

3. Запуск насосов с высокой подачей также может вызвать поглощение бурового раствора. Часть давления на пласт создаётся в таком случае за счёт работы по разрушению структуры раствора. Другая часть давления является результатом работы по ускорению столба промывочной жидкости до обычного расхода. Восстанавливать циркуляцию необходимо при минимальной подаче буровых насосов.

4. С увеличением кольцевого зазора в скважине снижается вероятность возникновения поглощений бурового раствора, связанных с гидроразрывом пород. Оптимизация гидравлики обеспечивает хорошую очистку ствола скважины от шлама.

5. При спуске каждые 500 м необходимо производить промежуточные промывки.

6. Интервалы, в которых присутствуют пробуренные цементные мосты, необходимо проходить с повышенной осторожностью.

7. При глушении скважины с не перекрытой зоной вероятного поглощения бурового раствора следует избегать резкого повышения удельного веса бурового раствора. В случае превышения ЭЦП бурового раствора над градиентом давления гидроразрыва пласта последствием будет не только поглощение бурового раствора, но и потеря контроля над скважиной.

8. Плотность раствора должна быть минимальной. Это не только повысит скорость бурения, но снизит вероятность поглощения. Необходимо поддерживать СНС на минимальном уровне, необходимым для обеспечения качественного выноса шлама. Довольно часто свойства бурового раствора по причинам, связанным с оптимизацией производства, не могут быть доведены до необходимых для качественной очистки ствола. В таком случае увеличение расхода промывочной жидкости, вращение и



расхаживание бурильной колонны являются альтернативой. В качестве профилактики прокачка вязких пачек улучшит очистку ствола от выбуренной породы. Вязкие пачки лучше готовить на основе раствора из циркуляции с добавлением кольматирующих наполнителей. Они дают временный эффект увеличения реологических параметров – часть кольматантов закупорят каналы ухода промывочной жидкости, а остальная часть отобьётся на выброситах.

Содержание выбуренной породы не должно превышать программных значений.

Важно следить за качеством фильтрационной корки, т.к. толстая корка снижает кольцевой зазор. Применение раствора «Полиэконал Флора» в этой связи имеет такие преимущества, как низкая фильтрация, в т.ч. при высокой температуре и высоком давлении, и, как следствие, тонкая фильтрационная корка не уменьшает диаметр скважины. С другой стороны, высокая ингибирующая способность раствора влечёт снижение коэффициента кавернозности.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
9. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
10. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
11. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
12. Система бурового раствора «Полиэконал Флора» для Чаяндинского НГК / В.И. Ноздря [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 2. – С. 17–19.
13. Лигносulfонатные реагенты, выпускаемые ЗАО «НПО «Полицелл» для регулирования реологических характеристик буровых растворов / В.И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 9. – С. 47–48.
14. Технологические свойства и состав системы бурового раствора на синтетической неводной основе «Полиэконал Флора» / В.И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 9. – С. 63–66.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a Training Manual for University Students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling Fluids: a training manual. – Novocherkassk : Leek, 2014. – 374 p.



9. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model for determination of the factors influencing properties and technological parameters of a drilling mud // *Nauka. Technique. Technologiya* (Polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
10. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling agents parameters influence on the differential tack probability // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
11. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Hydrocarbon-based universal solution for the horizontal wells drilling // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
12. System of drilling mud «Polyeconomil Flora» for Chayandinskiy OGK / V.I. Nozdrya [et al.] // *Messenger of Association of drilling contractors*. – 2016. – № 2. – P. 17–19.
13. Lignosulphonate reagents produced by JSC NPO Politzell for regulation of rheological characteristics of the drilling agents / V.I. Nozdrya [et al.] // *Oil. Gas. Innovations*. – 2015. – № 9. – P. 47–48.
14. Technological properties and composition of the drilling mud system on the synthetic non-aqueous basis «Polyeconomil Flora» / V.I. Nozdrya [et al.] // *Oil. Gas. Innovations*. – 2016. – № 9. – P. 63–66.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application No. 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.



УДК 622.24.06

**ИЗУЧЕНИЕ СВЯЗИ МЕЖДУ СКОРОСТЬЮ БУРОВОГО РАСТВОРА
В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ И СКОРОСТЬЮ СДВИГА**



**A STUDY OF THE RELATIONSHIP BETWEEN DRILLING FLUID VELOCITY
IN ANNULAR SPACE AND SHEAR RATE**

Мовлаев Афшаран Ибрагим оглы
докторант,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
elena_drill@mail.ru

Movlaev Afsharan Ibrahim oglu
Graduate Student,
Azerbaijan State Oil and Industry University
elena_drill@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены формулы отражающие зависимость между скоростью течения бурового раствора в кольцевом пространстве и скоростью сдвига. Рассмотрены формулы, показывающие связь между скоростью потока в кольцевом пространстве и скоростью сдвига.

Annotation. The paper considers formulas reflecting the relationship between the flow rate of the drilling fluid in the annular space and the shear rate. Formulas showing the relationship between the flow rate in the annular space and the shear rate are considered.

Ключевые слова: реология, скорость в кольцевом пространстве, скорость сдвига, буровой раствор, расход, очистка скважины, устойчивость скважины.

Keywords: rheology, annular velocity, shear rate, drilling fluid, flow rates, hole cleaning, hole stability.

Как известно, буровой раствор закачивается в пробуренную скважину через бурильную трубу с помощью бурового насоса на буровой установке. Буровой раствор под давлением проходит через бурильную трубу и выходит из нижней части колонны через насадки, расположенные на бурильном долоте. Насадка на долоте, как правило, мала (около 0,25 дюйма в диаметре), что вызывает еще большее давление бурового раствора и приводит к высокоскоростным и турбулентным струям ниже насадок. Высокая скорость и турбулентность важны для отрыва шлама от забоя скважины, так что буровое долото может свободно бурить породу.

Затем буровой раствор уносит буровой шлам от дна вверх по кольцевому пространству, чтобы впоследствии их можно было удалить на поверхности. По мере продолжения транспортировки шлама возникает трение и увеличивается диаметр кольцевого пространства, что приводит к снижению скорости потока, идущего вверх по кольцевому пространству. Следовательно, скорость и турбулентность являются самыми высокими на дне скважины и постепенно уменьшаются при движении вверх по кольцевому пространству к поверхности. Приведенная ниже таблица показывает, что кольцевая скорость и реология бурового раствора являются двумя основными переменными в процессе очистки скважины.

Таблица 1 – Основные параметры, влияющие на промывку скважины

Параметры для очистки (транспортировки) отверстий	Главные	Второстепенные
Скорость в затрубном пространстве	+	
Реология раствора	+	+
Очистка ствола и долота	+	
Размер шлама, форма, плотность		+
Вес раствора		+

Основное правило заключается в том, что для эффективной очистки и стабильности отверстия кольцевая скорость должна составлять от 18 м/с до 36 м/с. Согласно формуле Комбса (1967), скорость в кольцевом пространстве может быть связана со скоростью сдвига:

$$\gamma = \frac{12V}{D_h - D_b},$$

где γ – скорость сдвига, c^{-1} ; V – скорость в кольцевом пространстве, фут/с; D_h и D_b – диаметры в фут.

С другой стороны, Уиллис и др. (1973) связывали скорости сдвига со скоростью из сопла по следующей формуле [1]:



$$\gamma = \frac{96v_n}{s},$$

где γ – скорость сдвига, c^{-1} ; v_n – скорость истечения из отверстий долота, фут/с; s – размер насадок, дюймы.

По данным этих двух формул скорости потока бурового раствора могут быть представлены скоростями сдвига. По мере того, как скорость v уменьшается при движении вверх по кольцевому пространству, точное представление скоростей может быть сделано с использованием подходящего диапазона скоростей сдвига в экспериментах.

Скорость в кольцевом пространстве также может быть рассчитана по следующей формуле:

$$v_k = \frac{1029.4N}{d_b^2 - d_n^2},$$

где v_k – скорость в кольцевом пространстве; N – производительность насоса; d_b – внутренний диаметр скважины; d_n – наружный диаметр компоновки.

Согласно Стифф-Робертсону (1976) [2], скорость потока в кольцевом пространстве связана со скоростью сдвига, основанной на выражении, приведенном ниже, которое аналогично уравнению Комбса (1967), но с добавлением двух переменных B и c :

$$\gamma = \frac{2B + 1}{3B} \times \frac{12v_k}{d_n - d_b} + \frac{c}{2B};$$

$$c = \frac{\gamma_{min}\gamma_{max} - \gamma^2}{2\gamma - \gamma_{min} - \gamma_{max}};$$

$$B = \frac{N \sum(PQ) - \sum P \sum Q}{N \sum P^2 - (\sum P)^2};$$

$$P = \log(\gamma + c);$$

$$Q = \log \tau.$$

Было установлено, что характеристики бурового раствора из нижней части скважины измерялись на вискозиметре от 300 до 600 об/мин, а характеристики бурового раствора, взятого вблизи поверхности, можно измерить при работе вискозиметра от 3 до 6 об/мин [3].

Литература / References

1. Willis H.C., Tomm W.R., Forbes R. Annular Flow Dynamics // SPE Drilling and Rock Mechanics Conference. – Austin, Texas, 1973.
2. Robertson R.E, Stiff Jr. H.A. (1976) An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries // SPE Journal. – 1976. – V. 16. – № 1. – P. 31–36.
3. Ayeni K., Osisanya S.O. Evaluation of Commonly Used Fluid Rheological Models Using Developed Drilling Hydraulic Simulator // Canadian International Petroleum Conference. – Alberta, Canada, 2004.



УДК 622.243.24

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕСИСТЕМЫ «GEOLINK» НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

EVALUATION OF ECONOMIC EFFICIENCY OF APPLICATION OF THE «GEOLINK» TELESYSTEM ON THE DULISMINSKOYE OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD

Мостовой Владислав Алексеевич

оператор по добыче нефти и газа 5 разряда,
цех добычи нефти и газа № 3,
ООО «РН-Северная нефть» ПАО НК «Роснефть»
vlad11pk@gmail.com

Mostovoy Vladislav Alekseyevich

Oil and gas production operator
of the 5th category,
oil and gas production shop № 3,
LLC «RN-North Oil» Public Joint Stock
Company Oil Company «Rosneft»
vlad11pk@gmail.com

Аннотация. В последние годы особо остро встаёт необходимость внедрения новых более дорогостоящих технологий и проведения научных исследований в сфере недропользования на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья. Применение новых технологий в добыче нефти и газа предъявляет более жёсткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большого комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин, требует изменения технологии бурения скважин. В статье рассмотрено строительство наклонно-горизонтальной скважины на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении, описана конструкция и принцип работы телесистемы «Geolink» и произведена оценка экономической эффективности телесистемы «Geolink».

Annotation. In recent years, there has been a particularly acute need to introduce new, more expensive technologies and conduct research in the field of subsoil use amid a decrease in production wells and an increase in the cost of extracting hydrocarbons. The application of new technologies in oil and gas production presents more stringent conditions for drilling wells. The need to solve a wide range of tasks related to the well construction process requires a change in well drilling technology. The article discusses the construction of an inclined horizontal well on the Dulisminskoye oil, gas and condensate field, describes the design and operation principle of the «Geolink» television system, and estimates the economic efficiency of the «Geolink» television system.

Ключевые слова: скважинный прибор и наземная система; основной принцип работы; система отрицательных и положительных импульсов; распространение электромагнитных волн; телеметрическая система отрицательных импульсов «Geolink»; сборка приборов отрицательных импульсов «Orienteer» системы MWD; секция гамма-электроники отдельной сборки; оценка экономической эффективности телесистемы «Geolink».

Keywords: downhole tool and ground system; basic principle of work; system of negative and positive impulses; electromagnetic wave propagation; telemetric system of negative impulses «Geolink»; assembly of negative impulse devices «Orienteer» of the MWD system; separate assembly gamma electronics section; evaluation of the economic efficiency of the «Geolink» television system.

Телесистема «Geolink»

Телесистема «Geolink Orienteer» MWD предназначена для проведения исследований инклинометрии, управления и сбора данных всех типов при бурении скважин всех профилей.

Техническая сторона

- надёжность и точность;
- простота разработки и формы;
- неприхотливость в обслуживании;
- наличие возможностей обновления для внедрения дополнительных функций.

Эксплуатация

- возможность использования одного зонда для скважин всех размеров на любой глубине. Внешний диаметр прибора составляет 9 ½ дюйма – 2 ½ дюйма (241 мм – 65 мм);
- единый передатчик для работы в сборках с размерами 4 ¾ дюйма – 9 ½ дюйма (121 мм – 241 мм);
- возможность замены передатчика для работы в сборках размером 3 ½ дюйма (88,9 – сборка гамма-узла для корреляции при сборе данных);
- каротаж индукционного сопротивления для корреляции при сборе данных и геологически управляемых инструментов;
- переходник давления для буровой трубы и затрубного пространства;
- обеспечение высокого качества данных благодаря системе распознавания и обработки Smart Update (интеллектуальное обновление);



- предназначена для использования на скважинном оборудовании мастерами направленного бурения, а также инженерами двигателей и турбин;
- благодаря небольшому размеру и длине прибор можно использовать в бурильной практически без ограничений;
- кабина или будка оператора на поверхности не требуются;
- небольшой размер, компактность и возможность транспортировки вертолётном;
- простота сборки и испытания на буровой площадке;
- возможность управления персоналом, не относящимся к компании MWD, после соответствующей подготовки;
- благодаря небольшому диаметру и длине идеально подходит для горизонтального, многоствольного и разветвлённого бурения.

Финансовые критерии

Низкая стоимость отдельного прибора и высокая надёжность системы – главные ценовые услуги компании MWD, которые влияют на следующие критерии:

- число приборов, необходимое для определения удельного веса доходов;
- возможность предоставления обслуживания, а также технические и накладные расходы;
- расходы на замену компонентов;
- накладные расходы на материально-техническое обеспечение и управление;
- периодичность поставок и связанные с ними расходы.

В условиях работы на местах эти критерии оказывают большое влияние и для отдалённых районов они являются критическими.

Описание системы

Общее описание

Система «Geolink Orienteer» MWD предназначена для проведения исследований инклинометрии, управления и сбора данных всех типов. Основные компоненты системы показаны на рисунке 1:

скважинный прибор:

- сборка передатчика TRX;
- сборка преобразователя питания APC;
- сборка источника питания PSA;
- считывающий инклинометр SEA;
- сборка гамма-узла MGR.

наземная система:

- датчик давления в напорной линии (SPP) – установлен в напорной линии;
- силовой защитный блок (PBB);
- переключатели синхронизации насосов (PSW) – установлены на буровых насосах;
- портативный переносной компьютер;
- системный интерфейсный блок (SIB) с управляющим терминалом;
- дисплей на буровой вышке (RFD) – искробезопасный;
- узел для прослеживания глубины (DTU);
- датчик нагрузки на крюк (HKL);
- ротационный датчик глубины (RTX).

Наземная система измерений показана на рисунке 2.

Основной принцип работы

Система отрицательных импульсов

Служит для управления открытием и закрытием внутреннего тарельчатого клапана, через который буровая жидкость в небольших количествах отводится из бурильной колонны в затрубное пространство скважины. В результате внутри бурильной колонны происходит снижение давления, которое определяется на поверхности как малое падение давления в напорной линии. Это состояние носит название отрицательного импульса давления.

Система положительных импульсов

Клапан сборки передатчика перекрывает поток бурового раствора в бурильной колонне, в результате чего происходит возрастание давления в напорной линии, которое фиксируется на поверхности датчиком давления в напорной линии (SPP). Это позитивный импульс давления.

Распространение электромагнитных волн

Передача данных из скважины на поверхность осуществляется посредством модулированной радиоволны.

Компания «Geolink» поставяет системы передачи данных всех трёх видов. Передающие элементы прибора различны, но элементы записи данных применяются одинаковые, что позволяет использовать их с любой из перечисленных выше передающих систем.

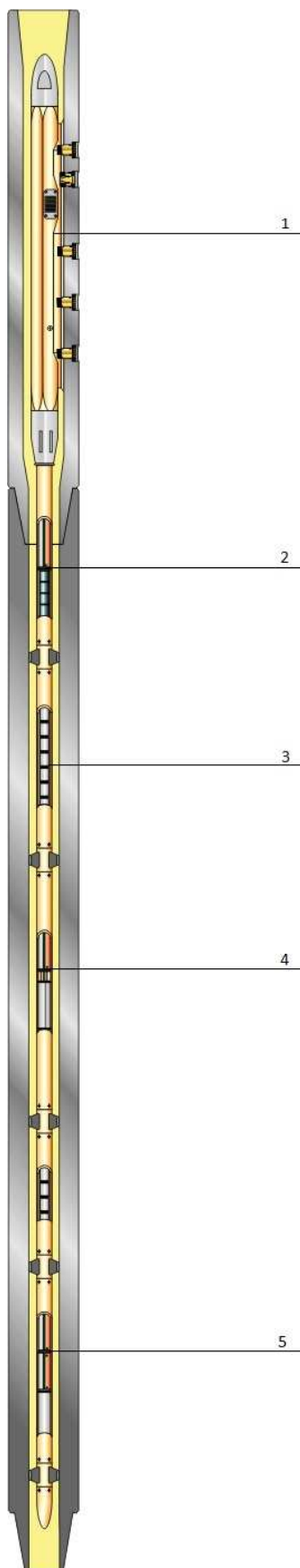


Рисунок 1 – Основные компоненты телесистемы «Geolink»:
 1 – сборка передатчика TRX; 2 – сборка преобразователя питания APC;
 3 – сборка источника питания PSA; 4 – считывающий инклинометр SEA;
 5 – сборка гамма-узла MGR

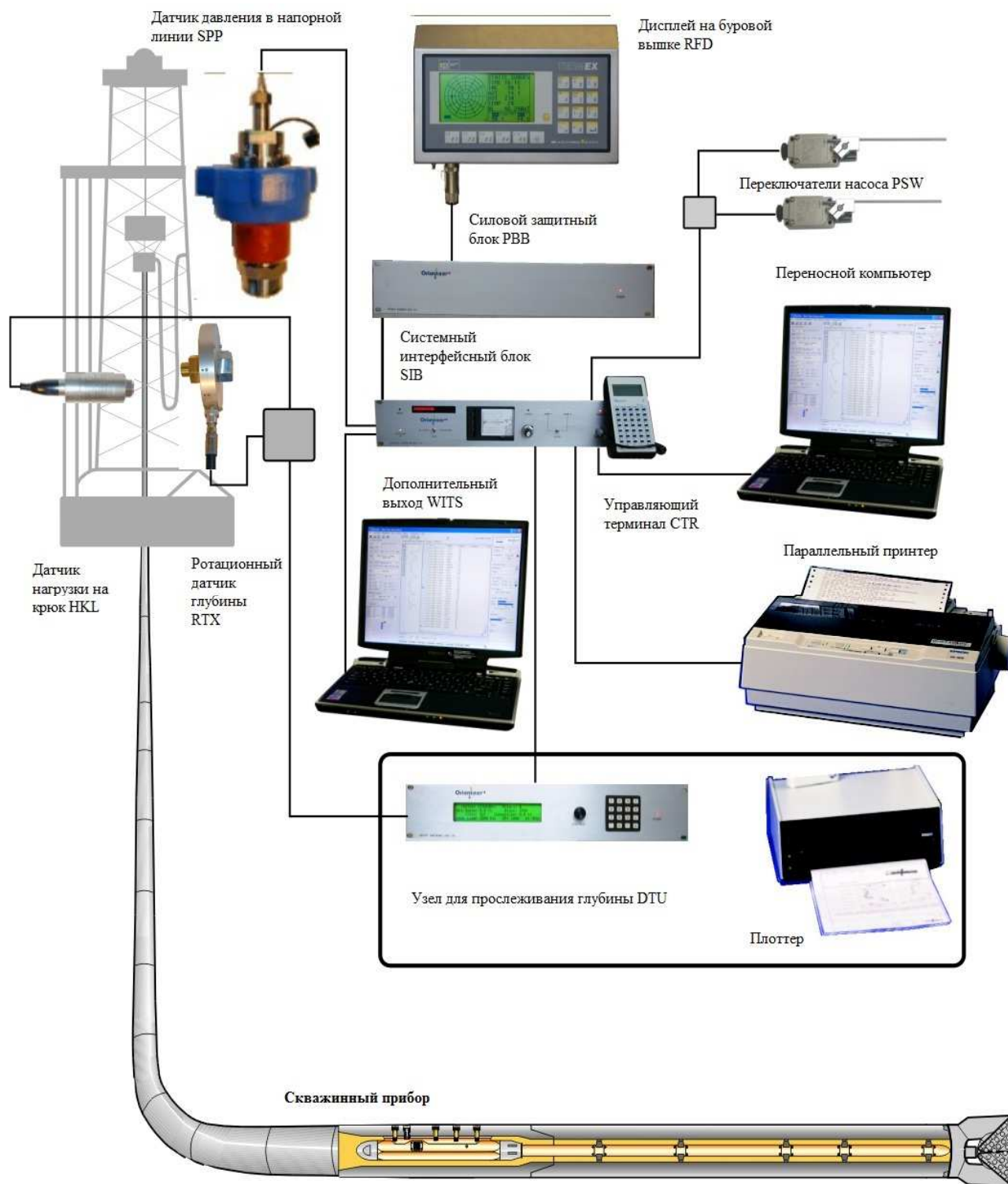


Рисунок 2 – Наземная система измерений

Телеметрическая система отрицательных импульсов «Geolink»

Сборка телеметрии отрицательных импульсов, или передатчик является частью прибора, создающего гидроимпульсные сигналы для передачи данных, записанных в скважине, на поверхность. Импульсы создаются путём открытия тарельчатого клапана, через который буровая жидкость в небольших количествах отводится из бурильной колонны в затрубное пространство скважины, создавая кратковременное снижение давления циркуляции. Это снижение давления фиксируется на поверхности датчиком давления, который (обычно) находится на напорной линии буровой вышки. Такой способ генерирования импульсов называется телеметрией отрицательных импульсов.



Сборка приборов отрицательных импульсов «Orienteer» системы MWD

Стандартный передатчик TRX генерирует последовательность импульсов отрицательного давления, чтобы передавать полученные в скважине данные на поверхность. Передатчик заключен в корпус специально изготовленного для него немагнитного переводника передатчика.

Сборка преобразователя APC состоит из конденсаторов и электронной аппаратуры управления, которые подают питание на электромагниты передатчика.

В состав сборки источника питания PSA входит литий-тионил-хлоридная батарейная сборка, которая подает питание на датчики и передатчик. Батарейная сборка рассчитана на рабочую температуру до 150 °С.

Считывающий инклинометр SEA состоит из трёхкоординатных инклинометрических датчиков (инклинометров и магнетометров), которые обеспечивают возможности исследования инклинометрии и управления на всём диапазоне наклона от 0 до 180°. Кроме того, инклинометр SEA оборудован электронной аппаратурой, регулирующей работу всего инклинометрического прибора.

Соединители сборки приборов «Orienteer» обеспечивают обмен данными между отдельными сборками и подачу питания, а также стабилизируют прибор внутри немагнитной УБТ.

Поставляются переводники передатчиков следующих размеров внешнего диаметра: 4 ¾ дюйма – 9 ½ дюйма (121 мм – 241 мм).

В состав сборки электропитания гамма-узла входит литий-тионил-хлоридная батарейная сборка, которая подает питание на гамма-детектор и электронную аппаратуру управления.

Секция гамма-электроники отдельной сборки

Сборка гамма-узла поставляется в двух вариантах: стандартном или отдельном.

Отдельная модель может быть также укомплектована батареей размера DD. Сборка гамма-узла регистрирует данные измерения естественной радиоактивности разбуренной породы, направляет их инклинометру SEA для передачи в реальном времени, а также сохраняет информацию в скважинном запоминающем устройстве для последующей загрузки на поверхность.

Модульная конструкция MGR

Сборка гамма-узла предоставляется в качестве дополнительной функции системы определения угла наклона скважины «Orienteer» MWD. Сборка гамма-узла предназначена для измерения природного гамма-излучения, которое испускается изотопами урана, тория и калия, которые содержатся в минеральных компонентах пород нижнего горизонта. Сборка гамма-узла состоит из сцинтилляционного счётчика повышенной прочности, в свою очередь состоящего из кристаллического детектора и трубки фотоумножителя. Данные сборки гамма-узла могут передаваться скважинным прибором в режиме реального времени и храниться во встроенной памяти, откуда их можно извлечь после подъёма сборки приборов на поверхность.

Конструкция

Сборка гамма-узла состоит из следующих основных компонентов:

- гамма-детектор – сцинтилляционный счётчик повышенной прочности;
- сборка гамма-электроники, памяти и источник питания высокого напряжения;
- батарейный блок сборки гамма-узла – содержит 4 литиевые батареи размера D или DD;
- корпус давления – до 103,4 МПа;
- соединители – используются для центрации и соединения всех частей сборки скважинных приборов;
- задний наконечник – изготовлен из бериллиево-медного сплава.

Сборка гамма-электроники, процессор и память, а также источник питания высокого напряжения смонтированы в стандартном корпусе «Orienteer». Защитный зажим фиксирует сборку гамма-электроники. Гамма-детектор смонтирован в корпусе под источником питания высокого напряжения. Детектор состоит из сцинтилляционного счётчика, в свою очередь состоящего из кристаллического детектора и трубки фотоумножителя. Сборка гамма-узла имеет собственный источник питания в виде картриджа батарейной сборки, состоящего из 4 литиевых батарей размера D или DD. Сборка гамма-узла соединяется с задним наконечником в нижней части считывающего инклинометра, заменяющего стандартный наконечник. Соединители сборки гамма-узла прикрепляются к нижнему концу корпуса давления сборки гамма-узла (и к нижнему концу батарейной сборки модульного прибора) и используются для центрации сборки гамма-узла внутри УБТ MWD. Стандартный задний наконечник устанавливается на нижнюю часть соединителя сборки гамма-узла (если не используется прибор для каротажа индукционного сопротивления TRIM; в таком случае канал передачи данных будет находиться в нижней части сборки гамма-узла).



Принцип работы

Сборка гамма-узла получает автономное питание от собственного картриджа батарейной сборки, содержащего 4 литиевых элемента размера D, если используется прибор с объёмом памяти 4 Мб. Этот картридж может служить источником питания от 250 часов до приблизительно 900 часов (в зависимости от фактора батарейной сборки) непрерывной работы сборки гамма-узла. Гамма-электроника управляет работой сборки гамма-узла. Источник питания высокого напряжения обеспечивает питание сцинтилляционного счётчика. Гамма-лучи, попадающие в сцинтилляционный кристалл, испускают фотоны, которые преобразуются трубкой фотоумножителя (PMT) в электрические импульсы. Эти импульсы усиливаются и приобретают форму, а затем передаются в процессор и считывающий инклинометр (SEA). В процессоре электрические импульсы подсчитываются с интервалом в 16 секунд, если это стандартный прибор с ёмкостью памяти 1 Мб, или с интервалом в 8 секунд, если это прибор с увеличенным объёмом памяти 4 Мб. Тем самым удаляются статистические отклонения. По окончании каждого периода общий результат подсчёта сохраняется в памяти. Количество гамма-подсчётов, определённое во время этого периода, варьируется между 100 и 2000 в зависимости от активности гамма-излучения, испускаемого окружающими породами.

В считывающем инклинометре (SEA) вычисляется среднее значение скорости подсчёта за более короткие промежутки времени, и, таким образом, всегда имеются последние результаты подсчётов, доступные на считывающем инклинометре в любой момент. Переданное значение в 16 раз превышает скорость счёта, измеряемую в импульсах в секунду (cps). Такая схема обеспечивает совпадение переданных и сохранённых значений при пересчёте.

Данные сборки гамма-узла передаются в реальном времени и хранятся в сжатом виде в скважинном запоминающем устройстве. Коррекция выполняется с помощью программного обеспечения «Orienteer» для работы на поверхности и применяется к пересланным данным перед помещением в журнал реального времени, а также к данным, восстановленным из памяти.

Передача данных сборки гамма-узла происходит приблизительно раз в минуту.

Частота обновления передачи в реальном времени зависит от передаваемых параметров (сборку гамма-узла можно использовать вместе с прибором для каротажа индукционного сопротивления TRIM, прибором контроля давления в процессе бурения, а также прибором контроля ударов и вибрации Sentinel) и данных на основе показаний различных датчиков. Кроме параметров сбора данных о составе пород, вместе с данными сборки гамма-узла часто передаются данные отклонителя.

Сохранение данных осуществляется сборкой гамма-узла каждые 16 секунд [8 с для прибора с увеличенным объёмом памяти] в скважинное запоминающее устройство. При частоте сохранения 16 секунд срок хранения данных в памяти составляет приблизительно 12 дней. Сбор данных сборкой гамма-узла начинается сразу после инициализации последовательности.

Сохранённые данные можно извлечь из памяти после доставки прибора на поверхность. Доступны два блока памяти: блок объёмом 1 Мбит (мегабит), описанный ранее, и блок объёмом 4 Мбит. Срок хранения данных в блоке объёмом 4 Мбит составляет 24 дня. Для него требуется батарейная сборка размера DD.

Генерирование импульса

1. От инклинометра SEA на преобразователь APC поступает команда созданию импульса.
2. Преобразователь APC с помощью групп конденсаторов А и В посылает мощный импульс электрического тока на катушки А и В передатчика. Синхронизация и длительность импульса имеют критическое значение и тщательно контролируются набором схем синхронизации преобразователя APC:
 - а) катушка А электризуется первой, и арматура А начинает двигаться (клапан стержня и тарельчатый клапан присоединены непосредственно к арматуре А);
 - б) затем электризуется катушка В, и арматура В резко опускается по стержню и ударяет по выступу стержня, что приводит к открытию клапана;
 - в) подача тока на катушку В прекращается (работа арматуры В закончена);
 - г) на катушку А продолжает поступать «удерживающий» ток до окончания генерирования импульса, после чего подача тока также прекращается (следует обратить внимание, что «удерживающий» ток помогает экономить энергию батарейной сборки);
 - д) тарельчатый клапан закрывается с помощью возвратной пружины, а также за счёт гидравлической силы в клапане и зоне седла.

Оценка экономической эффективности телесистемы «Geolink»

Бурение первых горизонтальных скважин на Дулисьминском месторождении началось на группу пластов Б4-5. Пласты данной группы отличаются малым этажом нефтеносности (8 м), т.е. необходима большая точность проводки горизонтальных стволов, чтобы сохранить коридор, дающий возможность беспрепятственно добывать нефть без прорыва газа из газовой шапки и быть на достаточном расстоянии от водонефтяного контакта. Подобные задачи первые три года решались использованием



телесистемы MWD-650, в которых был лишь один инклинометрический зонд. Геонавигация в стволе производилась с помощью геофизического комплекса АМАК «Обь», т.е. в зависимости от геологического строения района бурения производились промежуточные каротажи.

Как известно, бурение глубоких горизонтальных скважин сопряжено с большими затратами времени как на проводку ствола, так и на проведение привязочных каротажей (геофизических замеров в стволе скважины) в толще нефтеносного пласта, что, в свою очередь, кратно повышает вероятную аварийность производимых работ. Всё это привело к необходимости закупки новых телесистем «Geolink», в которых, кроме инклинометрического зонда, добавлен ещё и гамма-датчик.

В январе 2010 года началось тестирование телесистем «Geolink» на Дулисьминском месторождении. Скважины бурились в следующей последовательности – №№ 5628, 5625, 5651, 5676, 5643, 5666 и 5668.

В процессе бурения всех скважин производилось по 2-3 каротажа для «Geolink» и 4-5 для MWD-650. Время строительства скважин составило 13–17 дней.

Рассмотрим экономическую эффективность. На Дулисьминском месторождении пробурено скважин:

- с использованием телесистем «Geolink» – 3;
- с применением MWD-650 и промежуточными каротажми – 4.

Сравнительные показатели бурения горизонтальных скважин с использованием телесистем MWD-650 и «Geolink» представлены в таблице 1. Пробуренные скважины являются типовыми для всего Дулисьминского месторождения.

Таблица 1 – Сравнительные показатели бурения горизонтальных скважин с использованием телесистем MWD-650 и «Geolink»

Номер скважины	Время «чистого» бурения горизонтального участка, час.	Общее время бурения горизонтального участка с учётом времени на каротажи, час.	Примечание
5628	25,9	121,9	MWD-650 (5 промежуточных каротажей)
5625	49,7	169,7	MWD-650 (5 промежуточных каротажей)
5651	35	155	MWD-650 (5 промежуточных каротажей)
5676	40,6	136,6	MWD-650 (4 промежуточных каротажа)
5643	60	108	GEOLINK (2 промежуточных каротажа)
5666	51	123	GEOLINK (3 промежуточных каротажа)
5668	42	90	GEOLINK (2 промежуточных каротажа)

Таким образом, применение телесистемы «Geolink» при бурении горизонтальных скважин даёт выигрыш в сроках строительства 2–3 дня, даже несмотря на ограничения в механической скорости для получения качественной записи кривых.

Экономический эффект от использования телесистемы «Geolink» представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Экономический эффект от использования телесистемы «Geolink»

Показатели	MWD-650	GEOLINK
Каротажи (в среднем), скважино-операции	5	2
Средняя (фактическая) стоимость проведения 1 каротажа, млн руб.	0,284	
Количество скважин, шт.	7	
Стоимость 1 часа работы буровой бригады (фактическая), млн руб.	0,050	
Использование долот на 1 скважину, шт.:		
215,9 МЗ ГВУ R-206	3	3
215,9 СГВУ R-190	3	–
215,9 МЗ ГАУ R-233	–	1



Окончание таблицы 2

Стоимость долот, млн руб.:		
215,9 МЗ ГВУ R-206		0,456
215,9 СГВУ R-190		0,374
215,9 МЗ ГАУ R-233		0,846
Стоимость долот общая на 1 скважину, млн руб.	2,491	2,216
Стоимость долот общая на 7 скважин, млн руб.	17,440	15,512
Амортизация 1 телесистемы в месяц, млн руб.	1,430	9,964
Разница амортизации телесистем в год (996374–143000) · 12 (мес.), млн руб.		10,240

1. Экономия за счёт сокращения количества долот:

$$17,440 - 15,512 = 1,928 \text{ млн руб.}$$

2. Экономия за счёт сокращения количества операций по 1 скважине:

$$(5 - 2) \cdot 24 \cdot 0,050 + 0,284 \cdot (5 - 2) = 4,452 \text{ млн руб.}$$

3. Экономия за счёт сокращения количества операций по 7 скважинам:

$$4,452 \cdot 7 = 31,164 \text{ млн руб.}$$

4. Экономия с учётом эксплуатационных расходов на телесистему «Geolink» относительно MWD-650:

$$31,164 - 10,241 + 1,928 = 22,851 \text{ млн руб.}$$

Ожидаемый экономический эффект от использования телесистемы «Geolink» составит 22,851 млн руб.

Заключение

Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что применение малогабаритных телесистем «Geolink» даёт возможность сократить непроизводительное время на производство промежуточных коротажей от 2 до 3 сут., а время строительства горизонтальной скважины от 2 до 5 сут. При этом нужно отметить главное преимущество использования телесистем нового поколения – это возможность оперативной корректировки траектории горизонтальной части ствола в зависимости от характера насыщения коллекторов. Ожидаемый экономический эффект составит 22,851 млн руб.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука и практика : монография. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
10. Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 72–75.
11. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Техничко-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.



12. Евдаков С.Н., Лубянова С.И. Технология проводки горизонтальных скважин телеметрическими системами с беспроводным электромагнитным каналом на примере телеметрической системы малого диаметра ЗТС-42ЭМ-М // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 83–84.
13. Мостовой В.А., Савенок О.В. Технология бурения горизонтальных скважин с помощью телесистемы на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 316–333.
14. Мостовой В.А., Савенок О.В. Телеметрическое сопровождение при бурении горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 178–200.
15. Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 295–302.
16. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceedings of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and Gas Wells Underground Overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lviv : Paul, 2018. – 476 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational Health and Safety in Drilling and Operation of Oil and Gas Wells : a textbook for students studying in the field of «Oil and Gas Business». – Novocherkassk : Publishing House «Lik», 2016. – 290 p.
10. Galikheyev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. Analysis of the downhole telemetry equipment at the modern stage of the well drilling development // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 72–75.
11. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to increase the efficiency of the lateral horizontal borehole drilling in the West Siberian fields // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
12. Evdakov S.N., Lubyanova S.I. Technology of the horizontal wells wiring by the telemetric systems with the wireless electromagnetic-nitric channel on the example of the ZTS-42EM-M small diameter telemetric system // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 83–84.
13. Mostovoy V.A., Savenok O.V. Technology of the horizontal wells drilling by means of the telemetry system at the Severo-Urengoi oil-gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 316–333.
14. Mostovoy V.A., Savenok O.V. Telemetry support at the horizontal wells drilling (in Russian) // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 2. – P. 178–200.
15. Safronov S.I., Deu A.D., Shafigullin A.M. Analysis of the telemetry system with a complex of the geophysical instruments for a logging in a real-time mode // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 295–302.
16. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceedings of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – P. 734–741.



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БИОПОЛИМЕРНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН



RESEARCH SURFACE AND RHEOLOGICAL PROPERTIES OF THE BIOPOLYMER SYSTEM FOR WELL KILLING OPERATION

Мыслюк Михаил Андреевич

доктор технических наук,
профессор кафедры бурения нефтяных
и газовых скважин,
профессор кафедры бурения скважин,
Ивано-Франковский национальный
технический университет нефти и газа
mmyslyuk@ukr.net

Волошин Юрий Дмитриевич

ассистент кафедры бурения скважин,
Ивано-Франковский национальный
технический университет нефти и газа,
voloshin.y@nung.edu.ua

Аннотация. Изучено влияние добавок ПАВ (солпен-10т, неонол АФ 9-12) на поверхностные и реологические свойства жидкости глушения на основе биополимерной системы и хлорида натрия. Построены уравнения регрессии для оценок коэффициента межфазного натяжения на границе раздела фаз фильтрат – нефть Бугруватовского месторождения и оптимального содержания ПАВ, а также показателей реологических свойств.

Ключевые слова: биополимерная система, жидкость глушения, коэффициент межфазного натяжения, поверхностно-активные вещества (ПАВ), реологические свойства, хлорид натрия.

Myslyuk Mikhail Andreevich

Doctor of Technical Science,
Professor of drilling oil
and gas wells department,
Professor of drilling wells department,
Ivano-Frankovsk national technical university
of oil and gas
mmyslyuk@ukr.net

Voloshyn Yurii Dmytovych

Assistant of drilling wells department,
Ivano-Frankovsk national technical university
of oil and gas
voloshin.y@nung.edu.ua

Annotation. The effect of surfactant additives (solpen-10t, neonol AF 9-12) on the surface and rheological properties of the kill fluid based on the biopolymer system and sodium chloride was studied. Regression equations were constructed for estimating the interfacial tension coefficient on the filtrate – oil interface of the Bugarvatovskoye field and the optimal surfactant content and rheological properties.

Keywords: biopolymer system, interfacial tension coefficient, kill fluid, surfactants, rheological properties, sodium chloride.

При проведении ремонтно-восстановительных работ в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин часто используют жидкости глушения [1–3]. Геолого-технические условия выполнения работ определяют функциональные требования к жидкостям глушения, которые состоят в обеспечении безопасного проведения работ, качественной очистки забоя скважины и сохранении естественной проницаемости прискважинной зоны пласта [1–3].

Известны различные рецептуры жидкостей глушения [1–3]. С позиций обеспечения функциональных требований представляет интерес использование биополимерных систем [1–3], эффективность которых определяется отсутствием твердой фазы, особенностями их свойств (высокая псевдопластичность, мгновенная тиксотропия, низкая фильтрация), а также способностью к биологической деструкции полимерных компонентов. Для повышения плотности таких систем могут быть использованы растворы соответствующих солей и концентраций.

Ниже рассмотрены результаты исследований добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ) на поверхностные и реологические свойства биополимерной системы на основе хлорида натрия, что представляет интерес для обоснования выбора рецептур жидкостей глушения.

Материалы и методы исследований

Для биополимерной системы использовали ксантановую камедь, PAC-R, хлорид натрия, сольпен и неонол.

Ксантановая камедь Duovis является структурообразователем и предназначена для регулирования реологических и структурно-механических свойств. Реагент PAC-R – высококачественная модификация полианионной целлюлозы для регулирования показателя фильтрации биополимерной системы. Хлорид натрия (ТУ 6-12-26–69) предназначен для регулирования плотности биополимерной системы.



Сольпен-10т (водная смесь ПАВ и вспомогательных веществ ТУ У 24.6-23913269-001–2001) и неонол АФ 9-12 (оксиэтилированный моноалкилфенол на основе тримеров пропилена ТУ-2483-077-05766801–98) – совместимые неионогенные ПАВ для снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз фильтрат биополимерной системы – нефть.

Базовая рецептура биополимерной системы приготовлена для постоянных концентраций (мас. %) ксантановой камеди Duovis 0,5 и полианионной целлюлозы PAC-R 0,3. Концентрации (мас. %) переменных факторов изменяли на пяти уровнях: хлорид натрия $c_c = (10; 15; 20; 25; 30)$, сольпен 10-т $c_s = (0; 0,10; 0,25; 0,50; 1,00)$ и неонол АФ 9-12 $c_n = (0; 0,05; 0,10; 0,25; 0,50)$. Концентрации ПАВ подобраны на основании предварительной экспериментальной оценки критических значений концентраций мицеллообразования.

Исследования свойств биополимерной системы выполнены при температуре 20 °С с помощью латинского плана эксперимента для трех факторов, изменяющихся на пяти уровнях (табл. 1). Технологические свойства биополимерной системы измеряли с учетом рандомизации опытов.

Реологические и структурно-механические свойства определяли с помощью ротационного вискозиметра Fann 800 (относительный зазор 0,9365) по данным измерения на частотах вращения, мин⁻¹: 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300, 600. Обработка данных ротационной вискозиметрии выполнена с помощью методики [4, 5] в классе реологически стационарных моделей Бингама, Оствальда, Гершеля – Балкли и Шульмана – Кессона.

Таблица 1 – План и результаты эксперимента

Опыт	Факторы, %			Результаты эксперимента						
	c_c	c_s	c_n	ρ , кг/м ³	T , с	$\theta_{1/10}$, Па	σ , мН/м	T_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n
1	25	0	0	1140	108	7,2/8,6	11,59	2,415	1,825	0,400
2	15	0,25	0,05	1070	96	7,2/8,6	6,69	2,559	1,493	0,412
3	10	0	0,50	1040	104	8,6/9,6	2,66	2,870	2,151	0,365
4	30	0,10	0,25	1170	125	6,7/8,6	6,36	1,667	2,066	0,385
5	20	0,50	0,50	1100	112	6,7/9,1	2,24	2,237	1,540	0,410
6	25	1,00	0,50	1130	104	6,2/7,7	4,50	3,696	1,223	0,451
7	25	0,10	0,05	1140	106	6,2/7,2	8,56	2,266	1,705	0,414
8	30	0,50	0,05	1160	128	7,2/8,1	8,18	3,285	1,322	0,442
9	30	0	0,10	1180	126	8,1/9,1	7,96	2,694	1,485	0,434
10	10	0,25	0	1050	104	8,1/8,6	7,63	4,127	1,172	0,448
11	20	0,25	0,10	1110	110	6,7/7,7	5,47	2,606	1,310	0,429
12	20	0	0,05	1120	111	7,2/8,1	9,04	1,899	1,483	0,419
13	20	1,00	0,25	1110	110	7,2/7,7	2,94	2,451	1,516	0,422
14	30	0,25	0,50	1170	122	6,2/8,1	4,13	2,859	1,412	0,438
15	10	1,00	0,05	1030	100	6,7/8,6	3,73	2,692	1,280	0,430
16	25	0,5	0,10	1140	107	6,7/8,1	6,16	0,845	2,566	0,356
17	15	0,5	0	1080	95	5,7/6,2	5,18	2,492	1,430	0,408
18	20	0,10	0	1120	112	7,2/8,1	9,02	2,237	1,540	0,410
19	25	0,25	0,25	1140	105	5,7/7,2	6,85	1,001	2,424	0,366
20	15	1,00	0,10	1070	92	5,7/6,2	3,95	2,009	1,500	0,417
21	10	0,10	0,10	1050	102	6,7/8,1	8,87	3,083	1,255	0,444
22	15	0,10	0,50	1090	94	5,7/6,7	1,80	1,422	1,962	0,368
23	10	0,50	0,25	1040	100	8,1/8,6	1,24	0,314	3,098	0,320
24	30	1,00	0	1170	118	7,7/9,1	9,14	0,748	2,126	0,388
25	15	0	0,25	1080	91	7,2/8,6	3,33	1,962	1,873	0,375

Поверхностные свойства на границе раздела фаз фильтрат биополимерной системы – нефть контролировали стагагмометрическим методом по коэффициенту межфазного натяжения [6, 7]. Использовали нефть Бугруватовского месторождения: плотность 860 кг/м³, массовое содержание, %: парафинов – 1,8; смол – 11; асфальтенов – 16,2; серы – 0,9. В каждом опыте коэффициент межфазного натяжения σ оценивали по 10 измерениям.



Результаты исследований изучали методами корреляционного и регрессионного анализов. Регрессионные модели показателей свойств $a(c_c, c_s, c_n)$ построены в классе полиномов третьего порядка:

$$a(c_c, c_s, c_n) = Bb(c_c, c_s, c_n), \tag{1}$$

где $b(c_c, c_s, c_n) = (1, c_c, c_s, c_n, \dots, c_m^3)^T$ – вектор базисных функций. Параметры B полиномиальной модели (1) определяют в классе E различных сочетаний базисных функций из условия минимизации дисперсии адекватности:

$$\min \left\{ \sigma_\varepsilon^2 = \frac{1}{N-r_\varepsilon} \sum_{i=1}^N [B_j^\varepsilon b(c_{ci}, c_{si}, c_{ni}) - a_{ji}]^2 \right\} \Rightarrow \{ \hat{B}_j^\varepsilon, \hat{\varepsilon} \}, \varepsilon \in E, \tag{2}$$

где r_ε – количество оцениваемых параметров в моделях (1); B_j^ε – j -ая строка матрицы B^ε параметров модели (1); c_{ci}, c_{si}, c_{ni} – данные плана эксперимента; a_{ji} – результаты измерений j -го показателя свойств в i -ом опыте плана эксперимента.

Модель (2) допускает использование различных линейно независимых базисных функций в (1). Очевидно, что условия (2) справедливы для $N > r_\varepsilon$.

Результаты исследований

В таблице 1 приведены результаты измерений некоторых показателей свойств биополимерной системы для различных сочетаний переменных факторов. Оценки реологических свойств даны для наиболее адекватной во всех точках плана эксперимента модели Гершеля-Балкли с дисперсией адекватности $\sigma_a^2 = 0,1456 \text{ Па}^2$.

Из таблицы 1, в частности, следует, что для области планирования эксперимента биополимерная система характеризуется плотностью $\rho = 1030 - 1180 \text{ кг/м}^3$, условной вязкостью $T = 91 - 128 \text{ с}$, статическим напряжением сдвига через 1 мин $\theta_1 = 5,7 - 8,6 \text{ Па}$ и 10 мин $\theta_{10} = 6,2 - 9,6 \text{ Па}$, коэффициентом межфазного натяжения $\sigma = 1,24 - 11,59 \text{ мН/м}$, динамическим напряжением сдвига $\tau_0 = 0,31 - 4,12 \text{ Па}$, мерой консистенции $k = 1,17 - 3,09 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, показателем нелинейности $n = 0,32 - 0,45$.

Ниже приведены некоторые результаты корреляционного анализа результатов исследований: эмпирические оценки коэффициентов корреляции r_{xy} между показателями свойств x и концентрациями у реагентов, критерии K для проверки статистических гипотез $H_0: \rho_{xy} = 0$ (здесь ρ_{xy} истинное значение коэффициента корреляции):

	c_c	c_s	c_n
$r_{\rho y}/K$	0,988/198,7	-0,092/0,5	-0,024/0,1
r_{Ty}/K	0,773/9,6	-0,100/0,5	-0,027/0,1
$r_{\theta_1 y}/K$	-0,145/0,7	-0,201/1,1	-0,146/0,7
$r_{\theta_{10} y}/K$	0,050/0,2	-0,207/1,1	0,081/0,4
$r_{\sigma y}/K$	0,422/2,6	-0,302/1,7	-0,707/7,1
$r_{\tau_0 y}/K$	-0,125/0,6	-0,043/0,2	-0,002/0
r_{ky}/K	0,025/0,1	-0,092/0,5	0,176/0,9
r_{ny}/K	0,138/0,7	0,172/0,9	-0,201/1,0

Приведенные данные указывают на тесную корреляционную связь ($K > u_{\alpha/2}$) между некоторыми показателями свойств и концентрациями реагентов: плотностью и c_c , условной вязкостью и c_c , межфазным натяжением и c_c , межфазным натяжением и c_n ($u_{\alpha/2}$ – квантиль стандартизированного нормального распределения с доверительной вероятностью α , для $\alpha = 0,05$ $u_{\alpha/2} = 1,96$).

По данным таблицы 1 с помощью (2) построено уравнение для плотности биополимерной системы:

$$\rho = 985,9 + 6,3c_c - 11,6c_s, \tag{3}$$

оценка дисперсии адекватности которого составляет $38,31 \text{ (кг/м}^3\text{)}^2$. Для области планирования эксперимента концентрация неанола c_n не оказывает статистически значимого влияния на плотность системы. Отметим, что здесь и ниже единицы измерений параметров уравнений вида (1) и (3) соответствуют принятым в табл. 1 единицам измерений исходных величин.

В таблице 2 приведены оценки параметров уравнений (1) в соответствии с (2) для условной вязкости T и показателей статического напряжений сдвига θ_1 и θ_{10} , а также дисперсий σ_ε^2 адекватности. Класс E сформирован из линейной части полинома с включением комбинаций произведений, квадратов и кубов исходных факторов (см. табл. 2) и составил 1260 моделей.



Таблица 2 – Параметры уравнений состояния показателей свойств биополимерной системы

Базисные функции b_i	Параметры модели	Значения параметров \hat{B}_{ij} модели						
		T	θ_1	θ_{10}	σ	τ_0	k	n
1	B_{i1}	114,00	2,095	3,188	4,084	-1,942	1,574	0,283
c_c	B_{i2}	-2,310	-	-0,169	-0,140	0,546	-0,151	0,049
c_s	B_{i3}	-	-	-	-6,008	-	1,822	-0,334
c_n	B_{i4}	-	0,044	-	-9,614	-	22,73	-0,802
$c_s c_n$	B_{i5}	-	-	-	-0,628	-64,78	9,438	0,697
$c_c c_n$	B_{i6}	-	-	-	0,254	0,479	-3,474	0,052
$c_c c_s$	B_{i7}	-	-	-	0,210	0,452	-0,219	0,012
c_n^2	B_{i8}	-	-	0,101	11,941	-	-	-1,152
c_s^2	B_{i9}	-	0,067	0,283	3,765	-	-	-
c_c^2	$B_{i10} \cdot 10^3$	86,00	-1	8,000	3,351	-0,030	14,60	-3,373
$c_c c_n c_s$	B_{i11}	-	-0,085	-	0,809	4,752	-	0,033
$c_n^2 c_s$	B_{i12}	-	-	-	-3,501	-	-11,94	-1,065
$c_n^2 c_c$	B_{i13}	-	-	-	-0,638	-	-	-0,028
$c_s^2 c_n$	B_{i14}	-	2,253	-0,014	-14,074	-	-	-0,54
$c_s^2 c_c$	B_{i15}	-	-	-	-0,053	-	-	-0,012
$c_c^2 c_s$	$B_{i16} \cdot 10^3$	-	-	-	-2,990	-44,20	-	-
c_c^3	$B_{i17} \cdot 10^5$	-	4,509	-11,02	-1,714	0,518	-0,329	6,392
$c_c^2 c_n$	$B_{i18} \cdot 10^4$	-	-	-	-	-609,0	1721	-9,133
c_n^3	B_{i19}	-	-	-	-	-	-	3,201
c_s^3	B_{i20}	-	-0,216	0,233	-	-	-	0,257
$c_c^3 c_n$	$B_{i21} \cdot 10^3$	-	-	-	-	1,519	-2,640	-
$c_c^3 c_s$	$B_{i22} \cdot 10^4$	-	-	-	-	9,320	2,054	-
$c_c^2 c_s c_n$	$B_{i23} \cdot 10^3$	-	-	-	-	-2,985	-0,398	-
Дисперсия адекватности модели σ_ϵ^2		33,43	0,010	0,011	0,023	0,138	0,165	$5,2 \cdot 10^{-4}$

Примечание: Для условной вязкости T и показателя нелинейности n оценки параметров B построены для модели (1), а других свойств – модели (4).

Для условной вязкости использовано модель (1), а для показателей статического напряжений сдвига θ_1 и θ_{10} регрессионную модель в виде:

$$a(c_c, c_s, c_n) = \exp\{Bb(c_c, c_s, c_n)\} \tag{4}$$

Оценки дисперсий адекватности модели (4) даны для ее линеаризованной формы.

Поверхностные свойства

Уравнение для коэффициента межфазного натяжения построено в виде (4), а в таблице 2 приведены оценки его параметров B в соответствии с условием (2).

На рисунке 1 показано влияние концентрации хлорида натрия на коэффициент межфазного натяжения для различных сочетаний концентраций ПАВ. Анализ этих и других данных свидетельствует о различном влиянии c_c на характер изменения коэффициента межфазного натяжения σ . Наблюдаются монотонные увеличения или снижения коэффициента σ от концентрации хлорида натрия c_c , а также зависимости $\sigma(c_c)$ с явно выделенными минимумами. Для $c_c = idem$ с увеличением концентраций ПАВ коэффициент межфазного натяжения уменьшается.

Проникновение фильтратов технологических жидкостей на водной основе, вследствие их физико-химического взаимодействия с пластовыми флюидами и горными породами, ухудшает коллекторские свойства продуктивных пластов. В [8] отмечено, что повышение реологических свойств эмульсий фильтрат технологической жидкости – нефть в сочетании с поверхностными явлениями на границах раздела фаз усложняют фильтрационные процессы в продуктивном пласте и снижают дебит скважины.

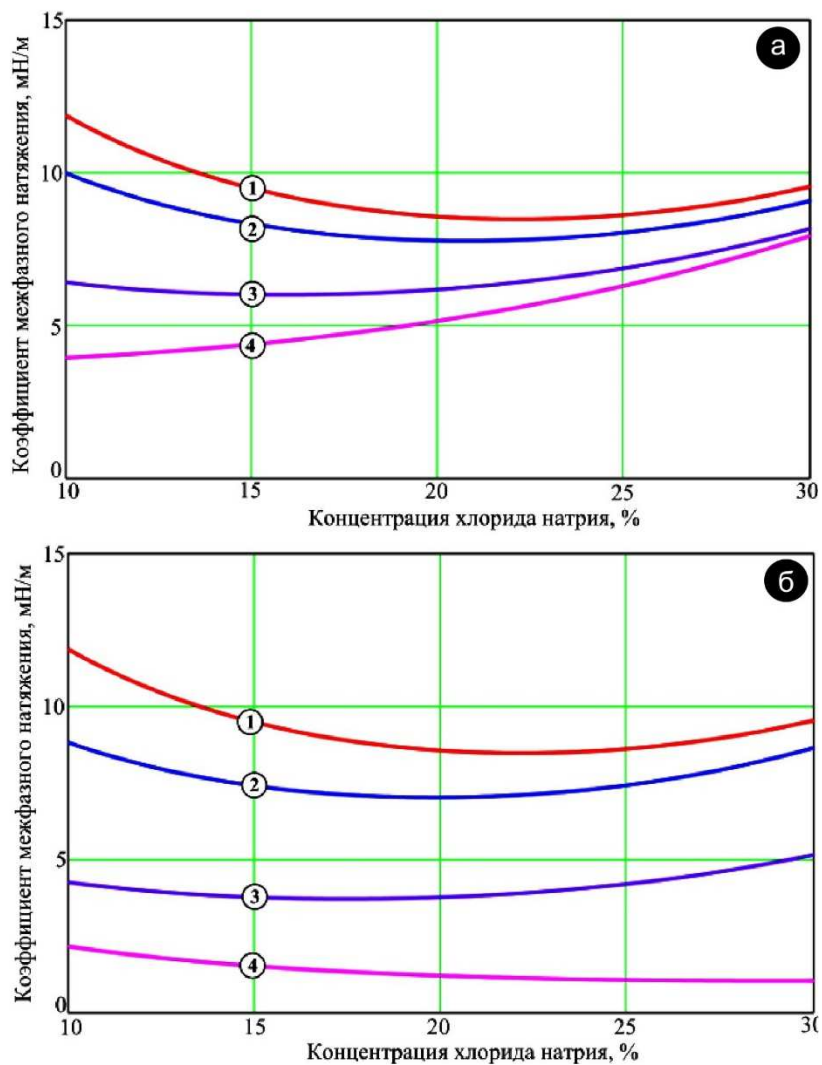


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента межфазного натяжения от концентрации хлорида натрия:
 а – $c_n = 0,05\%$; 1 – $c_s = 0,05\%$, 2 – $c_s = 0,1\%$, 3 – $c_s = 0,25\%$, 4 – $c_s = 0,5\%$;
 б – $c_s = 0,05\%$; 1 – $c_n = 0,05\%$, 2 – $c_n = 0,1\%$, 3 – $c_n = 0,25\%$, 4 – $c_n = 0,5\%$

Исследованиями показано [8], что выбор композиции ПАВ из условия минимизации межфазного натяжения на границе раздела фаз фильтрат – флюид существенно снижает реологические свойства возможных эмульсий в прискважинной зоне пласта. Это предопределяет соответствующие требования к составу композиции ПАВ.

На рисунке 2 показаны зависимости фиксированных значений концентраций хлорида натрия.

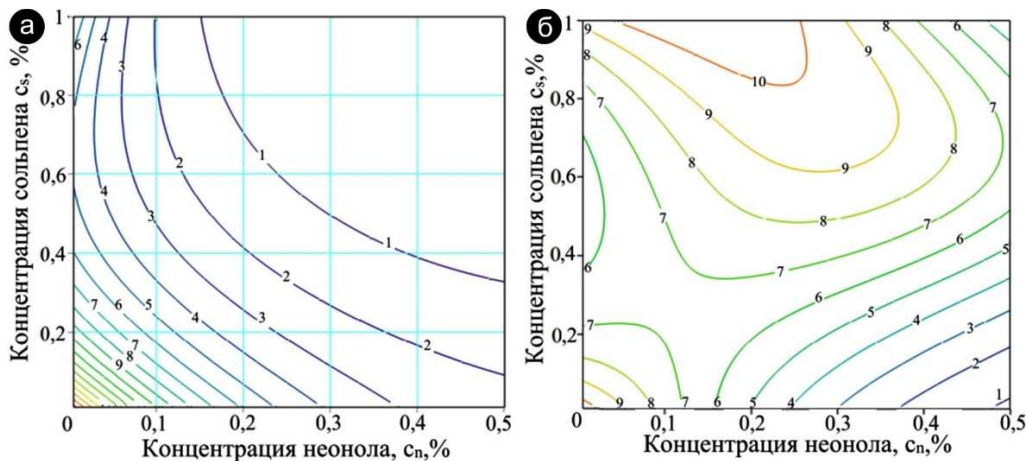


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента межфазного натяжения от концентраций неолола и сольпена:
 а – $c_c = 10\%$; б – $c_c = 25\%$



Зависимости $\sigma(c_s, c_n) = idem$ (рис. 2) для фиксированных значений концентраций хлорида натрия, которые построены с помощью регрессионной модели (4) с учетом данных таблицы 2 и иллюстрируют оптимальную область концентраций ПАВ. Эта область определена соответствующей изолинией, например $\sigma(c_s, c_n) = 1$ мН/м и условием $\sigma(c_s, c_n) \leq 1$ мН/м (см. рис. 2). Очевидно, что выбор оптимальных концентраций ПАВ зависит от ограничений на технологические свойства жидкости глушения.

Реологические свойства

Оценки параметров наиболее адекватных моделей показателей реологических свойств от концентраций хлорида натрия и ПАВ, а также их дисперсий адекватности приведены в таблице 2. На рисунке 3 показано влияние концентраций неолола и сольпена на характер зависимостей реологических свойств (динамическое напряжение сдвига, мера консистенции, показатель нелинейности) биополимерной системы от содержания хлорида натрия.

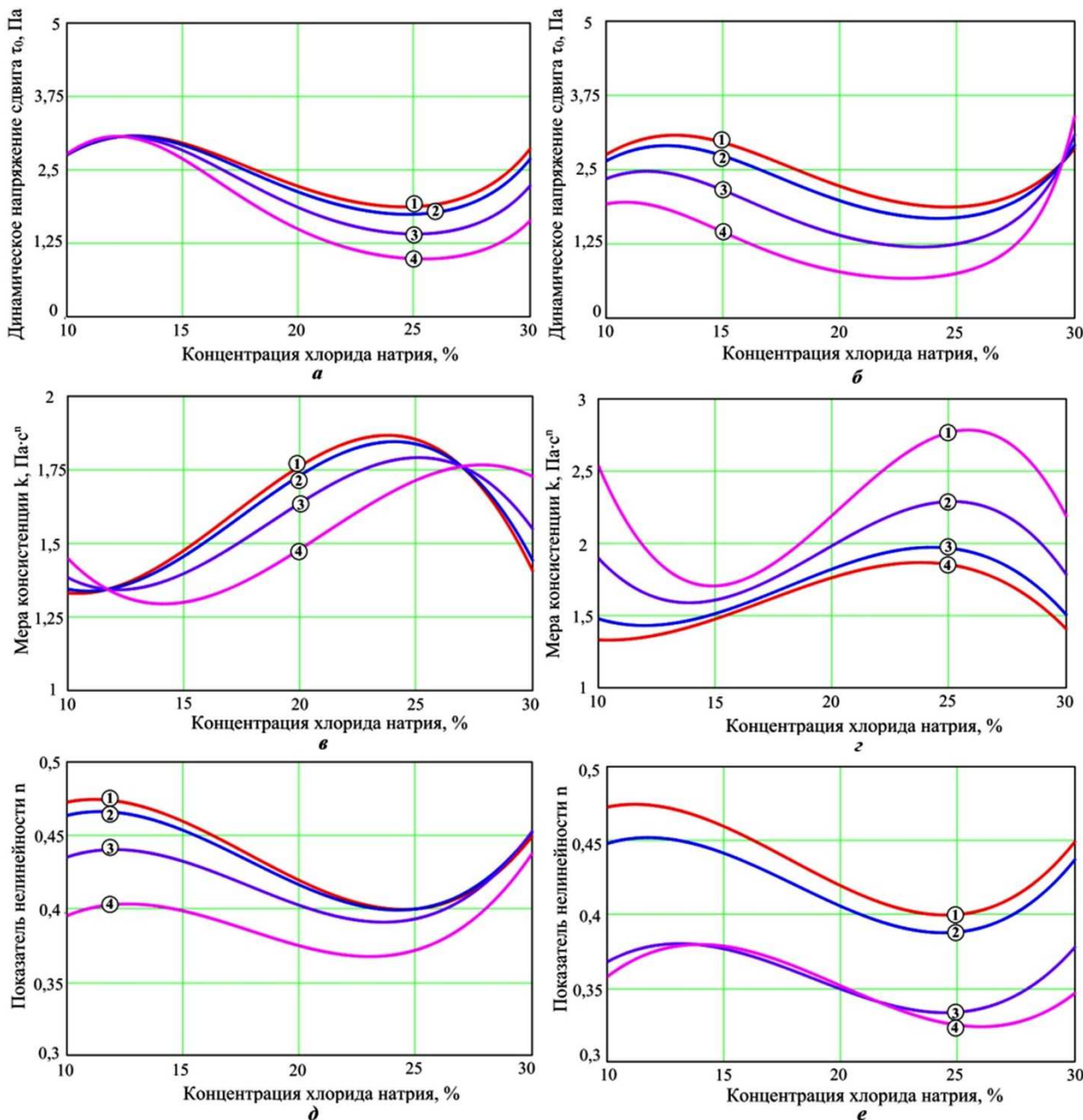


Рисунок 3 – Зависимость реологических параметров:
 а, б – динамическое напряжение сдвига; в, г – мера консистенции;
 д, е – показатель нелинейности) от концентрации хлорида натрия:
 а, в, д – $c_n = 0,05$ %; 1 – $c_s = 0,05$ %, 2 – $c_s = 0,1$ %, 3 – $c_s = 0,25$ %, 4 – $c_s = 0,5$ %;
 б, г, е – $c_s = 0,05$ %; 1 – $c_n = 0,05$ %, 2 – $c_n = 0,1$ %, 3 – $c_n = 0,25$ %, 4 – $c_n = 0,5$ %



Отметим, что в области планирования эксперимента переменные факторы (c_c, c_s, c_n) не оказывают в количественном плане существенного влияния на показатели реологических свойств. В качественном отношении характерны нелинейные зависимости реологических свойств от концентраций хлорида натрия и ПАВ.

Анализ результатов исследований (см. табл. 1) указывает на отсутствие статистически значимой корреляционной связи между показателями реологических свойств и коэффициентом межфазного натяжения на границе раздела фаз фильтрат – нефть:

$$r_{\tau_0\sigma} = 0,144, K = 0,74; r_{k\sigma} = -0,235, K = 1,241; r_{n\sigma} = 0,340, K = 1,93 (K < u_{0,025} = 1,96).$$

Полученные уравнения регрессии показателей реологических (как и некоторых технологических) свойств представляют интерес при выборе оптимальной рецептуры жидкости глушения на основе биополимерной системы и хлорида натрия.

Очевидно, что выбор композиции ПАВ с целью понижения поверхностных свойств на границе раздела фаз фильтрат – флюид в каждом конкретном случае требует проведения комплекса экспериментальных исследований.

Выводы

На основании результатов экспериментальных исследований изучены некоторые свойства биополимерной системы для глушения скважин, включающей (мас. %) ксантановую камедь Duovis (0,5), полианионную целлюлозу PAC-R (0,3), хлорид натрия (10 – 30), неонол АФ 9-19 (0–0,5) и сольпен 10-Т (0–1,0). Получены уравнения регрессии для оценки технологических (плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин.) и реологических свойств, а также коэффициента межфазного натяжения на границе раздела фаз фильтрат – нефть Бугруватовского месторождения в зависимости от концентраций хлорида натрия и ПАВ.

Изучено влияние концентраций неолола и сольпена на коэффициент межфазного натяжения в зависимости от содержания хлорида натрия. Показано существование оптимальных областей концентраций ПАВ, обеспечивающих минимальные значения коэффициента межфазного натяжения для заданного содержания хлорида натрия.

Установлено наиболее адекватную реологическую модель Гершеля – Балкли во всех точках плана эксперимента биополимерной системы для глушения скважин. Отмечено статистически незначимую корреляционную связь между показателями реологических свойств и концентрациями хлорида натрия и ПАВ, а также коэффициентом межфазного натяжения. Показано нелинейный характер зависимостей показателей реологических свойств от концентраций хлорида натрия и ПАВ.

Литература

1. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1 – 540 с.
2. Крылов В.И. Выбор жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважин / В.И. Крылов, В.В. Крещул. – М. : Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 196 с.
3. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Изд. 3-е, доп. и перераб. – Краснодар, 2016. – 383 с.
4. Мыслюк М.А. О методике определения реологических свойств дисперсных сред по данным ротационной вискозиметрии // Инженерно-физический журнал. – 1988. – Т. 54. – № 6. – С. 975–979.
5. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk, I. Salyzhyn // Applied Rheology. – 2012. – № 22(3). – P. 32381 (7 pages).
6. Русанов А.И. Межфазная тензометрия / А.И. Русанов, В.А. Прохоров. – Санкт-Петербург : Химия, 1994. – 397 с.
7. Кісіль І.С. Аналіз процесу утворення крапель при вимірюванні поверхневого і міжфазного натягів сталагмометричним методом / І.С. Кісіль, С.В. Бульбас, К.О. Усенко // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – № 3. – С. 21–24.
8. Мыслюк М.А. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 36–40.

References

1. Bulatov A.I. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volium / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012. – Vol. 1. – 540 p.
2. Krylov V.I. Selection of fluids for well completion and workover / V.I. Krylov, V.V. Kretsul. – M. : Russian State University of Oil and Gas I.M. Gubkina, 2005.–196 p.
3. Ryabokon S.A. Process fluids for completion and repair of wells. Ed. 3rd, add. and foreman. – Krasnodar, 2016.– 383 p.
4. Myslyuk M.A. About the methodology for determining the rheological properties of dispersed media according to rotational viscometry // Engineering Physics Journal. – 1988. – Vol. 54. – № 6. – P. 975–979.



5. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk, I. Salyzhyn // *Applied Rheology*. – 2012. – № 22(3). – P. 32381 (7 pages).
6. Rusanov A.I. Interfacial tensometry / A.I. Rusanov, V.A. Prokhorov. –St. Petersburg : Chemistry, 1994.– 397 p.
7. Kasil I.S. Analysis of the process of droplet formation in the measurement of surface and interfacial tensions by the steelagmometric method / I.S. Kasil, S.V. Bulbas, K.O. Usenko // *Methods and devices of quality control*. – 1999. – № 3. – P. 21–24.
8. Myslyuk M.A. The deterioration of reservoir properties of productive layers / M.A. Myslyuk, Y.M. Salyzhyn, V.V. Bogoslavets // *Oil Industry*. – 2014. – № 1. – P. 36–40.



УДК 330.15

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ БУРЕНИЯ



INCREASE OF EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF OIL-GAS DEPOSITS THROUGH INNOVATIVE METHODS OF DRILLING

Назарова Зинаида Михайловна

доктор экономических наук, профессор,
заведующий кафедрой производственного
и финансового менеджмента,
Российский государственный
геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе
nazarovazm@mgri-rggru.ru

Забайкин Юрий Васильевич

кандидат экономических наук, доцент,
кафедра экономики
минерально-сырьевого комплекса,
Российский государственный
геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе

Новикова Светлана Алимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры производственного
и финансового менеджмента,
Российский государственный
геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе
novikovasa@mgri.ru

Леонидова Юлия Анатольевна

кандидат технических наук,
старший преподаватель
кафедры производственного
и финансового менеджмента,
Российский государственный
геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе
yuliya-leonodova@ya.ru

Аннотация. Развитие нефтяной отрасли в России и во всем мире сегодня зависит от того, насколько активно предприятия внедряют новые технологии, позволяющие повысить эффективность производства и сократить издержки. В статье рассмотрены направления повышения эффективности освоения нефтегазовых месторождений через инновационные методы бурения. Автором приводится оценка нефтегазового месторождения на примере Западно-Лекейягинского месторождения. Автор приходит к выводу, что при использовании технологии бурения на депрессии трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей» дебит скважины вырастает в разы. Эффективность этой технологии снижает ее высокую стоимость. В настоящее время наиболее распространено бурение на репрессии, когда давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление, а также бурение на

Nazarova Zinaida Mihailovna

Doctor of Economic Sciences, Professor,
Head of the Department of Industrial
and Financial Management,
Russian State Geological Exploration
University named after Sergo Ordzhonikidze
nazarovazm@mgri-rggru.ru

Zabaikin Yuri Vasilevich

PhD in economics, Associate Professor,
Department of economics of mineral complex,
Russian State Geological Exploration
University named after Sergo Ordzhonikidze

Novikova Svetlana Alimovna

Associate Professor of the Department
of Industrial and Financial Management,
Russian State Geological Exploration
University named after Sergo Ordzhonikidze
novikovasa@mgri.ru

Leonidova Yulia Anatolievna

PhD in technical sciences,
Senior lecturer in the Department
of Industrial and Financial Management,
Russian State Geological Exploration
University named after Sergo Ordzhonikidze
yuliya-leonodova@ya.ru

Annotation. The development of the oil industry in Russia and around the world today depends on how actively enterprises are introducing new technologies that will improve production efficiency and cut costs. In the article the directions of increase of efficiency of development of oil and gas deposits through innovative methods of drilling are considered. The author provides an assessment of the oil and gas field by the example of the West Lekeyaginskoye field. The author comes to the conclusion that using the drilling technology on the depression of the oil pipeline route «UPN Zapadnaya-Lekeyaginskaya» – Node 18 of NP «YuX-Varandey», the production rate of the well grows many-fold. The effectiveness of this technology reduces its high cost. Currently, the most common drilling is in repression, when the pressure of a column of



репрессии эффективно на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах.

Ключевые слова: нефтегазовое месторождение, методы, бурения, скважины, нефтегазопровод, метод депрессии.

liquid in a well exceeds the reservoir pressure, and also drilling on repression is effective in wells of insignificant depth and in unstable soils.

Keywords: oil and gas field, methods, drilling, wells, oil and gas pipeline, method of depression.

В условиях высочайшей конкуренции на мировом нефтегазовом рынке для России чрезвычайно важно обеспечение максимальной продуктивности добывающих скважин (в том числе и на поздних стадиях эксплуатации). Очевидно, что достичь этого можно лишь применением инновационных технологий, в каждом отдельном случае являющихся оптимальными для сохранности естественной проницаемости пластов. С точки зрения соотношения величины давления, создаваемого в колоннах, к аналогичному давлению в пластах таких технологий две – бурение на депрессии и на репрессии. Спустя 15–20 лет эксплуатации продуктивность добычи, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, снижается от 5 до 60 раз, и даже текущие и капитальные ремонты восстановить хотя бы 50 %-ную первоначальную отдачу оказываются не в состоянии [1, с. 11]. Причина этого – в возникновении явления кольматации и, как следствие, быстром падении под репрессивным воздействием скважинного ПЗП (проницаемости забойного пласта), независимо от используемого инструментария и типа бурового оборудования.

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний везде, где допустимо применение иной технологии, используют инновационные методы бурения, среди них – бурение на депрессии. Кардинальное ее отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в шахте – что не только вызывает приток флюидов с той же степенью эффективности, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении гораздо более долгого времени [3, с. 27]. При бурении на депрессии пластовое давление всегда должно быть выше, чем гидростатическое давление бурового раствора. Гидростатическое давление бурового раствора может быть ниже пластового давления либо потому, что такое давление поддерживается намеренно, либо оно возникает из-за высокого коэффициента аномальности или обусловлено наличием в буровом растворе природного газа, азота или воздуха [2, с. 67]. Независимо от того, является ли состояние депрессии специально заданным или вызванным геологическими условиями, результатом будет приток в скважину пластовых флюидов, которые необходимо вымывать с циркуляцией из скважины и контролировать на поверхности.

Совершенствование инженерной инфраструктуры нефтепромыслов за счет повышения эффективности освоения нефтегазовых месторождений через инновационные методы бурения определяют актуальность рассматриваемой темы. А также в купе той сложной политической и экономической ситуации в которой нефтегазовый сектор функционирует с момента введения первых секторальных санкций в 2014 г. [5, с. 200].

Рассмотрим технологию нефтегазового месторождения на примере Западно-Лекейягинского месторождения и это позволит сделать объективный вывод по применимости рассматриваемой технологии и процессов разработки нефтегазовых залежей. В административном отношении Западно-Лекейягинское месторождение расположено в Архангельской области Ненецкого автономного округа на территории муниципального района Заполярный район. Территория работ относится к району с малоразвитой инфраструктурой, которая представлена в основном нефтяными кустами, немногочисленными коридорами трубопроводов, транспортирующих природные ресурсы от места добычи к местам потребления, и сопутствующими коммуникациями, и строениями. Транспортная сеть представлена тракторными дорогами, зимниками и вдольтрассовыми проездами.

Проектом предусмотрено строительство объектов обустройства в три этапа.

1-й этап

Обустройство кустовой площадки № 1, обустройство площадки одиночной скважины № 69, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемого куста № 1 и скважины № 69 до площадки ЦПС Западно-Лекейягинского нефтяного месторождения. Замер дебита скважины № 69 предусмотрен на площадке куста № 1.

2-й этап

Обустройство кустовой площадки № 2, обустройство площадки одиночной скважины № 62, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемого куста № 2 и скважины № 62 до врезки в нефтегазосборный коллектор, предусмотренный первым этапом строительства. Замер дебита скважины № 62 предусмотрен на площадке куста № 2.

3-й этап

Обустройство кустовых площадок №№ 3, 4, 5, строительство нефтегазосборных трубопроводов от обустраиваемых кустов №№ 3, 4, 5 до площадки ЦПС Западно-Лекейягинского нефтяного месторождения.



Для строительства буровых площадок кустов № 1 и № 2 на Западно-Лекейягинском нефтяном месторождении необходимы земельные участки размерами по 3,9 га. При подсчете площадей земельных участков, необходимых под строительство добывающих скважин с горизонтальным участком ствола и наклонно-направленных нагнетательных скважин на Западно-Лекейягинском нефтяном месторождении были использованы следующие материалы: топографические планы М 1:25 000 и М 1:200 000; проектные решения.

На месторождении принят кустовой метод бурения скважин с расположением кустов, по возможности, вне водоохранных зон, ценных пород леса, с целью минимизации нанесения ущерба природной среде. На рисунке 1 схема месторождения группы ВА3 (Варандей-Адзвинской зоны). На проектируемых кустах скважин размещаются добывающие, нагнетательные, оборудование для добычи, замера давления и расходов продукции добывающих скважин, закачки воды, закачки ингибиторов, технологические трубопроводы.

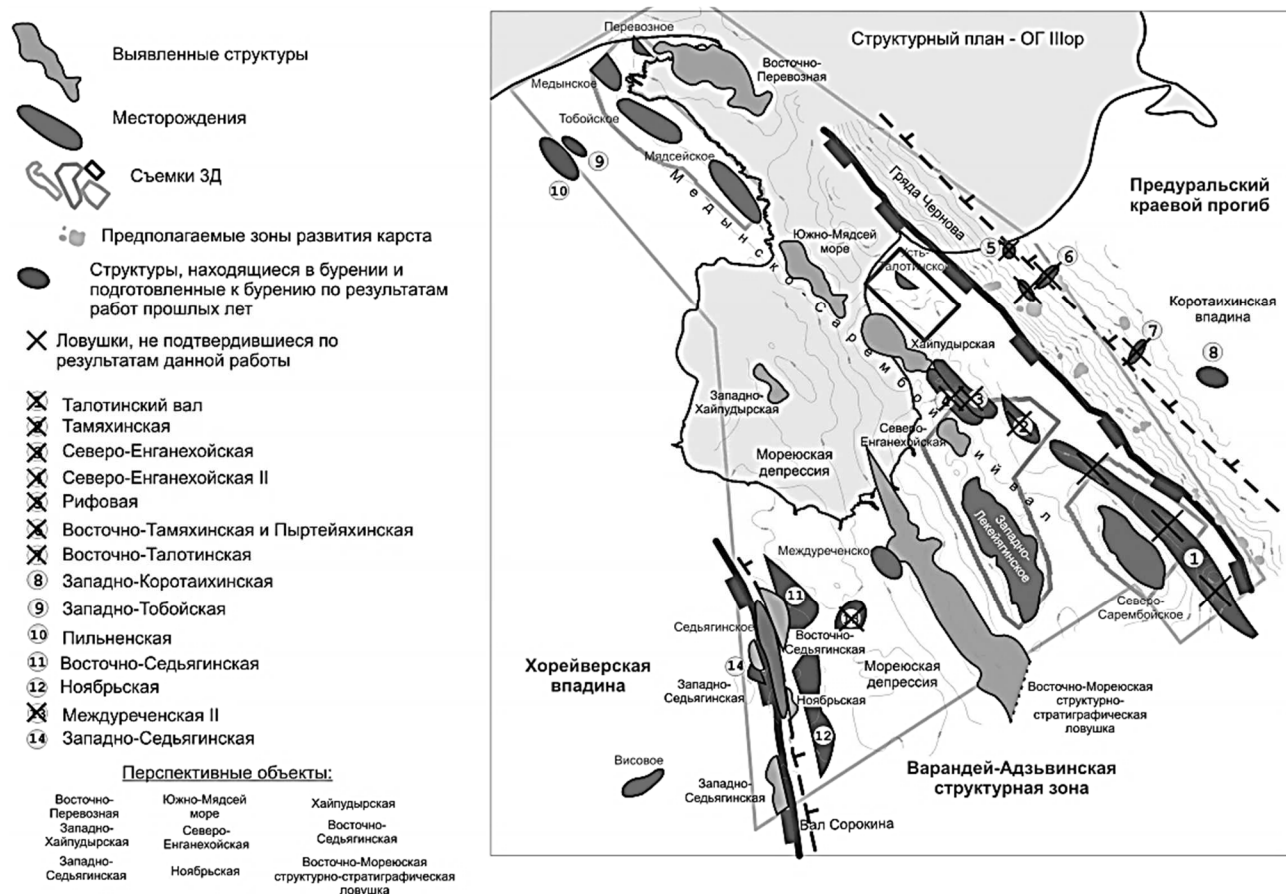


Рисунок 1 – Схема месторождения группы ВА3 (Варандей-Адзвинской зоны)

В соответствии с ВСН 51-3-85/2.38-85, СП 34-116-97 нефтегазопроводы относятся к III классу. По назначению трубопроводы в соответствии с разделом 4 СП 34-116-97 и ВСН 51-3-85/2.38-85, с учетом прокладки по территории распространения вечномерзлых грунтов, принимаются II категории. Категории участков нефтегазопроводов определяются в зависимости от пересекаемой местности в соответствии с таблицей 8 СП 34-116-97 и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Категории участков нефтегазопроводов

Участки нефтегазопроводов	Категории участков нефтегазопроводов
1	2
Узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	II
Узлы линейной запорной арматуры	II
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения до 20 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 50 м в обе стороны от пересечения с ВЛ	II



Окончание таблицы 1

1	2
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения 35 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 50 м в обе стороны от пересечения с ВЛ	I
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения 110 кВ и участки нефтегазопроводов протяженностью 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ.	I
Трубопроводы на участках подхода к ЦПС в пределах 250 м от ограждения	II

В зависимости от категории нефтегазопроводов и их участков назначаются объем неразрушающего контроля сварных соединений и величина испытательного давления.

В объем проектирования объектов технологического назначения по данному проекту входит:

- обустройство площадок кустов скважин №№ 1–5, в том числе обустройство водозаборных скважин на кустовых площадках;
- низконапорные водоводы к кустам скважин №№ 1–5 от насосной станции низкого давления, расположенной на ЦПС;
- узлы линейной запорной арматуры;
- обустройство водозаборных скважин в районе ЦПС и низконапорных водоводов от водозаборных скважин к ЦПС см.665/2012-093.ГП-ИОС 2.1.

Расположение скважин на кустах принято однорядное, расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами по оси НДС 15,0 м, расстояние между водозаборными скважинами принято не менее 250 м (при количестве скважин на кустовой площадке более 2 шт.) Распределение скважин по кустам приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение скважин по кустам

Номер куста	Количество скважин, шт.			
	всего на кусте	в том числе		
		Добывающие**	Нагнетательные*	водозаборные
1	16	10	4*	2
2	24	16	7*	1
3	10	7	2*	1
4	14	10	3*	1
5	19	14	3*	2

Премечания: * Отрабатываются на нефть (метод добычи ЭЦН);

**См. том 665/2012-093.ГП-ИОС7.1.1

На кустовых площадках предусматривается размещение следующего технологического оборудования и сооружений системы ППД: блок насосов высокого давления с приемным коллектором; обогреваемый блок-бокс над водозаборной скважиной размерами 3х3 м; на кустовых площадках трубопроводы и оборудование теплоизолируются с устройством электрообогрева (саморегулирующий кабель).

Климатическое исполнение оборудования наружных установок принято ХЛ1. Для обеспечения электроэнергией электроприёмников месторождения проектом предусматривается строительство на месторождении двух подстанций 35/6 кВ, ПС35/6 кВ «Западно Лекейягская» в районе площадки ЦПС (выполняется отдельным проектом) и ПС35/6кВ «Кустовая» в районе площадки СО в точке Т.3. Для обеспечения электроэнергией электроприёмников кустов нефтяных скважин № 1–5 на каждой кустовой площадке проектом предусмотрена установка распределительного устройства 6 кВ, комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ и НКУ 0,4 кВ в блочно-модульных зданиях.

Суммарные нагрузки по проекту составляют: установленная мощность $P_{уст.} = 19,364$ МВт, расчётная максимальная мощность $P_p = 14,157$ МВт, годовое электропотребление $W_r = 88040,85$ тыс. кВт.ч. Максимальные объёмы потоков транспортируемых продуктов по кустам и одиночным скважинам с указанием расчетного года максимальной суммарной производительности соответствующей нефтегазосборной ветви приведены в таблице 3.

Мероприятия по экономии энергетических ресурсов и повышению энергоэффективности являются приоритетными при проведении проектных работ и в первую очередь рассматриваются такие мероприятия, для осуществления которых не требуется или почти не требуется капитальных вложений.

Эффективное использование энергоресурсов достигается за счет применения современных технологий приемлемых с экологической точки зрения, и способствует повышению качества микроклимата в проектируемых зданиях [4, с. 67].



Таблица 3 – Максимальные объемы потоков транспортируемых продуктов

Параметр	Единица измерения	Куст 1 2026 год	Куст 2 2026 год	Куст 3 2026 год	Скв. 62 2026 год	Скв. 62 2026 год	Куст 4 2026 год	Куст 5 2026 год
Добыча нефти	тыс. т/год	191,0	260,0	191,0	17,5	17,5	211,0	192,0
Добыча газа	млн нм ³	11,79	16,07	11,79	1,07	1,07	13,05	11,86
Газовый фактор	м ³ / м ³	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08	54,08
Обводнение	%	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	46,2	46,2
Закачка воды	тыс. м ³	499	873	374	0	0	266	400

Разработанные мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности можно объединить в две группы:

1 группа – совершенствование технологических процессов, повышающих их энергетическую эффективность, использование теплоизоляционных материалов для оборудования и трубопроводов, отвечающих требованиям экономической целесообразности.

2 группа – мероприятия, снижающие затраты энергетических ресурсов за счет выбора технологического оборудования с высоким КПД, автоматизации и диспетчеризации работы систем, совершенствование их проектных решений.

К первой группе относятся мероприятия по:

- сохранению температуры транспортируемых продуктов за счет применения современных теплоизоляционных материалов;
- использованию современных теплоизоляционных материалов для повышенной теплозащиты наружных ограждающих конструкций проектируемых зданий;
- выбору схемы электроснабжения проектируемых объектов, обеспечивающей безопасность обслуживания, надежность электроснабжения, повышения энергетической эффективности;
- герметизации технологического процесса сбора, транспорта газожидкостной смеси;
- использованию для нефтегазопроводов бесшовных нефтегазопроводных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости (маркой 09Г2С), что позволяет увеличить срок их службы и повысить надежность объектов освоения. При этом цена на такие трубы будет выше, чем на обычную сталь, но на жизненном цикле они себя окупают;
- назначению толщины стенок трубопроводов из условия максимально возможного давления в них с прибавкой на коррозию;
- применение блочного оборудования заводского изготовления, как более надежного в эксплуатации. В качестве нового яркого поставщика такого оборудования можно отметить компанию АО «ОМК». Эта компания разработала и спроектировала свою линейку блочного оборудования, которое сразу было принято нефтяным и сервисным сообществом.

Ко второй группе относятся следующие технические решения, разработанные в проекте:

- применение отопительных приборов с возможностью регулирования температуры поверхности термостатами;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;
- контроль технологического процесса из аппаратурного блока, блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации;
- оснащение приборами учета электроэнергии, с возможностью передачи данных по системе телемеханики в АСТУЭ;
- применение современного технологического оборудования, с высоким коэффициентом КПД;
- использование ящика управления наружным освещением с таймером и фотоэлементом;
- применение для внутреннего освещения энергосберегающих ламп;
- равномерное распределение нагрузки;
- применение конденсаторных установок позволяет обеспечить значительную экономию электроэнергии за счёт компенсации реактивной мощности.

Расчет электрических нагрузок комплектных трансформаторных подстанций показал необходимость установки компенсаторов реактивной мощности, ввиду низкого показателя угла сдвига фаз:

Куст скважин № 1 ($\cos\varphi = 0,85$);

Куст скважин № 2 ($\cos\varphi = 0,85$);

Куст скважин № 3 ($\cos\varphi = 0,84$);

Куст скважин № 4 ($\cos\varphi = 0,85$);

Куст скважин № 5 ($\cos\varphi = 0,85$).

Компенсация реактивной мощности выполнена на шинах 0,4 кВ подстанций 10/0,4 кВ кустовых площадок с помощью автоматизированных фильтрокомпенсирующих конденсаторных установок



(АФКУ-0,4 кВ), устанавливаемых в блок – модуле подстанции. Тип и мощность АФКУ-0,4 кВ, а также расчетный средневзвешенный коэффициент мощности с учетом АФКУ-0,4 кВ на кустах скважин и средствах очистки (СО) представлены в таблице 4. На площадках СО компенсация не предусматривается.

Участок проектируемого строительства расположен за Полярным кругом, на территории Архангельской области, Ненецком автономном округе (НАО), Муниципальное образование «Заполярный район», в северной части Большеземельской тундры, на землях арендованных СПК «Дружба Народов» и СПК «Путь Ильича».

Таблица 4 – Данные по компенсации реактивной мощности на кустах скважин и площадках средств очистки

Наименование куста скважин	Тип АФКУ	Номинальная реактивная мощность, квар	cosφ
Куст № 1	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,96
Куст № 2	АФКУIII-0,4-400-XX-УЗ-IP31	400	0,96
Куст № 3	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,96
Куст № 4	АФКУIII-0,4-400-XX-УЗ-IP31	400	0,96
Куст № 5	АФКУIII-0,4-300-XX-УЗ-IP31	300	0,97
Узлы приема-запуска в точке Т. 1, точке Т. 2	-	-	0,96
Узел приема в точке Т. 3	-	-	0,90
Узлы приема-запуска в точке Т. 4	-	-	0,96

В административном отношении месторождение находится на территории Ненецкого автономного округа. Административный центр округа – г. Нарьян-Мар.

Характеристика мест размещения земельных участков намеченных к строительству объектов приведена в АКТах о выборе земельных участков.

Для каждого участка рассматривалось 2 (иногда – три) варианта выбора земельного участка. Основными принципами при выборе участков являлись:

- наименьшая удаленность от объектов разведочного и эксплуатационного бурения (объекты первой очереди обустройства);
- спокойный рельеф.

Отвод земли под каждую площадку куста в Актах отвода производился с подъездной дорогой. Согласно проектным решениям, каждая кустовая площадка обвалована; для проезда техники через обвалование предусмотрен пандус с покрытием из щебня слоем 0,3 м. В пределах обвалования предусмотрены площадки для стоянки пожарной техники. Категория земель – в основном земли запаса, ранее не использовались.

Земли, передаваемые в долгосрочную аренду, подлежат рекультивации по истечении срока пользования. Земли краткосрочной аренды рекультивируются по окончании строительства.

Технико-экономические показатели объекта проектирования приведены в таблице 5–6.

Таблица 5 – Количество скважин объекта проектирования

Номер куста	Количество скважин, шт.			
	всего на кусте	в том числе		
		добывающие	нагнетательные	водозаборные**
1	16	10	4*	2
2	24	16	7*	1
3	10	7	2*	1
4	14	10	3*	1
5	19	14	3*	2

Премечания: * Отрабатываются на нефть (метод добычи ЭЦН);

**

Таблица 6 – Технико-экономические показатели добычи нефти и газа

Параметр	Единица измерения	Куст 1 2026 год	Куст 2 2026 год	Куст 3 2026 год	Скв. 62 2026 год	Скв. 62 2026 год	Куст 4 2026 год	Куст 5 2026 год
Добыча нефти	тыс. т/год	191,0	260,0	191,0	17,5	17,5	211,0	192,0
Добыча газа	млн м³	11,79	16,07	11,79	1,07	1,07	13,05	11,86



Строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей», $L = 141$ км, $D = 273 \cdot 8$, УПН на Западно-Лекейягинском м/р, энергоцентр «Западно-Лекейягинский» ($N = 18$ МВт), УНРА на Западно-Лекейягинском месторождении, куст поглощения, ВЛ-10 кВ «ПС 6/10 кВ УПН «Варандей» – ПС 10/6 кВ «141 км», Ветро дизельный комплекс для узлов ЗРА. На текущий момент выполнены инженерные изыскания трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей».

Основываясь на представленном анализе схемы освоения месторождения, характеристике геологического строения нефтеносной залежи, а также оцениваемом сроке эксплуатации объекта, экономических параметрах и требовании по дебету для того, чтобы объект показал свою запланированную эффективность правильно применять бурение на депрессию для исследуемого объекта. Применение этого метода как раз нацелено на долгосрочность поддержания заявленных показателей дебита скважин месторождения.

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин – и вертикальных, и наклонно-направленных, и горизонтальных [2, с. 56].

И в сравнении с традиционным или часто применяемым методом бурения большая эффективность как раз видится в части наклонного бурения. С учетом идущих налоговых реформ в нефтегазовом секторе и их последствий для нефтяных компаний и новых вводимых месторождений [6], а также требований и контроля за добычей со стороны государства, использование технологии бурения на депрессии дает явные экономические преимущества.

На Западно-Лекейягинском месторождении нефть добывают из карбонатных трещиноватых коллекторов. В данных условиях продуктивность добычи из скважины зависима от числа природных трещин, вскрытые при бурении. Используя стандартный метод бурения давление жидкости в скважине выше пластового, в связи с чем буровой раствор попадает в трещины пород и частично блокирует поступление нефти в скважину. Проблему поглощения буровой жидкости позволит решить технология «Бурение на депрессии». Бурение скважин на депрессии позволяет:

- минимизировать загрязнение пласта;
- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока, в связи с минимизацией повреждения коллекторов;
- увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорости бурения, в связи со снижением угнетающего давления на забой скважины;
- снизить отрицательное воздействие бурового раствора на его коллекторские свойства.

Технология депрессивного бурения позволяет эффективно поддерживать (регулировать) заданное дифференциальное давление в системе «скважина – пласт», что снижает вероятность поглощения промысловой жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины.

В качестве агента при использовании этой технологии применяют:

- раствор низкой плотности, к примеру, воду или нефть;
- азрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом, природным газом или даже отходящие газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При использовании технологии бурения на депрессии трассы нефтепровода «УПН Западная-Лекейягинская» – Узел 18 НП «ЮХ-Варандей» дебит скважины вырастает в разы. Эффективность этой технологии снижает ее высокая стоимость. Бурение на депрессии не всегда допустимо. К примеру, на истощенных месторождениях (особенно газоконденсатных и газовых), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 4 раз, использование этой технологии возможно с учетом величины коэффициента аномального давления пластов (k_a) в зависимости от глубины. Для $k_a = 0,5-1,0$ минимальная глубина составит примерно 1 км, для $k_a = 1,5$ – не менее 2,5 км, $k_a = 2,0$ – более 4 км.

Применимость бурения на депрессии нужно четко сопоставлять с техническими параметрами объекта разработки, чтобы этот метод дал большую эффективность в отличии от традиционного метода. К сожалению, неустойчивость некоторых призабойных зон приводит к малому предельно допустимому скелетному напряжению, в связи с чем разрешенный уровень депрессии может колебаться в самых широких пределах, а в отдельных случаях – и вовсе являться недопустимым. Последнее относится, прежде всего, к уже истощенным крупным месторождениям (особенно газоконденсатным и газовым), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 3–4 раз. Тем не менее, использование технологии депрессивного бурения возможно и на них – но лишь с учетом величины коэффициента аномального давления пластов (k_a) в зависимости от глубины.

Данную зависимость можно выразить в цифрах следующим образом:

- для $k_a = 0,5-1,0$ – минимальная глубина составит примерно 1 км;
- для $k_a = 1,5$ – не менее 2,5 км;
- для $k_a = 2,0$ – более 4 км.



В настоящее время наиболее распространено бурение на репрессии, когда давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление. Вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2–1,3 т/м³. Бурение на репрессии эффективно на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах. Недостатком является относительно быстрое снижение дебита. За 20 лет продуктивность добычи может снижаться в интервале 5–60 раз из-за быстрого падения скважинной проницаемости забойного пласта (ПЗП). Это происходит при кольматации (закупоривании), независимо от используемого инструмента и типа бурового оборудования.

Для успешного проведения бурения нефтяных скважин №1-5 Западно-Лекейягинского Ненецкого автономного округа, Административный центр округа – г. Нарьян-Мар на депрессии необходимым фактором является обучение персонала для данной технологии или привлечение специализирующейся на таком виде бурения сервисной компании. Считается, что для бурения на депрессии и заканчивания скважин требуется дополнительно 15–20 членов бригады в сравнении со стандартным подходом. Когда бригада будет понимать, чего нужно достичь, работы будут выполняться более качественно, с меньшим числом осложнений и аварий, а, следовательно, более экономически выгодно для нефтяной компании.

Литература

1. Беляева А.П. Перспективы развития мирового рынка нефти // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2016. – Т. 6. – С. 11–15.
2. Бланк И.А. Инвестиционный менеджмент. – М. : Эльга; Ника-Центр, 2016.
3. Ковалев В.В. Финансовый менеджмент: теория и практика. – М. : ТК Велби, изд-во Проспект, 2016. – 1104 с.
4. Крайнова Э.А., Лоповок Г.Б. Техничко-экономическое проектирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности : учебник для вузов. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – 272 с.
5. Лютягин Д.В. Анализ последствий действий секторальных санкций на перспективы развития нефтегазового сектора РФ // Научный Рецензируемый Журнал «Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии». – 2018. – Издание № 1. – Ч. 2. – 200 с.
6. Лютягин Д.В., Забайкин Ю.В. Налоговая реформа в нефтегазовом секторе экономики России – преимущества и недостатки перехода от НДС к НДД // Современная наука: Актуальные проблемы теории и практики, серия Экономика и право. – 2018. – Выпуск № 2.

References

1. Belyaeva A.P. Prospects of the world oil market development // Scientific-methodical electronic journal «Concept». – 2016. – Vol. 6. – P. 11–15.
2. Blank I.A. Investment management. – M. : Elga; Nika-Center, 2016.
3. Kovalev V.V. Financial management: theory and practice. – M. : TK Welby, Prospektov Publishing House, 2016. – 1104 p.
4. Krainova E.A., Lopovok G.B. Technical-economical designing at the enterprises of oil and gas industry: a textbook for the universities. – M. : Publishing Centre of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016. – 272 p.
5. Lutyagin D.V. Analysis of consequences of the sector sanctions actions on prospects of the oil and gas sector development in Russia // Scientific Reviewed Journal «Competitiveness in the global world: economy, science, technology». – 2018. – Publication № 1. – Part 2. – 200 p.
6. Lutyagin D.V., Zabaikin Yu.V. Tax reform in the oil and gas sector of Russian economy – advantages and disadvantages of the MET to NDD transition // Modern science: Actual problems of theory and practice, Economics and law series. – 2018. – Issue № 2.



УДК 622.24.05

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИКИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД РЕЗЦАМИ PDC С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РЕЗАНИЯ-СКАЛЫВАНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ И СОПРОТИВЛЕНИЯ СРЕДЫ



ANALYTICAL STUDY OF THE MECHANICS OF DESTRUCTION OF ROCKS BY PDC CUTTERS TAKING INTO ACCOUNT DYNAMIC PROCESSES OF CUTTING-CHIPING OF ROCK AND MEDIUM RESISTANCE

Нескоромных Вячеслав Васильевич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Технология
и техника разведки месторождений полезных ископаемых»,
Институт горного дела, геологии и геотехнологий,
Сибирский Федеральный Университет
sovair@bk.ru

Чихоткин Алексей Викторович

аспирант,
Китайский геологический университет,
г. Ухань, Китай
vch56@mail.ru

Neskoromnykh Viacheslav Vasilievich

Doctor of Engineering Science,
Professor, Head of department,
Siberian Federal University
sovair@bk.ru

Chikhotkin Alexey Victorovich

Postgraduate Student,
China University of Geoscience,
Wuhan, China
vch56@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается механика разрушения горных пород резцами PDC с учетом динамических процессов резания-скалывания горной породы и сопротивления среды. В данном случае под средой понимается влияние бурового раствора, насыщенного шламом, а также слой уже разрушенной, но еще не удаленной из зоны разрушения породы. В этом случае плотность среды может достигать высокого значения, и с учетом линейной скорости перемещения резцов по забою, а также того, что размеры резцов могут быть достаточно велики (10–25 мм), влияние среды, а также слоя разрушенной, но еще не удаленной из зоны разрушения горной породы может быть существенно. В этом случае возникает необходимость учитывать влияние, как динамических процессов резания-скалывания, так и влияние среды при выполнении расчетов, в том числе при компьютерном моделировании при проектировании параметров буровых инструментов с целью создания долот и буровых головок высоких эксплуатационных качеств.

Annotation. The article discusses the mechanics of rock destruction by PDC cutters taking into account the dynamic processes of cutting-cleaving rocks and environmental resistance. In this case, the medium is understood as the influence of the drilling fluid saturated with sludge, as well as the layer already destroyed, but not yet removed from the rock destruction zone. In this case, the density of the medium can reach a high value, and taking into account the linear speed of movement of the incisors along the face, as well as the fact that the size of the incisors can be quite large (10–25 mm), the influence of the medium, as well as the layer destroyed, but not yet removed from the rock destruction zone can be significant. In this case, it becomes necessary to take into account the influence of both dynamic cutting-chipping processes and the influence of the environment when performing calculations, including computer modeling when designing the parameters of drilling tools in order to create bits and drill heads of high performance.

Ключевые слова: бурение, PDC, буровое долото, разрушение горных пород.

Keywords: drilling, PDC, boring chisel, destruction of rocks.

Современное развитие добывающих отраслей промышленности требует усовершенствования технологии бурения скважин, увеличении механической скорости проходки, проходки на долото, снижение вибрационного режима в процессе бурения в условиях высокой изменчивости физико-механических свойств горных пород [2, 7]. Особенно высоки требования к эксплуатационным параметрам долот при проходке глубоких и протяженных стволов скважин сложного профиля, предназначенных для добычи углеводородного сырья. В таких условиях выбор конструкции долота, схемы резцов и параметры режима бурения имеют большое значение для технико-экономических показателей процесса бурения горных пород.

Резцы PDC (*polycrystalline diamond cutters*) широко используются при бурении горных пород в широком диапазоне разброса параметров горных пород и обладают высокой износостойкостью и работоспособностью [2, 3, 7–13].



Важнейшим параметром работы долота режуще-скалывающего действия является линейная скорость перемещения резца по забою. Ранее рядом авторов рассмотрено влияние на процесс резания-скалывания горной породы линейной скорости резца и других параметров [1–6].

Наиболее известны из работ исследования К.И. Борисова, который провел цикл экспериментальных работ и показал связь сопротивления резанию-скалыванию и глубины образуемой борозды разрушения от линейной скорости перемещения резца по забою [4, 5]. Учитывая, что линейные скорости перемещения резцов размещенных на периферии торца по забою при использовании долот большого диаметра могут достигать высоких значений (до 4–6 м/с), а также то, что такие скорости существенно влияют на сопротивление горной породы разрушению, исследования динамических составляющих механики разрушения горных пород представляется важными [6,7].

Актуальность представленного исследования определяется также тем, что ранее достаточно ограниченно рассматривалось влияние геометрии вооружения бурового инструмента долот с резцами типа PDC с учётом влияния среды, тем более с учётом того, что буровой раствор в призабойной зоне всегда перенасыщен шламом, а значит, его плотность может быть существенно более высокой.

Целью исследования является повышение стойкости долот с резцами PDC, определяющей их ресурс и производительность за счет применения усовершенствованной теории при проектировании долот с учетом динамических особенностей механизма разрушения горных пород и сопротивления среды.

Развитие долотного производства ставит перед исследователями ряд задач, решение которых приводит к более эффективной и экономичной работе долот PDC, что следует из результатов деятельности таких компаний как Smits bits, Varel, Backer Hughes, БУРСЕРВИС, Волгабурмаш и др. [7, 9, 10, 11, 13]. Данные компании активно используют аналитику и результаты аналитических исследований при проектировании новых моделей долот с использованием методик компьютерного моделирования, основанных на методах конечных элементов, таких как IDEAS, i-Drill, Yield Point, SPOT™ и др. [7, 10, 11, 13]. Указанные программы постоянно развиваются и совершенствуются, поскольку в них вводятся новые базовые данные и результаты аналитических исследований, учитывающих сложную механику работы современных долот [7].

На основе выполненных ранее исследований работы поликристаллического алмазного резца PDC можно сделать вывод о том, что в этих работах не учтено влияние динамических процессов, а также влияния среды на процесс работы вооружения буровых долот.

На рисунке 1 дана общая схема работы резца PDC из которой следуют основные аналитические выводы о значениях действующих сил, таких как усилие резания-скалывания горной породы F_p , осевая нагрузка на резец P , сила трения $F_{тр}$, результирующая сила R , реакции горной породы R_B и F_n , а также основные размеры и, в том числе, глубина борозды разрушения h .

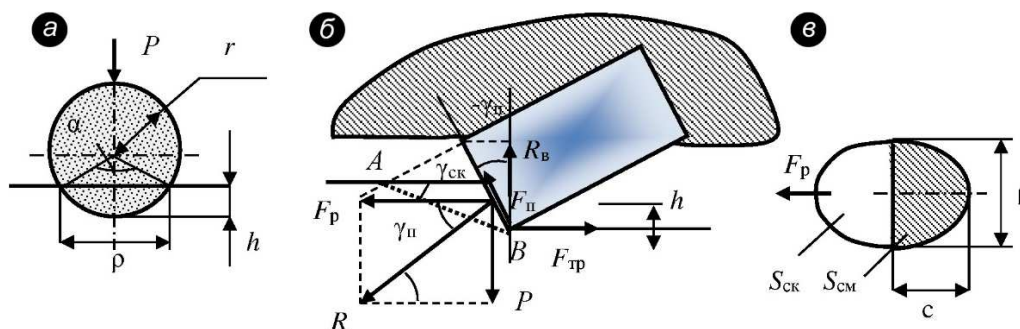


Рисунок 1 – Схема процесса-резания скалывания породы резцом PDC.

а – вид на резец спереди; б – вид на резец сбоку;

в – форма и размеры площадок смятия и скалывания породы резцом PDC цилиндрической формы

Процесс разрушения горной породы сопровождается деформированием породы в ядре сжатия и вокруг ядра. Поэтому при выводе аналитики необходимо учитывать затраты энергии и сил разрушения на процессы деформирования – смещении слоев, частиц горной породы относительно друг друга, которые способны вызывать очень значительные потери энергии разрушения. Это можно сделать через коэффициент внутреннего трения в деформируемых при разрушении слоях горной породы [7].

Для уточнения влияния среды на процесс работы резца рассмотрим рисунок 2.

Из схемы следует, что на плоскость резца, установленного с отрицательным передним углом – γ_n , заглубленного в породу на глубину h и движущегося со скоростью v_p воздействует сопротивление среды – бурового раствора над забоем R_p и, не полностью разрушенной, горной породы R_n .

Исходя из условия, что при установившемся режиме резания-скалывания породы резцом PDC усилие R будет направлено под прямым углом к плоскости резца [6, 7], равнодействующее усилие R , сил резания скалывания F_p , и осевого усилия $P_{ос}$ определим из соотношения:

$$R = \frac{F_p}{\cos \gamma_n} = \frac{P - F_n}{\sin \gamma_n} \tag{1}$$

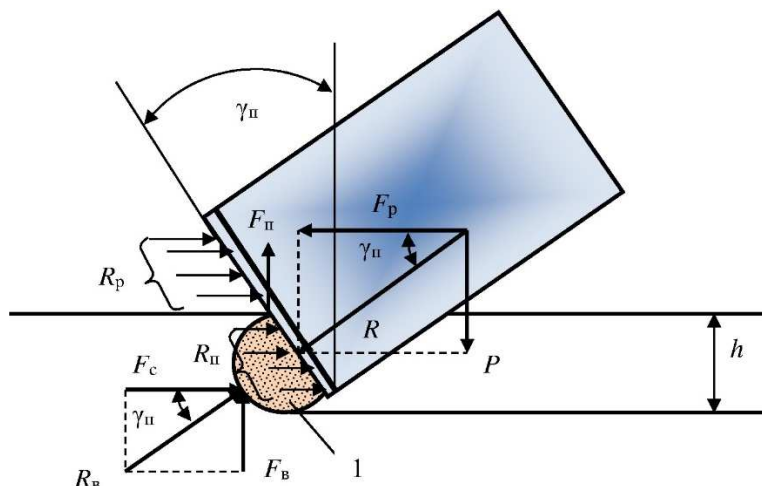


Рисунок 2 – Схема для анализа процесса резания-скалывания горной породы резцом PDC:
1 – ядро сжатия горной породы

Из данной формулы следует, что усилие резания-скалывания породы можно определить из соотношения:

$$F_p = \frac{P - F_n}{\operatorname{tg} \gamma_n}, \tag{2}$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на резец, Н; F_n – усилие, которое направлено вверх из-за влияния сопротивления среды, вследствие скорости напора, воздействующей на переднюю поверхность резца, Н; γ_n – передний гол установки резца, град.

В развернутом виде усилие резания-скалывания породы F_p с учетом реакции среды и затрат усилия на преодоление внутреннего трения будет равно:

$$F_p = S_{ск} \sigma_{ск} \cdot (1 + \operatorname{tg} \varphi) + f (P_{oc} - F_n) + (R_p + R_n), \tag{3}$$

где $S_{ск}$ – площадь площадки скалывания породы на передней грани резца, м²; $\sigma_{ск}$ – предел прочности породы на скалывание, Па; φ – угол внутреннего трения в деформируемом объеме породы на передней грани резца, град; f – коэффициент внешнего трения на контакте поверхности резца с горной породой; R_p, R_n – сопротивление среды (буровой раствор, насыщенный шламом и разрушенную горную породу), через которую движется резец бурового инструмента со скоростью v_p .

Как следует из формулы (3) усилие F_p направленно на процесс деформирования породы, на возникающее при этом, внутреннее трение между частицами породы, на внешнее трение и сопротивление среды (сопротивление перемещению резца с учетом отрицательного угла наклона его), которое создает появление усилие F_n , которое направлено вверх и, таким образом, компенсирует часть осевой нагрузки P на резец.

Таким образом, рост сопротивления среды при бурении будет требовать более значительного осевого усилия на резец для сохранения глубины резания-скалывания горной породы.

Размер площадки скалывания породы $S_{ск}$ рассчитываем, как площадь половины эллипса с полуосями $0,5r$ и AB в соответствии со схемой на рисунке 1:

$$S_{ск} = 0,5 \pi r AB = 0,5 \pi \sqrt{dh} \frac{h}{\sin \gamma_{ск}}, \tag{4}$$

где d – диаметр резца, м; h – глубина внедрения резца в породу, м; $\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы на передней грани резца, град.

После подстановки полученной формулы в формулу (3) определим усилие резание-скалывания породы резцом, с учетом возможности установки резца (см. рис. 2) с поворотом в направлении резания-скалывания породы φ_p (фронтальный угол резания):

$$F_p = \frac{\pi \sigma_{ск} h \sqrt{dh}}{\sin \gamma_n} \cos \varphi_p (1 + \operatorname{tg} \varphi) + f (P_{oc} - F_n) + (R_p + R_n), \tag{5}$$

Усилия R_p и R_n определим исходя из фундаментальных зависимостей Бернулли и уравнения Навье-Стокса. Для нашего случая эти выражения будут выглядеть следующим образом:

$$R_p = 0,5 v_p^2 \rho_p S_1 C_c; \tag{6}$$



$$R_n = 0,5v_p^2 \rho_n S_2 C_c, \tag{7}$$

где S_1 и S_2 – площади частей торца резца, взаимодействующие с буровым раствором (выше линии заглубления резца) и разрушаемой горной породой (ниже линии заглубления резца), соответственно, м²; C_c – коэффициент сопротивления со стороны резца, определяемый формой плоскости резца (ориентировочно для плоского 1, для круглого выпуклого 0,5, для вогнутого по дуге окружности 1,5); ρ_p, ρ_n – весовая плотность бурового раствора, насыщенного шламом и разрушаемой горной породы, Н/м³.

Для упрощения формулы (5) и дальнейших выводов из нее, а также инженерных расчетов, целесообразно реакции R_p и R_n сопротивлений представить как единую силу, определяющую сопротивление среды со стороны передней грани резца $R_c = R_p + R_n$. С этой целью в расчетах можно использовать следующую зависимость:

$$R_c = 0,5v_p^2 \rho_c S C_c, \tag{8}$$

где ρ_c – весовая плотность среды с учетом плотности бурового раствора, насыщенного шламом из зоны разрушения и разрушаемой горной породы, Н/м³; S – площадь резца или его проекции на линию резания, если угол резания φ_r не равен нулю, а составляет угол более 0 градусов (обычно не более 5–10°).

Весовая плотность среды ρ_c определяется как средняя величина таких значений как плотность бурового раствора, насыщенного шламом – 11–12 кН/м³ и плотности разрушаемой горной породы – 20–25 кН/м³. Таким образом, ориентировочно ρ_c может составлять величину 14–18 кН/м³.

Усилие F_n в формуле (5) найдем как проекцию на вертикальную линию усилия R_c с учетом того, что усилие R_c проецируется сначала на плоскость резца, установленную под углом $(-\gamma_n)$, а затем уже на вертикальную линию (рис. 3).

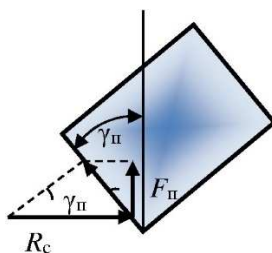


Рисунок 3 – Схема к процессу работы резца PDC

В этом случае усилие F_n будет равно:

$$F_n = 0,5v_p^2 \rho_c S C_c \sin \gamma_n \cos \gamma_n. \tag{9}$$

Проведя математические преобразования известных формул, например, представив площадь резца $S = 0,25\pi d^2$ выражение (5) получит следующий вид:

$$F_p = \frac{\pi \sigma_{ск} h \sqrt{dh}}{\sin \gamma_n} \cos \varphi_p (1 + \operatorname{tg} \varphi) + f(P_{oc} - 0,125v_p^2 \rho_c \pi d^2 C_c \sin \gamma_n \cos \gamma_n) + 0,125v_p^2 \rho_c \pi d^2 C_c \cos \gamma_n. \tag{10}$$

Для упрощения восприятия формулу (10) представим несколько иначе:

$$F_p = \frac{\pi \sigma_{ск} h \sqrt{dh}}{\sin \gamma_n} \cos \varphi_p (1 + \operatorname{tg} \varphi) + f(P_{oc} - A \sin \gamma_n) + A, \tag{11}$$

где $A = 0,125v_p^2 \rho_c \pi d^2 C_c \cos \gamma_n$.

Какова величина компенсационной силы F_n , вызванной сопротивлением среды?

Для долота, оснащенного резцами PDC диаметром 15 мм при плотности среды $\rho_c = 15$ кН/м³, линейной скорости 2 м/с и переднем угле 20°, F_n , воздействующая на один резец будет равна 1,7 Н, при $v_p = 3$ м/с – 3,8 Н, при $v_p = 5$ м/с – 10,5 Н.

Если плотность среды принять равной 20 кН/м³, то значения усилия F_n , воздействующая на один резец возрастут до 2,3; 5,1 и 14 Н соответственно при линейной скорости 2 м/с.

Таким образом, для долота, оснащенного 40 резцами, в первом случае компенсационная сила F_n будет равна 68 Н, 152 Н и 420 Н при линейной скорости 2 м/с.

Если линейная скорость будет 2 м/с, но плотность среды 20 кН/м³, то усилия воздействия на инструмент в направлении компенсации осевого усилия будут равны 92, 204 и 560 Н соответственно.



Наиболее существенное влияние на рост усилия F_n оказывает линейная скорость перемещения резца по забою. Например, если линейная скорость составит 3 м/с, то при плотности среды 15 кН/м³ усилие F_n будет равно 153, 342 и 945 Н. При плотности среды 2 кН/м³ компенсационная сила существенно возрастет до 207, 459 и 1260 Н соответственно.

При линейной скорости v_p равной 5 м/с, сила F_n будет равна 425, 950 и 2625 Н при плотности среды 15 кН/м³.

Отсюда следует вывод, что величина компенсационного усилия велика и способна оказывать влияние на глубину резания-скалывания породы, особенно при высоком значении линейной скорости v_p , плотности среды и значительного числа резцов на торце долота, имеющих высокое значение отрицательного переднего угла.

Используя ранее полученное выражение (2) для расчета F_p можно определить глубину резания-скалывания породы h из равенства полученных формул (2) и (10).

Глубина резания-скалывания будет равна:

$$h = \sqrt[2]{\left\{ \frac{[(P_{oc} - A \sin \gamma_n)(1 + f \operatorname{tg} \gamma_n) + A t g \gamma_n] \sin \gamma_{ck}}{\pi \sigma_{ck} \sqrt{d} \operatorname{tg} \gamma_n \cos \varphi_p (1 + \operatorname{tg} \varphi)} \right\}^3}, \tag{12}$$

где $A = 0,125 v_p^2 \rho_c \pi d^2 C_c \cos \gamma_n$.

Из полученной формулы следует ряд важных выводов о влиянии на глубину резания-скалывания породы резцом PDC таких параметров, как:

- передний угол резца γ_n ;
- угол поворота резца относительно направления резания-скалывания породы φ ;
- скорости резания-скалывания породы, определяемой как линейная скорость резца на забое скважины v_p^2 .

Как следует из формулы (12) повышение переднего отрицательного угла γ_n приводит к снижению глубины резания-скалывания породы за счет компенсации части осевого усилия реакцией среды (разрушаемой горной породы и бурового раствора, насыщенного образующимся шламом). Повышение угла поворота резца φ приводит к увеличению глубины резания-скалывания h , так как снижается сопротивление резанию-скалыванию породы из-за уменьшения ширины борозды разрушения. Увеличение диаметра резца d снижает глубину резания-скалывания породы h .

Важным и новым в формуле (12) является рассмотрение влияния линейной скорости резания-скалывания на глубину борозды разрушения.

Полученная зависимость (12) может использоваться при проектировании буровых долот с резцами PDC, для которых важным условием равномерного изнашивания резцов является равномерность резания-скалывания всеми резцами, расположенными в разных точках торцевой поверхности долота [6, 7]. Например, поскольку известно, что скорость перемещения резца при резании-скалывании породы существенно влияет на глубину его внедрения, можно с учетом полученной аналитической зависимости (12) определить рациональную схему установки резцов на торце долота.

Линейная скорость резания-скалывания в зависимости от радиуса r траектории резца (рис. 4), размещенного на торце долота и частоты вращения долота ω определяется выражением:

$$v_n = 2\pi \omega r. \tag{13}$$

На рисунке 4 показаны схемы распределения скоростей резания-скалывания резцами долота и установки резцов на торце долота.

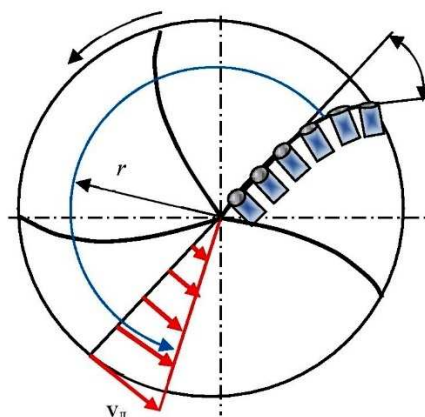


Рисунок 4 – Схема установки резцов на торце долота с учетом скоростей резания-скалывания породы



Из приведенных зависимости и схем следует, что если линейная скорость в центральной точке торца долота равна нулю, то, например, для долота диаметром 190,5 мм (0,1905 м) при частоте вращения долота 300 мин^{-1} (5 с^{-1}) линейная скорость резца, размещенного на внешнем радиусе торца долота, будет равна 3 м/с.

Если диаметр долота 250,8 мм (0,2508 м), то при том же значении частоты вращения линейная скорость будет равна около 4 м/с.

В результате такого распределения скоростей резания-скалывания резцы долота, размещенные ближе к наружному диаметру, будут иметь меньшее заглубление в породу, что следует из формулы (12), чем резцы, размещенные ближе к центру торца долота, так как испытывают повышенное сопротивление резанию-скалыванию породы, которое, как известно, растет с увеличением линейной скорости перемещения резца. Таким образом, можно отметить на первый взгляд парадоксальный факт: резцы долота, размещенные на различных линиях резания-скалывания, осуществляя разрушение одной и той же горной породы, испытывают различное сопротивление резанию-скалыванию.

Для решения задачи выравнивания условий и глубины резания-скалывания породы, когда все резцы на торце долота будут работать в условиях равного сопротивления резанию-скалыванию, при их расстановке на торце долота целесообразно использовать следующие общие технические предложения, которые следуют из формулы (12):

- диаметр резцов может уменьшаться (при равной величине выпуска резцов) в направлении от центра торца к его периферии;
- возможно активное варьирование величиной переднего угла для выравнивания глубиной равновесного резания-скалывания горной породы;
- угол поворота резца φ_r может изменяться в пределах $0-10^\circ$ и увеличиваться в направлении от центра к периферии торца.

При этом важны следующие рекомендации при выборе схемы установки резцов.

Передний отрицательный угол γ_n может снижаться только до нулевого значения и не переходить в область положительных значений, так как это негативно скажется на стойкости резцов, особенно при бурении твердых, трещиноватых горных пород, горных пород с включением более твердых обломков, конгломератов и брекчий вследствие повышения динамического характера разрушения породы, поскольку величина ударного импульса, воспринимаемого резцом, пропорциональна косинусу переднего угла установки резца ($\cos \gamma_n$), а значит, по мере повышения переднего угла вероятность скола резца при ударе о борт трещины или твердое включение в породе снижается.

При проектировании долота следует учитывать такие важные обстоятельства, как тип горной породы и планируемый режим частоты вращения, для которого проектируется долото. В качестве параметра, характеризующего буримость горных пород, следует определить сопротивление горной породы на резание-скалывание при различных значениях скорости приложения разрушающего усилия или усилия резания-скалывания породы [6, 7].

Подтверждением связи линейной скорости резания-скалывания породы с глубиной формируемой борозды разрушения могут быть результаты опытного бурения различными типами бурового инструмента [7].

Например, результаты бурения долотом PDC песчаника показали следующую модель, полученную обработкой данных по методике полного факторного эксперимента:

$$h_{об} = 0,82 + 0,63P - 0,072\omega - 0,05 P\omega, \quad (14)$$

где P – осевая нагрузка на долото; ω – частота вращения долота.

Из формулы следует (14) следует, что рост частоты вращения ω снижает углубление за один оборот инструмента на забое скважины.

Выводы

1. Получена зависимость расчета глубины резания-скалывания горной породы резцами типа PDC с учетом линейной скорости перемещения резца и влияния не только разрушаемой горной породы, но среды, а именно сопротивления со стороны бурового раствора насыщенного шламом и разрушенной горной породы, находящейся перед резцом.

2. Расчеты показывают, что сопротивление среды может быть значительным и приводит к уменьшению глубины борозды разрушения горной породы.

3. Поскольку резцы, расположенные на торце долота имеют различную линейную скорость в зависимости от места их расположения относительно центра торца, при проектировании вооружения бурового инструмента важно учитывать сопротивление для каждой группы резцов для выравнивания действующих сопротивлений на резцы, что обеспечит более равномерное нагружение и напряжения в материале резцов, а значит и более высокий ресурс.



4. Полученная аналитическая база может использоваться при проектировании долот с целью получения более совершенных конструкций бурового инструмента.

Литература

1. Башкатов Д.Н. Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 3. – С. 21–24.
2. Новый взгляд на режущие элементы буровых долот / А. Бессон [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 202. – 26 с.
3. Сверхтвердые материалы в геологоразведочном инструменте / Р.К. Богданов, А.П. Загора, А.М. Исонкин [и др.]. – Екатеринбург : изд-во УГГГА, 2003. – 138 с.
4. Борисов К.И. Научный метод оценки эффективности процессов динамического разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия : дисс. ... д-ра наук по специальности 25.00.14. – Технология и техника геологоразведочных работ. – Томск, 2012. – 197 с.
5. Борисов К.И. Современные методы оценки сопротивления горных пород резанию-скалыванию при бурении долотами PDC : монография. – ТПУ, 2013. – 166 с.
6. Нескромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 191–195.
7. Нескромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин : учебное пособие. – М. : ИНФРА-М; Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. – 336 с.
8. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях / Н.В. Соловьев [и др.]. – М. : Изд-во ВНИИОЭНГ, 1997. – 329 с.
9. ОАО «Волгабурмаш»: надежный сервис для любых условий бурения [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. – 2013. – № 6. – URL : <http://www.burneft.ru/archive/issues/2013-06/5>
10. Varel International. Каталог продукции [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.varelintl.com/ru/Oil-and-Gas/PDC-Drill-Bits/>
11. Product Catalog. Smith Bits. A Schlumberger Company. 17-BDT-310907 Copyright 2018 Schlumberger. All rights reserved.
12. Saksala T. 3D numerical modelling of bit-rock fracture mechanisms in percussive drilling with a multiplebutton bit // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2013. – P. 309–324.
13. Smith. Каталог продукции. – С. 24–30.

References

1. Bashkatov D.N. Justification of the cutter installation angle in the blade type bits // Petroleum engineer. – 2010. – № 3. – P. 21–24.
2. New look at the drilling bit cutting elements / A. Besson [et al.] // Oil-gas review. – 202. – 26 p.
3. Superhard materials in an exploration tool (in Russian) / R.K. Bogdanov, A.P. Zakora, A.M. Isonkin [et al.]. – Yekaterinburg : edition of UGGGA, 2003. – 138 p.
4. Borisov K.I. Scientific method of estimation of efficiency of processes of dynamic destruction of rocks at well drilling by modern tools of cutting and slitting action: Dissertation for a scientific degree of the doctor of sciences on a speciality 25.00.14. – Technology and technique of prospecting works. – Tomsk, 2012. – 197 p.
5. Borisov K.I. Modern methods of estimation of resistance of rocks to cutting-sliding at drilling by PDC bits : a monograph. – TPU, 2013. – 166 p.
6. Neskromnykh V.V., Borisov K.I. Analytical study of rock cutting and slipping with PDC bits // Izvestia Tomsk Polytechnic University. – 2013. – V. 323. – № 1. – P. 191–195.
7. Neskromnykh V.V. Destruction of rocks at well drilling : a textbook. – M. : INFRA-M; Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2015. – 336 p.
8. Resource-saving technology of diamond drilling in complex geological conditions / N.V. Soloviev [et al.]. – M. : VNIIOENG Publishing House, 1997. – 329 p.
9. OJSC Volgaburmash: reliable service for any drilling conditions [Electronic resource] // Drilling and oil. – 2013. – № 6. – URL : <http://www.burneft.ru/archive/issues/2013-06/5-06/5>
10. Varel International. Product catalog [Electronic resource]. – URL : <http://www.varelintl.com/ru/Oil-and-Gas/PDC-Drill-Bits/>
11. Product Catalog. Smith Bits. A Schlumberger Company. 17-BDT-310907 Copyright 2018 Schlumberger. All rights reserved.
12. Saksala T. 3D numerical modelling of bit-rock fracture mechanisms in percussive drilling with a multiplebutton bit // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2013. – P. 309–324.
13. 13. Smith. Product Catalogue. – P. 24–30.



УДК 622

УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ ФИЛЬТРАТА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА



MANAGING OF DRILLING FLUID FILTRATE PROPERTIES TO PRESERVE FILTRATION PROPERTIES OF RESERVOIR

Нечаева Ольга Александровна

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

Никитин Василий Игоревич

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
nikitin@list.ru

Фесенко Наталия Александровна

магистрант кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
fesenkona@inbox.ru

Аннотация. В данной статье произведен анализ свойств фильтратов буровых промывочных жидкостей на водной основе, применяемых при вскрытии продуктивных пластов. При контакте фильтрата в поровом пространстве пласта с пластовым флюидом возникает снижение исходной проницаемости. Изменение свойств фильтрата может способствовать сохранению фильтрационных свойств пласта. Исследуемыми параметрами фильтрата являются динамическая вязкость и поверхностное натяжение.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, межфазное натяжение, вязкость.

Nechaeva Olga Aleksandrovna

Ph.D., Associate Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nechaevaola@gmail.com

Nikitin Vasilii Igorevich

Ph.D., Associate Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nikitin@list.ru

Fesenko Nataliya Aleksandrovna

Master's Degree Student
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
fesenkona@inbox.ru

Annotation. This article analyzes the properties of filtrates of drilling fluids, water-based, used in the opening of reservoirs. Upon contact of the filtrate in the pore space of the formation with the formation fluid, a decrease in the initial permeability occurs. Changing the properties of the filtrate can help preserve the filtration properties of the formation. The studied filtrate parameters are dynamic viscosity and surface tension.

Keywords: drilling fluid, flushing fluid, filtrate, permeability, interfacial tension, viscosity.

Физико-химическое воздействие буровой промывочной жидкости на пласт влияет на состояние призабойной зоны пласта при первичном вскрытии, образуя зону с пониженной по сравнению с естественной, проницаемостью, что в свою очередь может негативно повлиять на дальнейшую эксплуатацию скважины [1].

Как правило, проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается из-за проникновения твердой фазы промывочной жидкости и её фильтрата в результате репрессии. Также с точки зрения негативного влияния на призабойную зону двойственный характер несет образование фильтрационной корки и зоны кольматации твердыми частицами. В одном случае, фильтрационная корка и поровое пространство, заполненное дисперсной фазой, снижают зону проникновения фильтрата промывочной жидкости, но в другом, при неполном их извлечении возможна значительная потеря проницаемости в призабойной зоне продуктивного пласта. Поэтому очень важно при выборе рецептуры буровой промывочной жидкости уделять внимание управлению параметрами корки, такими как толщина, структура и динамика нарастания, а также её проницаемость [2].

На процесс фильтрации в поровом пространстве влияют свойства фильтрата буровой промывочной жидкости, такие как плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если детально рассматривать влияние каждого из параметров, то можно сделать выводы о том, что плотность фильтрата буровой промывочной жидкости на водной основе всегда близка к плотности воды, и выше плотности



нефти, поэтому управление данным параметром не является значимым. На основании анализа уравнений двухфазной фильтрации можно оценить влияние вязкости фильтрата на глубину его проникновения [3]. Если сравнивать вязкости фильтратов буровых промывочных жидкостей на водной основе, то наибольшей вязкостью обладают фильтраты полимерных систем. В отличие от плотности, вязкость фильтрата может значительно отличаться от вязкости воды (рис. 1.). Также следует отметить, что вязкость фильтрата в значительной степени зависит от температуры (рис. 2.), поэтому исследования необходимо проводить при пластовых температурах. При проведении анализа по возможности регулирования вязкостью фильтрата при помощи изменения пластической вязкости буровой промывочной жидкости, было установлено, что в общем случае корреляционная связь между этими параметрами не высокая (рис. 3.). Есть предположение, что для некоторых типов промывочных систем вязкость фильтрата и пластическая вязкость жидкости могут иметь более сильную корреляционную зависимость, чего нельзя сказать в обобщенном случае, применимо ко всем жидкостям.

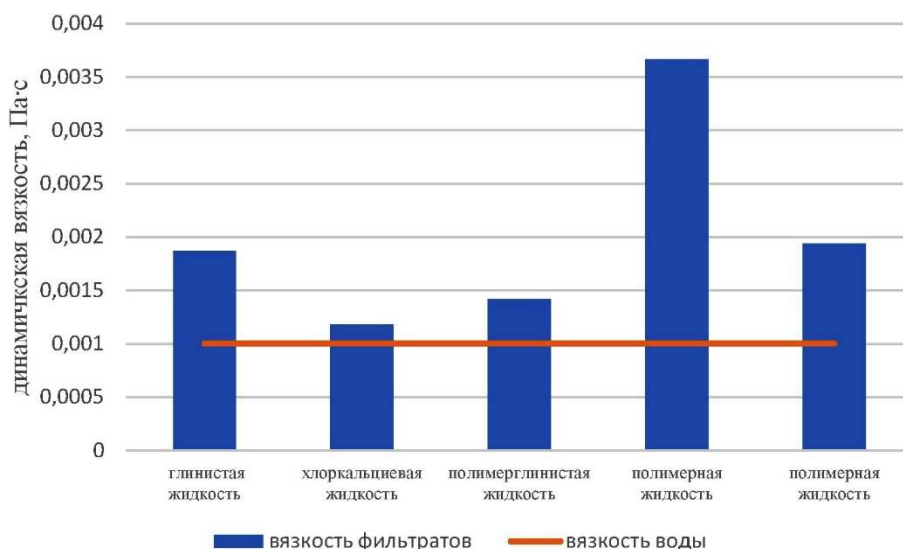


Рисунок 1 – Сравнение вязкости фильтратов буровых промывочных систем с вязкостью воды, при 20 °C

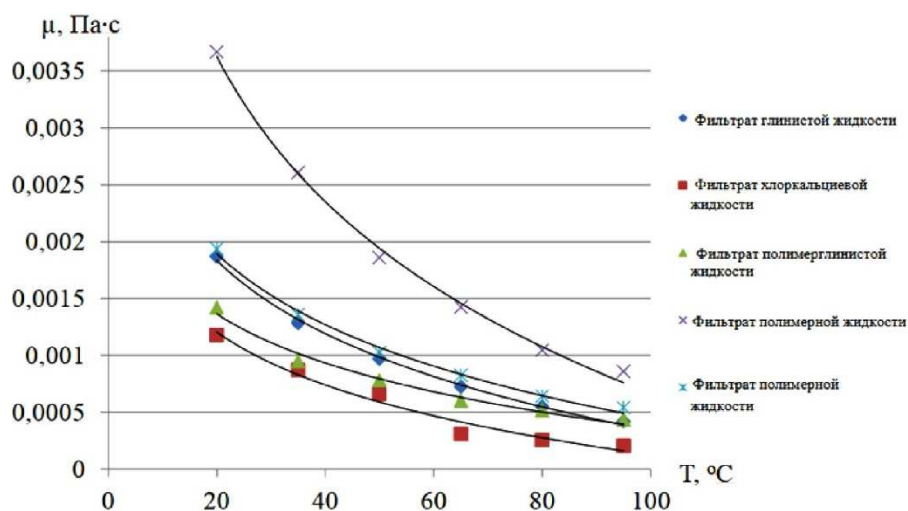


Рисунок 2 – Зависимость динамической вязкости фильтрата промывочной жидкости от температуры

Химическое взаимодействие фильтрата буровых промывочных жидкостей с пластовым флюидом может быть зафиксировано при помощи измерения относительной фазовой проницаемости (ОФП). Определение относительной фазовой проницаемости для фильтрата и нефти является трудоёмкой задачей в связи с необходимостью использования специализированного оборудования и в связи с несовершенством измерительных и расчетных методов.

Для определения ОФП применяются прямые и косвенные методы. К прямым относятся лабораторные методы: стационарной (установившейся) фильтрации и вытеснения. К косвенным: расчетные методы по кривым капиллярного давления, по промысловым данным, по данным геофизических



исследований скважин. Наиболее достоверны прямые лабораторные методы определения ОФП. В результате этих исследований получают кривые ОФП. В методе стационарной фильтрации, определение коэффициентов фазовых проницаемостей проводится при совместном течении двух фаз при разном процентном соотношении фаз. При этом наиболее достоверная картина ОФП получается при увеличении экспериментальных точек, что значительно увеличивает трудоёмкость эксперимента. Среди косвенных методов наибольшее применение нашёл метод расчета ОФП по кривым капиллярного давления. Также расчетные методы могут с некоторой точностью производить расчет моделей ОФП [4]. На характер экспериментальных кривых ОФП помимо структуры порового пространства оказывают влияние также ряд других факторов: поверхностное и межфазное натяжения; гидрофобность коллектора, температура; скорость фильтрации; изменение направления насыщения [5].

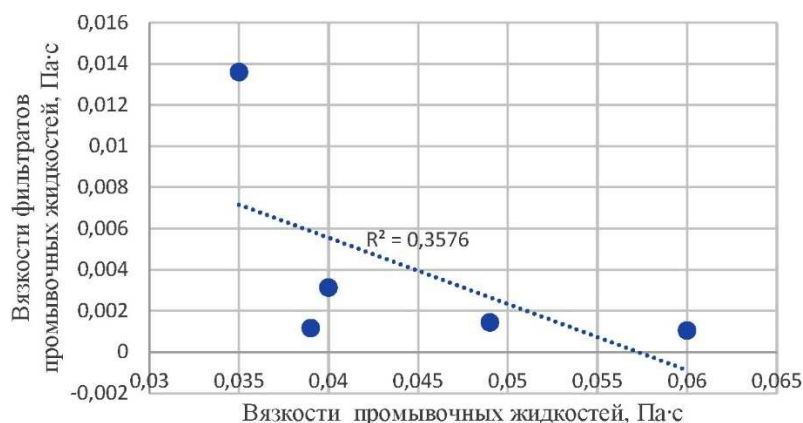


Рисунок 3 – Зависимость плотности фильтрата промывочной жидкости от температуры

В результате проведённых исследований можно определить перспективное направление для повышения качества вскрытия пластов – управление свойствами фильтрата жидкости вскрытия продуктивного пласта. Из важнейших свойств, подлежащих оптимизации выделяется вязкость фильтрата и поверхностное натяжение. Так как управление вязкостью фильтрата неизбежно приведёт к изменению пластической вязкости и фильтратоотдачи, то наиболее перспективным является применение специальных химических реагентов для снижения поверхностного натяжения. Снижение поверхностного натяжения фильтрата приводит к снижению капиллярного давления, что благоприятно влияет на восстановление проницаемости призабойной зоны после первичного вскрытия. Данный факт подтверждается экспериментально.

Литература

1. Никитин В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 40–42.
2. Никитин В.И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путём анализа кривой фильтрационного процесса // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 48–50.
3. Никитин В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 48–50.
4. Хасанов М.М. Об использовании априорной информации при определении фазовых проницаемостей по данным нестационарных исследований / М.М. Хасанов, С.А. Кондаратцев, Н.Т. Карачурин // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8–10. – С. 12–15.
5. Тимашев Э.О. Исследования влияния смачиваемости порового пространства карбонатных пластов месторождений Самарской области на коэффициент вытеснения нефти водой / Э.О. Тимашев, Е.С. Калинин, П.В. Павлов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 39–41.

References

1. Nikitin V.I. Dynamics of filtrate invasion of water-based drilling flushing systems into the formation / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2017. – № 11. – P. 40–42.
2. Nikitin V.I. Determination of the permeability of the mud cake by analyzing the curve of the filtration process // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 10. – P. 48–50.
3. Nikitin V.I. Application of the design criterion for the choice of the reservoir fluid / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva O.A. Nechaeva // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 6. – P. 48–50.
4. Hasanov M.M. On the use of a priori information in determining phase permeabilities according to non-stationary studies / M.M. Hasanov, S.A. Kondatsev, N.T. Karachurin // Oil field. – 1995. – № 8–10. – P. 12–15.
5. Timashev E.O. Studies of the influence of the wettability of the pore space of carbonate formations of deposits of the Samara region on the coefficient of oil displacement by water / E.O. Timashev, E.S. Kalinin, P.V. Pavlov // Oil industry. – 2011 – № 5. – P. 39–41.



УДК 622

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НАСЫЩЕННОСТИ ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА



DETERMINATION OF RESIDUAL FILTRATE SATURATION OF DRILLING FLUSHING FLUID IN THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Никитин Василий Игоревич

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
nikitin@list.ru

Милькова Светлана Юрьевна

старший преподаватель кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
milkova2109@yandex.ru

Мясников Дмитрий Юрьевич

магистрант кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
Dmitryi.myasnikov.87@mail.ru

Аннотация. В данной статье обсуждается план эксперимента по определению насыщенности фильтратом бурового раствора горной породы. Проникновение фильтрата в пласт снижает его исходную проницаемость. При проектировании промывочной жидкости можно учитывать насыщенность призабойной зоны её фильтратом промывочной жидкости. Путём выбора промывочной жидкости с учётом данного параметра можно способствовать сохранению исходной проницаемости пласта.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, керн, насыщенность.

Nikitin Vasily Igorevich

Ph.D., Associate Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
nikitin@list.ru

Milkova Svetlana Yurievna

Professor
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
milkova2109@yandex.ru

Myasnikov Dmitriy Yurievich

Master's Degree Student
of Department «Drilling oil and gas wells»,
Samara State Technical University
Dmitryi.myasnikov.87@mail.ru

Annotation. This article discusses an experimental design for determining the mud filtrate saturation of a rock. The penetration of the filtrate into the reservoir reduces its initial permeability. When designing a flushing fluid, it is possible to take into account the saturation of the bottomhole zone with its filtrate of flushing fluid. By choosing a flushing fluid with this parameter in mind, it is possible to maintain the initial permeability of the formation.

Keywords: drilling fluid, flushing fluid, filtrate, permeability, core-sample, saturation.

При вскрытии продуктивных пластов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе происходит процесс проникновения фильтрата в нефтенасыщенный пласт. При этом отмечается снижение проницаемости призабойной зоны для нефти в процессе дальнейшей добычи. Установлено, что для буровых промывочных жидкостей с различной рецептурой коэффициент восстановления проницаемости может значительно отличаться. В результате серии исследований было установлено, что одними из значимых параметров, влияющих на восстановление проницаемости, являются радиус проникновения фильтрата в пласт, насыщенность фильтратом призабойной зоны пласта [1, 2]. Основными параметрами жидкостей, влияющими на насыщенность и радиус проникновения, являются их вязкости и поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

В результате проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт, в процессе возобновления притока нефти, фиксируется проницаемость ниже исходной. Помимо изменения смачиваемости коллектора на показатель восстановления проницаемости влияет снижение эффективной пористости за счет перекрытия пор водной фазой. При этом, доказано, что особенно высокая потеря проницаемости и эффективной пористости при фильтрации нефти отмечается в слабопроницаемых породах с малым размером пор, то есть в коллекторах капиллярного типа. Физически это можно аргументировать высоким капиллярным давлением, так как оно обратно пропорционально радиусу пор. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что при проектировании и тестировании жидкостей вскрытия продуктивных пластов полезной информацией будет насыщенность фильтратом буровой



промывочной жидкости горной породы после возобновления притока нефти, которую можно называть остаточной насыщенностью. В результате экспериментов доказано, что показатель остаточной насыщенности фильтратом имеет связь с восстановлением проницаемости пласта при добыче нефти.

Анализ литературных источников и технической документации показал, что не существует комплексной методики по проведению эксперимента по определению остаточной насыщенности фильтратом. Существующие отраслевые стандарты не могут быть актуально применены к задаче о проникновении фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт [3, 4]. Также со времени выхода данных стандартов, отчасти касающихся данной тематики, техническое оснащение фильтрационного лабораторного оборудования претерпело значительное усовершенствование. Таким образом, устаревшие источники не могут полноценно быть использованы при проведении экспериментов по фильтрации. Следует отметить ещё один важный момент, что фильтрация самого бурового раствора на современных фильтрационных установках не будет моделировать действительный процесс проникновения фильтрата в пласт, так из-за особенностей оборудования слишком большие погрешности будут возникать из-за наличия в буровом растворе твердой фазы. Поэтому ставится дополнительная задача об отборе самого фильтрата буровой промывочной жидкости.

При разработке методики проведения эксперимента по определению остаточной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости образцов натурального керна следует выделить следующие ключевые этапы:

- 1) подготовка керна материала;
- 2) отбор фильтрата буровой промывочной жидкости;
- 3) подготовка фильтрующихся жидкостей;
- 4) насыщение керна нефтью;
- 5) моделирование проникновения фильтрата в пласт;
- 6) возобновление притока нефти;
- 7) измерение остаточной насыщенности фильтратом.

Подготовка керна материала включает в себя экстрагирование керна, создание связанной пластовой воды. Подготовка фильтрующихся жидкостей включает процесс дегазации нефти и фильтрата с выдержкой при необходимой температуре. Процесс отбора фильтрата из буровой промывочной жидкости также является нетривиальной задачей. Как правило жидкости вскрытия продуктивных пластов имеют не высокий показатель фильтрации 2–7 см³/30 мин. при стандартном давлении фильтр-пресса в 100 psi (0,7 МПа). Поэтому в целях экономии времени можно ускорить процесс несколькими способами: используя несколько фильтр-прессов одновременно; используя фильтр-прессы более высокого давления; использование вакуумного насоса. Второй из предложенных способов повышения скорости отбора фильтрата может подлежать критике, так как при давлении, превышающем давление репрессии, может быть изменена концентрация химических соединений, входящих в фильтрат буровой промывочной жидкости. То есть при отборе фильтрата предпочтительно поддерживать давление репрессии, чтобы химический состав фильтрата был сопоставим с составом, проникающим в пласт во время первичного вскрытия.

Наиболее важным этапов во время проведения эксперимента является процесс фильтрации нефти и фильтрата промывочной жидкости. Эксперимент следует производить на специализированной фильтрационной установке, с возможностью имитации пластовых условий. Схема оборудования, входящая в фильтрационную установку показана на рисунке 1. Для проведения эксперимента достаточно установки для однофазной фильтрации. Наиболее важным элементом данной схемы является керна-держатель, способный поддерживать пластовое давление при обжиге керна и необходимую температуру при проведении всего эксперимента. Также при планировании эксперимента необходимо предусмотреть время выдержки керна, содержащего нефть и фильтрат под действием горного давления, необходимого для адсорбционных процессов, протекающих в горной породе.



Рисунок 1 – Схема оборудования, входящая в фильтрационную установку



Последним этапом проведения эксперимента является определение остаточной насыщенности фильтратом [5]. Подходящим оборудованием для проведения последнего этапа является аппарат Дина Старка или аппарат Закса. Данные приборы предназначены для анализа содержания связанной воды и остаточной нефти в кернах. Следует отметить, что если на начальном этапе при подготовке керна материала был включен этап по созданию остаточной водонасыщенности пластовой водой, то из замера содержания водной фазы в керне, на финальном этапе, необходимо вычистить исходную часть, соответствующую содержанию пластовой воды.

В результате проведения эксперимента, согласно предложенному плану, можно сделать выводы о механизме снижения проницаемости призабойной зоны за счет снижения эффективной пористости в следствии проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости. Даная информация может быть полезной при проектировании жидкости вскрытия продуктивного пласта. Последующим этапом в использовании полученной информации является оптимизация свойств фильтрата буровой промывочной жидкости, для наилучшего восстановления проницаемости в процессе добычи нефти.

Литература

1. Никитин В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 48–50.
2. Живаева В.В. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта / В.В. Живаева, В.И. Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6–2. – С. 250–254.
3. ОСТ – 39–195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М. : Издательство стандартов, 1986.
4. ОСТ – 39–235–89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. – М. : Издательство стандартов, 1989.
5. ОСТ – 39–204–86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М. : Издательство стандартов, 1986.

References

1. Nikitin V.I. Application of the design criterion for the choice of the reservoir fluid / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 6. – P. 48–50.
2. Zhivaeva V.V. Model for calculating the penetration radius of drilling mud filtrate at formation opening / V.V. Zhivaeva, V.I. Nikitin // Modern high technology. – 2016. – № 6–2. – P. 250–254.
3. OST – 39–195–86 Oil. A method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions. – M. : Publishing house of standards, 1986.
4. OST – 39–235–89. Oil. A method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint filtration. – M. : Publishing house of standards, 1989.
5. OST – 39–204–86 Oil. Laboratory method for determining the residual water saturation of oil and gas reservoirs by the dependence of saturation on capillary pressure. – M. : Publishing house of standards, 1986.



УДК 622.24.063

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК К БУРОВОМУ РАСТВОРУ НА НАБУХАЕМОСТЬ И ВОДОУТРАТУ



EXPERIMENTAL STUDY OF THE IMPACT OF ADDITIVES IN THE DRILLING MUD ON SWELL ABILITY AND WATER LOSS

Новрузова С.Г.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
Sudaba.novruzova@mail.ru

Агабейли А.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы загрязнения продуктивного пласта буровым раствором при бурении. Было исследовано влияние различных добавок на качество бурового раствора. Были проведены эксперименты с четырьмя образцами различных буровых растворов и двумя типами воды – пресной и морской. Исследовалось влияние добавок на увеличение объемов образцов и на объем фильтрата образцов бурового раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, набухаемость, водоотдача, загрязнение пласта, добавки.

Novruzova S.H.

Azerbaijan State Oil and Industry University
Sudaba.novruzova@mail.ru

Agabeyli A.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. The article considers the problems of contamination of the reservoir by drilling fluid during drilling. The effect of various additives on the quality of the drilling fluid has been investigated. Experiments were conducted with 4 samples of various drilling fluids and two types of water – fresh and marine. The effect of additives on the increase in sample volumes and on the filtrate volume of drilling fluid samples was investigated.

Keywords: drilling mud, swelling ability, water loss, formation pollution, additives.

Введение

В процессе бурения продуктивных скважин существенным показателем, который оценивает качество предыдущих операций, будет экономически эффективный дебит [1].

Поэтому необходимо специальное внимание уделять качественному бурению продуктивных пластов. Невозможно не загрязнить пласт буровым раствором (твердыми частицами или фильтратом), что уменьшит проницаемость пород, а это приведет к уменьшению дебита [2].

Материалы и методы

Загрязнение пор происходит при попадании в поры твердых глинистых частиц раствора; диспергировании глин пласта во время контакта с фильтратом бурового раствора; возникновении осадка и т.д.

При бурении необходимо хорошо герметизировать ствол скважины, чтобы свести к минимуму проникновение буровых растворов в продуктивный резервуар из-за условий избыточного давления [3].

Для того, чтобы получить ограничение проникновения фильтрата буровых растворов в пласт используют различные компоненты в буровом растворе (глины, наполнители и материалы) для образования качественной фильтрационной корки с низкой фильтрацией на стенке ствола скважины, и тем самым снизить загрязнение продуктивного пласта [4, 5].

Для того чтобы оценить влияние компонентов на качество бурового раствора, требуется провести ряд экспериментов с 4 образцами различных буровых растворов и двумя типами воды – пресной и морской.

Использовали следующие материалы:

- бентонит: глинистый минерал монтмориллонит, который используется в качестве добавки загущения, а также для уменьшения потери жидкости;
- барит: плотный минерал сульфата используется для добавления веса к буровому раствору;
- хлорид калия (KCl): белая кристаллическая соль щелочного металла калия;
- гликоль: жидкий вязкий раствор и растворим в воде при низких температурах, принадлежит к серии спирта. Он используется в качестве эффективных ингибиторов сланцев и улучшает смазывающую способность.
- карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ): используется в основном в качестве добавки при потере жидкости. Это также дает более высокие кажущиеся вязкости при низких скоростях сдвига.
- крахмал: добавка, используемая для контроля потери жидкости в водных растворах.



В первом эксперименте определяли способность к набуханию образцов раствора. Мерные цилиндры заполнили водой до отметки 100 мл и 3 г каждого из образцов отвешивали с помощью электронного взвешивания, и частями помещали в каждый из мерных цилиндров с водой и оставляли ждать опускания образца на дно. Вслед за этим оставили стоять в течение 24 часов, и после этого, измерили объем набухшего бурового раствора.

В результате наблюдалось набухание всех образцов, но в разных объемах. Все данные измерений были занесены в таблицу 1.

Эти данные были показаны на рисунке 1 (первые цилиндры для каждого образца).

Таблица 1 – Набухание образца бурового раствора

Образцы	Масса (г)	Объем воды (мл)	Время ожидания (час)	Объем образца (мл)
1	3	100	24	62.3
2	3	100	24	66.5
3	3	100	24	60.8
4	3	100	24	39

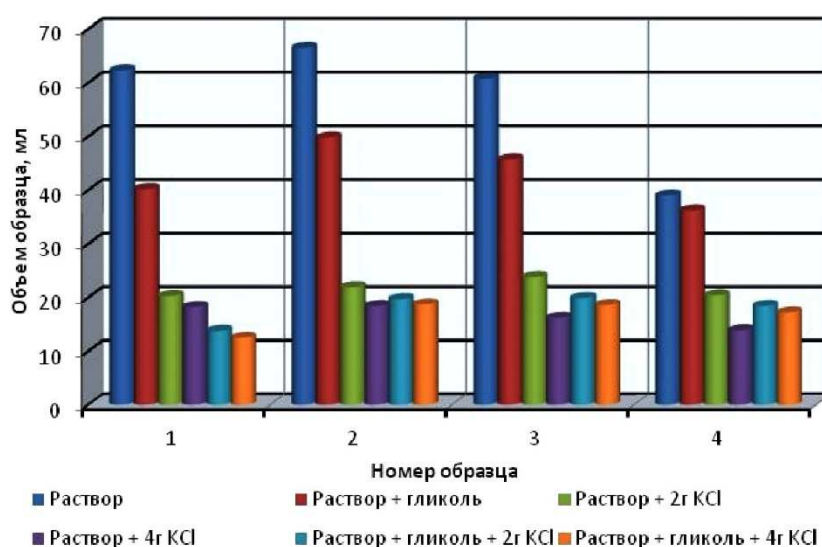


Рисунок 1 – Увеличение объема образца бурового раствора

Чтобы проверить свойства некоторых добавок, которые могут препятствовать набуханию, провели еще один эксперимент.

Взвесили опять 3 г каждого из образцов бурового раствора. В мерные цилиндры была налита вода до отметки 100 мл. В первом случае использовали мл гликоля; во втором – 2 г хлорида калия; в третьем опыте-увеличенную до 4г массу хлорида калия; в четвертом опыте применили комбинацию двух компонентов – 2 г KCl и мл этиленгликоля; в пятом опыте смешивали с водой 4 г KCl и 5 мл этиленгликоля.

Каждый компонент отмеряли и выливали в каждый цилиндр с водой и энергично перемешивали до получения гомогенного раствора. 3г каждого образца бурового раствора по частям выливали в каждый из мерных цилиндров. Смеси оставляли стоять в течение 24 часов. Затем замеряли уровни каждого образца в мерных цилиндрах. Эти данные были записаны в таблицу 2 и показаны на рисунке 1.

Таблица 2 – Влияние добавок на увеличение объема образца

Образцы	Гликоль	2 г хлорида калия	4 г хлорида калия	Гликоль и 2 г хлорида калия	Гликоль и 4 г хлорида калия	Время (час)
	Объем образца, мл					
1	40,2	20,3	18,2	13,8	12,5	24
2	49,8	21,9	18,4	19,7	18,7	24
3	45,7	23,8	16,2	19,9	18,6	24
4	36,2	20,4	13,9	18,4	17,2	24

Гликоли сильно адсорбируются глиной, и вода перемещается от поверхности глины с образованием упорядоченных гликолевых структур. KCl играет активную роль в механизме ингибирования.



Характер этих структур и их стабильность в водных растворах контролируются наличием или отсутствием катионов калия. В пористой, проницаемой формации, гидростатическое давление сжимает жидкую часть бурового раствора, заставляя ее входить в пласт. Твердая часть, как осадок на фильтре остается на стенках скважины как корка и должен иметь свойства достаточно хорошие, чтобы уменьшить потерю жидкости. Тонкая фильтрационная корка и небольшая фильтрация наиболее целесообразна, так как меньше загрязняют пласт.

Для того, чтобы определить степень потери жидкости с использованием различных добавок провели эксперименты с образцами растворов в пресной и морской воде. 3 г каждого из 4 образцов бурового раствора взвешивали и выливали в емкость со 100 мл пресной воды и перемешивали без каких-либо добавок. Затем добавляли 0,2 г каждой добавки к каждому из образцов раствора. Затем 50 мл растворов помещали в прибор и измеряли объем фильтрата.

Результаты экспериментов записывали в таблицу 3 и построили диаграмму на рисунке 2.

Таблица 3 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (вода пресная)

Добавки	Объем фильтрата, мл			
	1	2	3	4
Крахмал	31,1	42,3	42,1	40,3
КМЦ	25,5	26	27,5	27,2
Бентонит	45,5	36,2	42,9	36,4

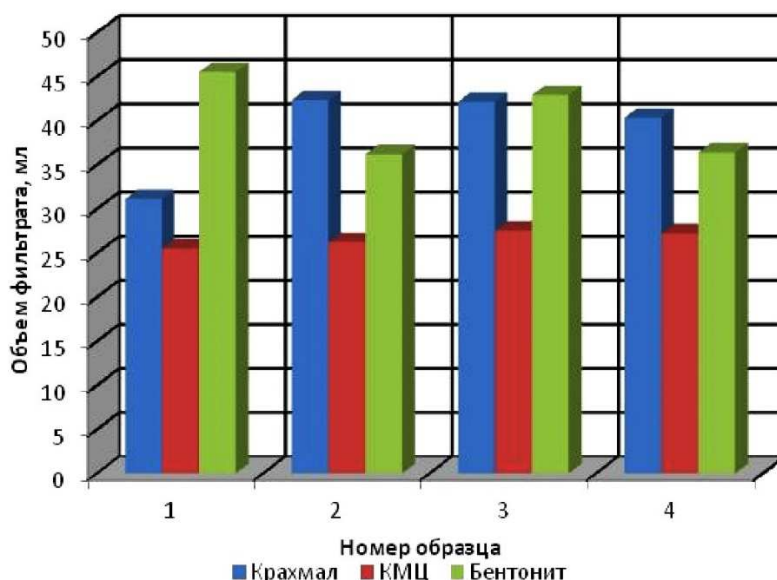


Рисунок 2 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (пресная вода)

С морской водой буровой раствор не смешивали, так как он немедленно оседает. 5 грамм каждого образца бурового раствора смешивали со 100 мл пресной воды с температурой 40 °С и оставляли ждать в течение 6 часов, чтобы предварительно гидратировать образцы.

Затем 50 мл морской воды и 0,3 г кальцинированной соды выливали и осторожно перемешивали. 0,3 г каждой из добавок смешивали с морской водой и раствором соды. По истечении 6 часов, смесь бурового раствора добавляли к полученному раствору (морская вода, кальцинированная сода и добавки) и тщательно перемешивали.

Затем 50 мл растворов помещали в прибор и измеряли объем фильтрата.

Результаты экспериментов записывали в таблицу 4 и построили диаграмму на рисунке 3.

Таблица 4 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (вода морская)

Добавки	Объем фильтрата, мл			
	1	2	3	4
Крахмал	31.1	42.3	42.1	40.3
КМЦ	25.5	26	27.5	27.2
Бентонит	45.5	36.2	42.9	36.4

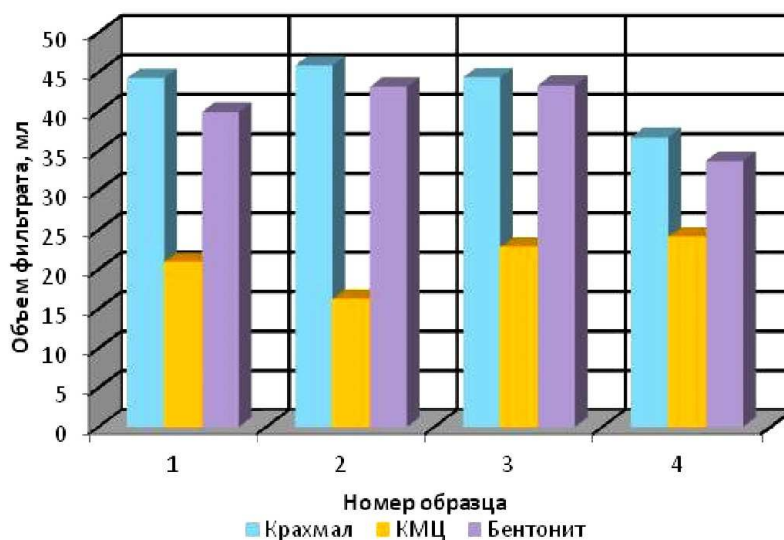


Рисунок 3 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (морская вода)

Выводы

Наилучшим компонентом для уменьшения набухания определен этиленгликоль. Загрязнение пласта сократится, если его правильно использовать. Он подавит набухание глинистых частиц в растворе и в пласте, и уменьшит толщину гидратной оболочки на стенках каналов пласта вследствие адсорбции на них молекул гликоля.

КМЦ это полимер, который повышает вязкость, а также при более высоких концентрациях, он усиливает снижение потерь жидкости и создает фильтрационные корки с желаемыми характеристиками.

Литература

1. Акбулатов Т.С. Влияние загрязнения околоскважинных зон пласта на дебит горизонтальной скважины // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 4. – С. 62–64.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Грошева Т.В., Рожкова О.В. Современные составы буровых промывочных жидкостей. – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. – 157 с.
3. Измуханбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О. Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения : учебник. – Уфа : УГНТУ, 2004.
4. Ружников А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2014. – № 2. – С. 41–44.
5. Fink J. Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // Gulf Professional Publishing. – 2011. – P. 808.

References

1. Akbulatov T.S. Pollution influence of the near-well zones formation on the horizontal well flow rate // Neftegaz territory. – 2015. – № 4. – P. 62–64.
2. Ovchinnikov V.P., Aksanova N.A., Grosheva T.V., Rozhkova O.V. Modern compositions of drilling flushing liquids. – Tyumen State Oil and Gas University, 2013. – 157 p.
3. Izmukhanbetov B.S., Agzamov F.A., Akbulatov T.O. Productive formation damage in the process of well installation, prevention and elimination methods : textbook. – Ufa : USTU, 2004.
4. Ruzhnikov A.G. Selection of methods for measuring water discharge during drilling of lithified shale formations // Vestnik Severny (Arctic) Federal University. Series: Natural sciences. – 2014. – № 2. – P. 41–44.
5. Fink J. Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // Gulf Professional Publishing. – 2011. – P. 808.



УДК 622.248.3

ВЛИЯНИЕ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА НА ПОЯВЛЕНИЕ ОСЛОЖНЕНИЙ В СКВАЖИНЕ ПРИ БУРЕНИИ



THE EFFECT OF ECCENTRICITY ON THE OCCURRENCE OF COMPLICATIONS IN THE WELL DURING DRILLING

Новрузова С.Г.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
sudaba.novruzova@mail.ru

Нариманов Я.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аннотация. В работе рассмотрена возможность возникновения ряда осложнений из-за эксцентричного положения бурильных колонн в стволе наклонной или горизонтальной скважины. Особенное влияние эксцентриситет бурильных колонн оказывает на промывку скважины и повреждение ствола скважины. В данной работе приведены результаты экспериментального изучения влияния эксцентриситета на появление осложнений в скважине при бурении.

Ключевые слова: осложнения, прихват труб, промывка скважины, повреждение ствола скважины, эксцентриситет, наклонные скважины, горизонтальные скважины.

Novruzova S.H.

Azerbaijan State Oil and Industry University
sudaba.novruzova@mail.ru

Narimanov Y.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. The paper considers the possibility of a number of complications due to the eccentric position of the drill strings in the wellbore of an inclined or horizontal well. The eccentricity of the drill strings has a particular effect on flushing the well and damaging the wellbore.

This paper presents the results of an experimental study of the effect of eccentricity on the occurrence of complications in the well during drilling.

Keywords: complications, pipe sticking, flushing the well, damage to the wellbore, eccentricity, deviated wells, horizontal wells.

Введение

Проблемы при бурении скважины наверняка возникнут даже в очень тщательно спланированных скважинах. Так как пласты не однородны, могут быть обнаружены проблемы даже в тех скважинах, в которых используются идентичные методы бурения. При планировании скважин ключом к успешному достижению целей является разработка программ бурения на основе прогнозирования потенциальных проблем в скважинах, а не на основе осторожности или сдерживания. Проблемы при бурении могут быть очень дорогостоящими.

Материалы и методы

Наиболее распространенные проблемы бурения включают в себя залипание трубы, потерю циркуляции, отклонение скважины, разрушение трубы, нестабильность скважины, загрязнение бурового раствора, повреждение пласта, очистку скважины, H₂S содержащий пласт, а также проблемы с оборудованием и персоналом.

Понимание и прогнозирование проблем бурения, понимание их причин и планирование решений необходимы для контроля общей стоимости скважины и для успешного достижения целевой зоны [1].

Многие проблемы при бурении наклонных и горизонтальных скважин возникают из-за эксцентриситета бурильных колонн в скважине.

Результаты

Эксцентриситет бурильной колонны является очень важным фактором при анализе наклонно-направленных скважин. Он является функцией угла наклона скважины, нагрузки на долото и диаметра скважины. Прогноз эксцентриситета бурильной колонны позволяет найти значение эксцентриситета бурильной колонны на любой глубине бурения и для любого угла наклона скважины. Прогнозируемое значение эксцентриситета бурильной колонны может быть использовано для определения эффективного расхода бурового раствора и требований к очистке скважины. Кроме того, прогноз эксцентриситета бурильной колонны важен при расчете несущей способности бурового раствора [2].



Из-за силы тяжести труба имеет тенденцию опираться на нижнюю стенку скважины на наклонных участках. Это уменьшает зазор в нижней части затрубного пространства, снижает скорость жидкости и препятствует транспортировке шлама на поверхность (рис. 1). Это влияние в основном неизбежно [3, 4, 5, 6].

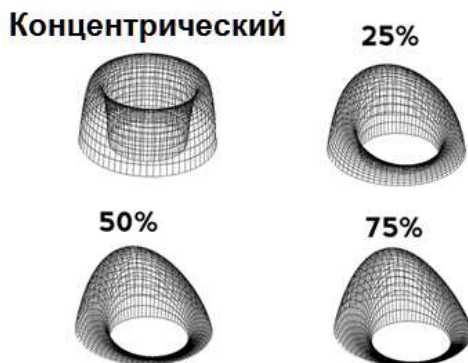


Рисунок 1 – Очистка скважины.
Процент эксцентриситета трубы и профиль скорости жидкости

Результативный вынос выбуренной породы – это ключевой фактор при бурении наклонных, горизонтальных скважин и скважин с большим отклонением от вертикали.

Подтверждения

В этих случаях невозможность извлечения обломков выбуренной породы из скважины может способствовать осаждению и накоплению обломков в затрубном пространстве, что приводит к прихвату трубы в скважине и снижению скорости проходки скважины. Критическая скорость транспортировки шлама зависит от угла наклона скважины, эксцентриситета, массы бурового раствора, свойств реологического бурового раствора, режимов течения и др. [7].

Как известно, эксцентриситет является одним из факторов, которые способствуют повреждению пласта. В [8] показано, что эксцентриситет бурильной колонны в сочетании с физическими параметрами, такими как перепад давления, скорость раствора в кольцевом пространстве, удельный вес раствора и т.д. могут привести к определенному повреждению ствола скважины.

Было проведено экспериментальное исследование. Эксцентриситет бурильной колонны варьировался от 0 до 75 %.

В первом эксперименте исследовали влияние эксцентриситета бурильной колонны на повреждение пласта в сочетании с перепадом давления (рис.2).

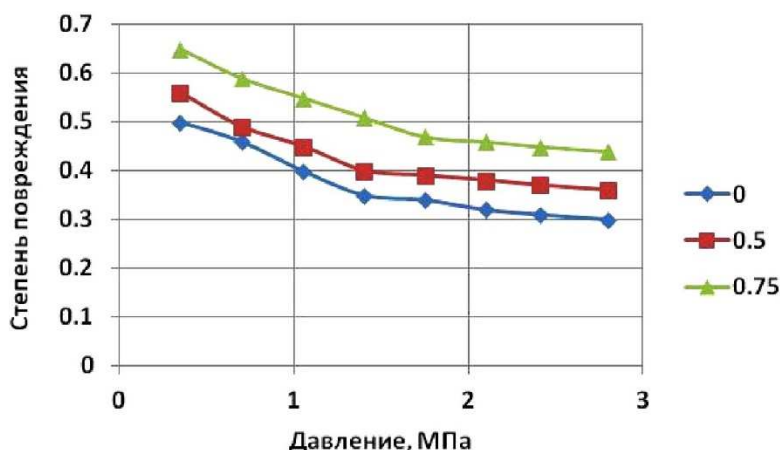


Рисунок 2 – Зависимость степени повреждения от перепада давления при эксцентриситете 0; 0.5; 0.75

На рисунке 2 показано, что более высокий эксцентриситет бурильной колонны при горизонтальном бурении в сочетании с более высоким перепадом давления в определенное время воздействия может привести к более серьезному повреждению ствола скважины.

Это связано с тем, что при более высоком перепаде давления создается больше движущих сил. Поэтому частицы бурового раствора попадают глубже в пласт и, следовательно, наносят непоправимый вред стволу скважины.



Второй эксперимент проводился для исследования влияния эксцентриситета буровой колонны на повреждение формации в сочетании с плотностью бурового раствора. Как видно из рисунка 3 при более высокой плотности бурового раствора и большем эксцентриситете можно нанести значительный ущерб стволу скважины.

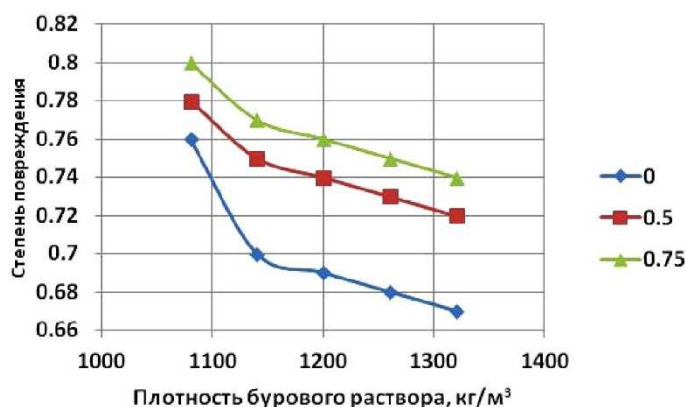


Рисунок 3 – Зависимость степени повреждения от плотности бурового раствора при эксцентриситете 0; 0.5; 0.75

Выводы

Это связано с появлением в растворе частиц выбуренной породы и с плохой очисткой из-за эксцентриситета. Результаты эксперимента хорошо согласуются с работой [8].

Литература / References

1. URL : https://petrowiki.org/PEH:Drilling_Problems_and_Solutions
2. Salem S.K.E., El-Din M.A.N. Drillpipe Eccentricity Prediction During Drilling Directional Wells // Canadian International Petroleum Conference. – 2006. – doi:10.2118/2006-047.
3. Ravi K., Hemphill T. Pipe Rotation and Hole Cleaning in Eccentric Annulus // IADC/SPE Drilling Conference. – 2006. – doi:10.2118/99150-ms
4. URL : https://petrowiki.org/PEH:Drilling_Problems_and_Solutions#cite_note-r3-3
5. Escudier M.P., Oliveira P.J., Pinho F.T. Fully developed laminar flow of purely viscous non Newtonian liquids through annuli, including the effects of eccentricity and inner-cylinder rotation // International journal of heat and fluid flow. – 2001. – Vol. 23. – № 1. – P. 52.
6. Li.G., Tian S., Li Zh., Wang M. Numerical simulation of velocity profile in eccentric annulus // Proceedings. – Baku, 2014. – № 3. – P. 13–21.
7. Sandoiu Gheorghe-Florin. Removing Cuttings From Deviated And Horizontal Wells // Записки Горного института. – 2008. – Т. 174. – С. 40–41.
8. Issham Ismail, Abdul Razak Ismail. The Effect of Drill String Eccentricity on Formation Damage in Horizontal Wells The Effect of Drill String Eccentricity on Formation Damage in Horizontal Wells. Conference: 6th Mining, Metallurgical and Petroleum Eng. Conference, At Bangkok, October 2001.



УДК 622.245.002.4:622.233.623

ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА БОРЬБУ С ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ



THE EFFECT OF DRILLING MUD BASED ON THE STABILITY OF THE WELLBORE IN THE FIGHT AGAINST GEOLOGICAL COMPLICATIONS

Нурматов Усан Даурович

кандидат технических наук, доцент,
филиал федерального государственного
автономного образовательного учреждения
высшего образования
«Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина»
в г. Ташкенте (республика узбекистан).
Отделение «Бурение нефтяных и газовых скважин»
5.Info@driller.ru

Nurmatov Usan Daurovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
The I.M. Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (National Research University),
a branch of the Federal State Autonomous
Educational Institution of Higher Education
in Tashkent (Republic of Uzbekistan).
Oil and Gas Well Drilling Department
5.Info@driller.ru

Аннотация. В статье рассмотрена влияние бурового раствора на основе устойчивости ствола скважины на борьбу с геологическими осложнениями. Использованы различные рецептуры импортозамещающих буровых растворов с использованием местных источников технологических материалов и химической реагентов.

Annotation. The article examines the effect of drilling mud based on the stability of the wellbore in the fight against geological complications. Borehole solutions for imported technological materials and chemical reagents from local imported raw materials are reviewed.

Ключевые слова: буровой раствор, устойчивость ствола скважины, геологические осложнения.

Keywords: drilling mud, wellbore stability, geological complications.

Основной целью науки, повышение экономического и социального развития Республики Узбекистан на 2017–2021 годы, предусматривается обеспечить дальнейшее укрепление и расширение минеральных ресурсов страны, а также подготовки к освоению разведанных запасов полезных ископаемых.

В объектах геологоразведочных работ, Государственный комитет республики узбекистан по геологии и минеральным ресурсам, при бурении скважин рекомендуют использовать современные зарубежные техники и технологии. Техничко-экономические показатели современного бурения во многом определяются правилом выбора бурового раствора. Буровой раствор играет основную роль при бурении скважин, но часто возникают проблемы с их обеспечением в достаточных количествах производственных организаций.

При бурении разведочных скважин очистной агент должен решать ряд главных и дополнительных задач. Главные задачи:

- своевременная очистка забоя,
- охлаждение породоразрушающего инструмента,
- вынос разрушенной породы из скважины.

Первые две задачи обязательны всегда – третья может быть заменена использованием шламовых труб (что применяется крайне редко). Дополнительные задачи зависят от геологических условий и технологии бурения в каждом интервале. В твердых устойчивых породах при алмазном бурении на первое место среди дополнительных задач выходит снижение трения – т.е. смазывающие свойства очистного агента, большое значение имеет здесь также свойство очистного агента понижать твердость горной породы на забое скважины. В скальных неустойчивых, трещиноватых, разрушенных, а также в рыхлых, размываемых, пористых, растворимых породах на первое место выходят задачи закрепления стенок скважины, предотвращения поглощения, вода или газопроявления, разбухания, осыпания, обрушения стенок скважины, желобообразования и других осложнений в скважине.

При бурении скважин возникают различные нестационарности, которые необходимо сводить к минимуму. Нестационарное давления влияют на безопасность работ в скважине. Буровой раствор зависит давления от скорости потока жидкости, для положительных и отрицательных импульсов одинакова.

Главной целью инженера по бурению должна быть поддержание устойчивости ствола, так как ствол номинального диаметра можно очищать буровым раствором низкой вязкости, при использовании которого скорость механического бурения бывает высокой, а осложнения минимальными.



Инженер по бурению регулирует свойство бурового раствора, чтобы обеспечить минимальные затраты на промывку скважины; максимальную скорость проходки; эффективный вынос шлама на поверхность; снижение отрицательных и положительных импульсов давления при спуско-подъемных операциях, а также давления, необходимого для восстановления циркуляции; отдельные выбуренной породы и растворенного пластового газа; снижение до минимума эрозии ствола скважины.

Требование бурового раствора, обеспечивающие достижение этих разнообразных целей, часто оказываются взаимно противоречивыми. Поэтому необходимо оптимизировать свойство бурового раствора, чтобы добиться наилучших общих показателей бурения.

По мере совершенствования колонкового бурения (применения ССК, высокочастотного бурения и т.п.) все очевиднее становятся недостатки буровых растворов, используемых в настоящее время.

Применяемые буровые растворы по своим свойствам не удовлетворяют условиям бурения при использовании снарядов, имеющих малые проходные отверстия и зазоры для циркуляции промывочного агента. Решить эту проблему позволяет химия полимеров [2, 3, 5].

Для правильной оценки и выбора химических продуктов, используемых при приготовлении буровых растворов, необходимо, прежде всего, определить цели колонкового бурения и установить взаимосвязанные переменные факторы, воздействующие на эффективность работы бурового инструмента.

Использована различные рецептуры импортозамещающих буровых растворов с использованием местных источников технологических материалов и химической реагентов.

В буровых растворах на основе высокомолекулярного полимера (ПАА) образуется устойчивый раствор, образующий пленку, обладающий повышенной смазочной способностью и резко изменяющий вязкость с изменением скорости сдвига. Улучшая смазочные свойства раствора, полимерная добавка не изменяет его теплофизических свойств. Полимерный материал легко растворяется в воде при любой величине pH не чувствителен к загрязнению солями, глинами и т.п. Являясь реагентом – флокулянт, полимер на основе частично гидролизованного (ПАА) способствует отделению твердой фазы, а его молекулярная структура препятствует фильтрации воды.

При использовании в качестве бурового раствора полиакриламида (ПАА) керн не загрязняется, и не встречается никаких затруднений при проведении коратажных работ.

При выборе без глинистого и малоглинистого бурового раствора для условий колонкового бурения эффективность ее оценивается по способности очистки забоя, торца коронки и выносу шлама на поверхность, охлаждающей и смазывающей способности, снижения затрат мощности на трение и гидравлических сопротивлений при покачивании жидкости, возможности регулирования величин пластового давления, способности не загрязнять керн и окружающую среду.

Использование водорастворимых высокомолекулярных полимеров позволяет решить все эти проблемы и улучшить свойства промывочного раствора. При введении в воду 0,5–1,0 % водорастворимого высокомолекулярного полимера образуется устойчивый раствор, образующий пленку, обладающий повышенной смазочной способностью и резко имеющий вязкость с изменением скорости сдвига. Улучшая смазочные свойства раствора, полимерная добавка не изменяет его теплофизических свойств. Полимерный материал легко растворяется в воде при любой величине pH, не чувствителен к загрязнению солями, глинами и т.п.

Являясь реагентом-флокулянт, полимер на основе частично-гидролизованного (ПАА) способствует отдельно твердой фазы, а его молекулярная структура препятствует фильтрации воды.

Реагент частично гидролизованный (ПАА) представляет собой высокоактивный (>99 %) с большой молекулярной (10–15 млн).

Реагент экологически безопасен при использовании рекомендуемых оптимальных концентрациях.

Основное назначение реагента:

- стабилизатор сланцев, укрепляющий стенки скважины;
- эффективное снижение интенсивности диспергирования частиц глины и сланцев в воде путем прикрепления к частицам, что сводит к минимуму проникновение воды;
- эффективное повышение вязкости буровых растворов на водной основе, полимер диспергируется в воде и в результате электростатических и химических взаимодействий образует сетку полимерных цепей что и приводит к повышению вязкости бурового раствора;
- флокуляция (осаждения в циркуляционной системе) частиц породы;
- повышение смазывающей способности бурового раствора (в частности при содержании реагента в воде в количестве 1,5 кг/м³ смазывающая способность раствора повышается на 31 % по сравнению с водой).

При использовании реагента ПАА на колонне бурильных труб образуется скользкой и прочная полимерная пленка, что позволяет работать на высоких скоростях вращения снаряд снизить износ бурильных труб способствует также то, что в таком растворе не накапливается шлам, так как он практически полностью осаждается в циркуляционной системе.



При бурении в сравнительно благоприятных по устойчивости стенок скважин условиях используется без глинистый раствор на основе полиакриламида (ПАА) с содержанием реагента в воде в количестве 1,0–1,5 м³.

При бурении в достаточно сложных геологических условиях используется малоглинистый раствор на основе частично гидролизованного полиакриламида при этом обычно засыпается в воду реагента 0,2 % полиакриламида и гидратированный высококачественный бентонит, производство ООО «Bentonite».

При бурении в очень сложных геологических условиях применяют малоглинистые растворы на основе (ПАА) при этом добавляют в воду 0,5 % масс. ПАА и высококачественного бентонита и качестве ингибитора гидратации глинистых сланцев силикат натрия (жидкое стекло) в количестве 0,1 % объёмный на 1 м³ объёма раствора.

Новые полимерные промывочные жидкости приготавливаются по разным рецептам.

Концентрированный раствор ГПАА + Na₂CO₃ + вода без добавок. Полученные промывочные жидкости имеют следующие параметры: Плотность 1,01–1,02 г/см³; условная вязкость 20–25 с; водоотдача – 6–8 см³/30 мин.; pH – 8–9.

Благоприятное влияние полимерного бурового раствора на основе устойчивости ствола скважины обеспечивает значительное сокращения затрат времени на борьбу с геологическими осложнениями по сравнению с применением эмульсионных промывочных жидкостей, приготовленных на основе ЭН-4. Геофизические исследования в скважине также проводятся без каких-либо затруднений.

Таким образом в статье рассмотрен и дан краткий обзор современного состояния промывочных жидкостей при бурении разведочных скважин.

Дан теоритический обзор очистного агента в буровом растворе на основе высокомолекулярных соединений, а также состояние разработки и применения без глинистых и малоглинистых буровых растворов на основе частично гидролизованного полиакриламида.

Литература

1. Ахмедов К.С., Арипов Э.А., Вирская Г.М. Водорастворимые полимеры и их взаимодействие с дисперсными системами. – Ташкент : Фан, 1969.
2. Применение безглинистых полимерсолевых буровых растворов / Крысин Н.Н., Ишмухаммедова А.М. и др. – Пермь, 1982.
3. Дж.Р. Грей., Г. Дарли С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 509 с.
4. Ёдгоров Н. Химические реагенты и материалы в нефтегазовом комплексе. Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз», Филиал российского государственного университета нефти и газа им. Губкина. – Т. : ООО «VORIS-NASHRIOT», 2009. – 520 с.

References

1. Akhmedov K.S., Aripov E.A., Virskaya G.M. Water-soluble polymers and their interaction with disperse systems. – Tashkent : Fan, 1969.
2. Application of clay-free polymer-salt drilling muds / Krysin N.N., Ishmukhammedova A.M. et al. – Perm, 1982.
3. J.R. Grey, G. Darley S.G. Composition and Properties of Drilling Agents (Wash Fluids): trans. from English. – M. : Nedra, 1985. – 509 p.
4. Yodgorov N. Chemical reagents and materials in oil and gas complex. National Holding Company «Uzbekneftegaz», Branch of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – T. : «VORIS-NASHRIOT» LLC, 2009. – 520 p.



УДК 622.245.422

ОБЛЕГЧЕННЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ СКВАЖИН С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ



LIGHTWEIGHT WELL PLUGGING SOLUTIONS LOW-PRESSURE

Пащевская Наталья Вячеславовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры общей и неорганической химии
и информационно-вычислительных технологий в химии,
Кубанский государственный университет
phv2@yandex.ru

Буков Николай Николаевич

доктор химических наук, профессор,
заведующий кафедрой общей и неорганической химии
и информационно-вычислительных технологий в химии,
Кубанский государственный университет
nbukov@mail.ru

Pashchevskaya Natalia Vyacheslavovna

Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor of the Department
of General and inorganic chemistry
and information and computing technologies
in chemistry,
Kuban State University
phv2@yandex.ru

Bukov Nikolay Nikolaevich

Doctor of Chemical Sciences, Professor,
Head of the Department of General
and inorganic chemistry
and information and computing technologies
in chemistry,
Kuban State University
nbukov@mail.ru

Аннотация. Изучены физико-механические свойства разработанной рецептуры облегченного тампонажного раствора с добавкой природного кремнийсодержащего соединения трепела. Варьирование массового содержания трепела позволяет получать облегченные тампонажные растворы заданной плотности, обладающие высокой седиментационной устойчивостью. Методом электронной микроскопии исследована структура цементного камня на основе предложенной облегчающей добавки.

Annotation. The physical and mechanical properties of the developed formulation of a lightweight grouting solution with the addition of a natural silicon -containing compound of tripoli powder were studied. Varying the mass content of tripoli powder allows you to obtain lightweight grouting solutions of a given density, which have high sedimentation stability. The structure of cement stone based on the proposed lightening additive was studied by electron microscopy.

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление, облегченный тампонажный, трепел, микроструктура цементного камня.

Keywords: abnormally low reservoir pressure, lightweight grouting mortar, tripoli powder, microstructure of cement stone.

При строительстве нефтегазовых скважин одной из основных и наиболее сложных задач является повышение качества межпластового цементирования затрубного пространства обсадных колонн. Эта проблема является особенно актуальной для многих месторождений, например, Западной и Восточной Сибири, которые характеризуются наличием трещиноватых горно-геологических пластов с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

Цементирование скважин, пробуренных в таких пластах, осложняется поглощением тампонажного раствора, а сам продуктивный пласт загрязняется фильтратом тампонажного раствора и его твердой фазой, что приводит к значительному ухудшению коллекторских свойств пласта. Кроме того, из-за возможного поглощения тампонажного раствора, происходит недоподъем его на проектную высоту, в связи с чем возникают различные осложнения в незацементированном интервале скважины [1].

Снижение опасности недоподъема тампонажного раствора на проектную высоту, и предупреждение его поглощения горными породами с АНПД возможно достичь применением облегченных тампонажных растворов с низкой водоотдачей и высокой изолирующей способностью. Такие тампонажные растворы, плотность которых колеблется в пределах 1400-1600 кг/м, удовлетворяющие технологическим требованиям по плотности, седиментационной устойчивости, водоотдаче и срокам схватывания, можно получить на основе облегчающих добавок.

Цементирование скважин, как заключительный этап в общей проблеме их строительства, особенно в сложных горно-геологических условиях с неоднородными пластами во многих случаях не обеспечивает качественного завершения работ, что приводит к нефтегазоводопроявлениям или к поглощениям тампонажного раствора, и в конечном итоге наносит существенный урон окружающей природной среде. Возникновение осложнений при строительстве скважин – это результат недостаточной изученности ряда факторов, определяющих формирование и долговечность цементного камня в течение длительного периода эксплуатации скважин.

Чтобы цементный камень длительное время выполнял свои функции в затрубном пространстве скважины, необходимо соответствие его физико-механических свойств требованиям, отвечающим заданным температурам и его химической стойкости по отношению к агрессивным водам, с которыми он соприкасается в процессе эксплуатации скважины [2]. Одним из основных требований, предъявляемых к тампонажным растворам, является их седиментационная устойчивость, обусловленная низкой



фильтратоотдачей, а также прочность образующегося цементного камня, что особенно важно при креплении низа промежуточных и эксплуатационных колонн для предупреждения разрушений цементного кольца и сохранения его герметичности.

Для регулирования свойств цементного раствора и камня, полученного на его основе, применяют различные модифицирующие добавки, вызывающие изменение седиментационной устойчивости раствора, его фильтратоотдачи и вязкости, а также поровой структуры образующегося камня, его адгезионных свойств, прочностных показателей и коррозионной устойчивости [3]. Исследование указанных показателей цементного раствора и камня в зависимости от различных термобарических условий скважины является актуальной задачей качественного строительства скважин и обеспечения экологической безопасности окружающей природной среды.

Для успешного, безаварийного цементирования низкотемпературных скважин с близким расположением продуктивных и обводнённых пластов, необходимы облегченные тампонажные растворы с низкой водоотдачей, высокой подвижностью и изолирующей способностью, образующие при твердении прочный безусадочный камень [4]. Применение таких растворов, снимает угрозу недоподъёма тампонажного раствора на проектную высоту, и, следовательно, сокращает вероятность разрыва пластов и поглощения раствора этими пластами.

Разработка рецептов облегчённого тампонажного вяжущего для цементирования нефтяных и газовых скважин, пробуренных в пластах с аномально низким давлением, нами была проведена с использованием портландцемента новороссийского завода «Октябрь» и мелкодисперсного наполнителя – трепела ООО «СОРБЕНТ» Зикеевского месторождения ТУ 21-РФ-239-02 в качестве облегчающей добавки. По данным рентгенофазового исследования трепел имеет следующий химический состав (таблица 1):

Таблица 1 – Химический состав трепела по данным рентгенофазового анализа

Вещество	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	K ₂ O	MgO	CaO	TiO ₂	Rb ₂ O
ω, %	83,61	9,18	4,06	1,28	0,84	0,58	0,44	0,01

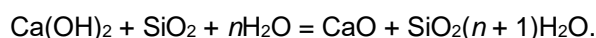
В качестве жидкости затворения применяли питьевую воду и водный раствор хлорида кальция с массовым содержанием по отношению к вяжущему 0,5–4 %, которым затворяли вяжущую смесь. Объём воды для затворения подбирали таким образом, чтобы растекаемость раствора вяжущей смеси (ПЦТ – трепел) по конусу АзНИИ находилась в пределах 18–21 см. Для определения влияния облегчающей добавки на технологические параметры тампонажного раствора, его готовили путём тщательного перемешивания исходных компонентов (ПЦТ с переменным массовым содержанием трепела) с жидкостью затворения. Плотность тампонажного раствора определяли пикнометрически, растекаемость – с помощью конуса АзНИИ, сроки схватывания – с помощью иглы Вика.

Данные о физико-химических свойствах разработанного облегченного тампонажного раствора и камня на его основе представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Влияние массового содержания трепела на плотность и сроки схватывания цементного раствора, t = 22 °С

№ Рецептуры	Трепел, г	ПЦ, г	В/Ц	ρ, кг/м ³	t _{нач. схват.} Ч-МИН.	t _{конец схват.} Ч-МИН	Условная вязкость, с	Растекае- мость, см
1	0	100	0,55	1800	6:00	9:20	19	20
2	10	90	0,63	1660	11:20	14:00	19	20
3	25	75	0,82	1535	13:10	16:20	18	19
4	40	60	0,90	1466	19:30	30:40	18	20
5	50	50	1,00	1404	24:50	38:00	19	19

Исследована микроструктура цементного камня, полученного из портландцемента и портландцемента с добавкой трепела (рис. 1, 2). Из рисунка 1 видно, что структура камня, не содержащего трепела, насыщена кристаллами гидроксида кальция балочного типа и этtringита, армирующими камень. В структуре цементного камня с добавкой трепела (рис. 2) количество гидроксида кальция значительно уменьшилось в результате реакции с двуокисью кремния, содержание которой в трепеле составляет более 80 %:



Из таблицы 2 следует, что с помощью облегчающей добавки можно получать облегченные тампонажные растворы плотностью 1600–1400 кг/м³. Однако, исследованные составы с добавкой трепела обладают пониженной скоростью структурообразования при 22 °С, поэтому для увеличения скорости твердения облегченных растворов исходную вяжущую смесь затворяли раствором хлорида кальция. В таблице 3 приведены данные, характеризующие влияние хлорида кальция на сроки схватывания



тампонажных растворов разной плотности, а на рисунке 3 показан характер изменения прочности цементного камня, полученного из растворов, содержащих разный процент облегчающей добавки.

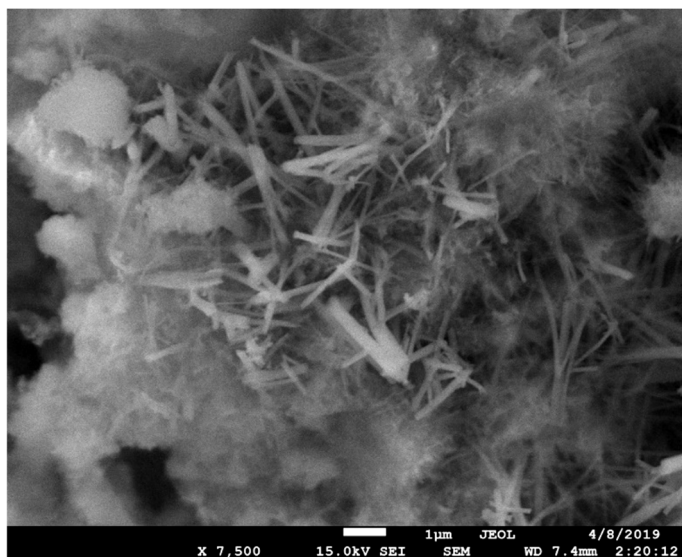


Рисунок 1 – Микроструктура цементного камня, полученного из портландцемента без добавок, x7500

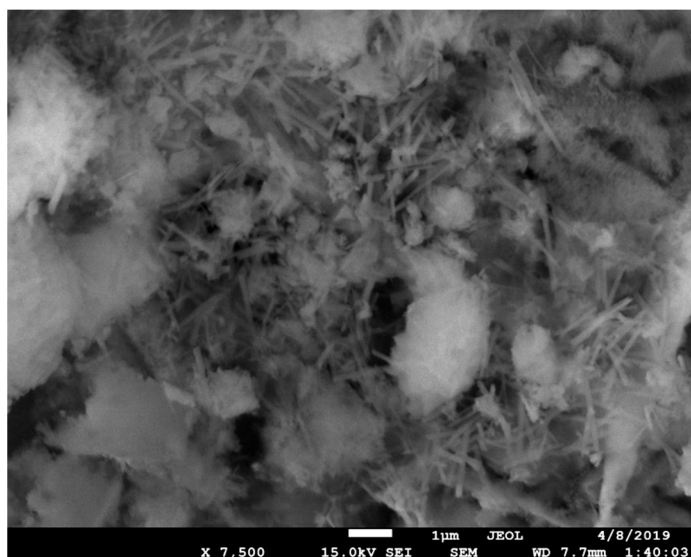


Рисунок 2 – Микроструктура цементного камня, полученного из портландцемента с добавкой 25 % трепела

Таблица 3 – Влияние хлорида кальция на технические параметры облегченного тампонажного раствора и камня на его основе

№ Рецептуры	ω CaCl ₂ , %	ρ , кг/м ³	t _{нач. схват.} Ч-МИН.	t _{конец схват.} Ч-МИН	Условная вязкость, с	Растекаемость, см
ω трепела = 10 %, В/Ц = 0,63						
1а	0,5	1640	6:10	13:00	19	20
1б	1	1650	5:50	12:30	18	19
1в	2	1655	5:30	11:30	18	20
1г	3	1660	4:30	10:30	19	19
ω трепела = 25 %, В/Ц = 0,82						
2а	0,5	1520	11:00	15:30	18	19
2б	1	1525	10:00	14:40	19	19
2в	2	1530	9:30	14:00	18	19
2г	3	1535	8:30	13:00	19	20

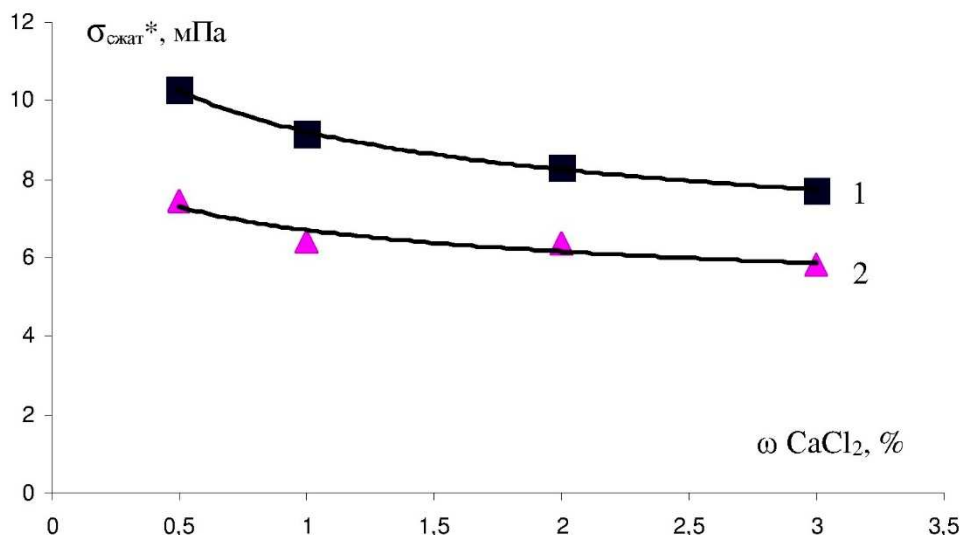


Рисунок 3 – Зависимость прочности цементного камня от концентрации хлорида кальция:
 1 – ω трепела = 10 %, В/Ц = 0,63; 2 – ω трепела = 25 %, В/Ц = 0,82; σ_{сжат}^{*} – через 28 суток твердения

Представленные в таблице 2, 3 данные позволяют сделать вывод, что разработана рецептура облегченного тампонажного раствора с приемлемыми технологическими параметрами, соответствующими требованиям, предъявляемым к облегченным тампонажным растворам. Полученные облегченные тампонажные составы являются седиментационно устойчивыми, водоотделения не наблюдалось. Применение таких растворов для цементирования скважин с низким пластовым давлением, позволит повысить качество цементирования скважин и снизить риски возникновения осложнений, а следовательно, возможное загрязнение окружающей природной среды.

Литература

1. Николаев Н.И. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» / Н.И. Николаев, Лю Хаоя // Записки горного института. – 2017. – Т. 226. – С. 428.
2. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М. : Недра, 1990. – 440 с.
3. Ахрименко В.Е., Ахрименко З.М., Пашевская Н.В., Тимофеева И.Ю. О влиянии природы кремнеземсодержащих добавок на коррозионную устойчивость цементного камня // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2012. – № 7. – С. 44.
4. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Разработка облегченных цементов для работы с поглощениями тампонажного раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 10–11. – С. 26.

References

1. Nikolaev N.I. The results of the study of the contact zone «cement stone – rock» / N.I. Nikolaev, Liu Hao // Notes of the mining Institute. – 2017. – V. 226. – P. 428.
2. Bulatov A.I. Formation and operation of cement stone in the well. M. : Nedra, 1990. – 440 p.
3. Akhrimenko V.E., Akhrimenko Z.M., Pashchevskaya N.V., Timofeeva I.Yu. On the influence of the nature of silica-containing additives on the corrosion resistance of cement stone // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 7. – P. 44.
4. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Development of lightweight cements for working with the absorption of grouting solution // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1997. – № 10–11. – P. 26.



УДК 622.24.053.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКИХ ПОКРЫТИЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮЖНО-ХАРЬЯГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



STUDY OF WEAR-RESISTANT COATINGS OF DRILL PIPES DURING THE CONSTRUCTION OF A PRODUCTION WELL ON THE YUZHNO-KHARYAGINSKOYE OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Шиян Станислав Иванович
кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Аннотация. Процесс строительства скважины является важнейшим этапом разработки нефтяных и газовых месторождений. Сооружение высококачественных скважин обеспечивает повышение эффективности их разработки и, в конечном итоге, способствует увеличению объёмов извлекаемой нефти. В связи с этим необходимо учитывать влияние как геолого-технических, так и организационно-экономических факторов. В статье проведено исследование износостойких покрытий бурильных труб, применяемых при строительстве эксплуатационных скважин на Южно-Харьягинском месторождении.

Ключевые слова: исследование износостойких покрытий бурильных труб; причины износа бурильных труб и его уменьшение; выбор компоновки для стабилизации направления ствола скважины; применение твердосплавных покрытий; эксцентрический износ колонны бурильных труб; методы напыления порошковых материалов; технология «холодного» газодинамического напыления.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of applied mathematician's department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Annotation. The well construction process is an essential stage in the development of oil and gas fields. The construction of high-quality wells provides an increase in the efficiency of their development and, ultimately, contributes to an increase in the volume of recoverable oil. In this regard, it is necessary to take into account the influence of both geological, technical and organizational-economic factors. The article studies the wear-resistant coating of drill pipes used in the construction of production wells on the Yuzhno-Khar'yaginskoye field.

Keywords: study of wear-resistant coatings of drill pipes; causes of wear of drill pipes and its reduction; choice of layout to stabilize the direction of the wellbore; use of carbide coatings; eccentric wear of the drill pipe string; powder spraying methods; technology of «cold» gas-dynamic spraying.

Южно-Харьягинское нефтяное месторождение расположено в Архангельской области, Ненецком районе, в 140 км от г. Усинска, республика Коми. Месторождение открыто в 1988 году, когда при испытании опорной скважины № 1 была установлена промышленная нефтеносность отложений. В дальнейшем при проведении поисково-разведочных работ были выявлены залежи нефти в терригенных среднедевонских и верхнепермских отложениях, а также карбонатах фаменского яруса верхнего девона.

Причины износа бурильных труб и его уменьшение

Износ обычных и утяжелённых бурильных труб ослабляет их прочность и часто является причиной аварий. С ним связана одна из крупных статей затрат в общей стоимости проводки скважины. В



процессе бурения, а также при проведении спускоподъёмных операций бурильные трубы, муфты и замки трутся о стенки скважины либо о колонну обсадных труб. Это приводит к истиранию как самих бурильных труб, муфт и замков, так и обсадных труб.

Предельное по износу состояние колонны бурильных труб характеризуется предельными величинами основных геометрических параметров её элементов (толщина стенок, наружный диаметр, высота профиля резьбы и т.д.), при которых отдельные элементы или вся колонна должны быть сняты с эксплуатации для предотвращения поломок в результате чрезмерного износа.

Износ, как правило, медленный процесс, который не влечёт за собой внутреннего разрушения, но может привести к возникновению аварийных ситуаций (отказов). Наиболее часты отказы муфт, труб и замков вследствие износа наружной поверхности, отказы замков в результате износа и заедания замковой резьбы. Более редки отказы, связанные с износом резьбы труб. Совсем редки отказы из-за промыва резьбы труб и замков, а также промыва соединений в упорном стыке.

Исторически главной причиной усталости металла труб считается точечная коррозия, за которой следуют образование и рост трещин. Другими причинами образования трещин можно считать действие избыточных крутящих моментов и нагрузок на бурильную колонну.

Увеличение глубины бурения – лишь один из тех факторов, которые привели к увеличению затрат, связанных с применением бурильных труб. Другой причиной является так называемая оптимизация бурения. Для подрядчика оптимизация бурения – означает увеличение количества применяемых УБТ, осевой нагрузки на долото, давления на выкиде насоса и скорости вращения бурильного инструмента. Увеличение этих параметров увеличивает абразивный износ, на степень которого также влияют длина колонны бурильных труб и кривизна пробуренной скважины.

Существуют и другие факторы, которые приводят к износу бурильных труб, такие, как вибрация, возникающая в результате попеременного контакта зубьев долота с породой: динамические напряжения, которые возникают при неожиданной остановке движения колонны бурильных труб; колебания крутящего момента, прилагаемого к колонне в процессе бурения.

При большой кривизне наклонно – направленных скважин часто создаются усилия изгиба, которые могут превзойти прочность колонны бурильных труб в месте искривления. В процессе вращения бурильных труб в искривленных стволах скважин усталостные напряжения накапливаются до тех пор, пока не наступит усталостное разрушение. При эксплуатации оборудования не должны превышать расчётные пределы напряжений. Остаточное динамическое воздействие критического искривления стволов скважин и его связь с усталостным напряжением колонны бурильных труб затрудняют определение безопасных для работы пределов напряжений.

Усталостный износ трубы невозможно обнаружить с помощью неразрушающих методов контроля. Это предопределило необходимость разработки методики оценки усталостного износа бурильных труб, на основании которой можно рассчитать ожидаемое число промывов и поломок бурильных труб в процессе проводки куста наклонно-направленных скважин, а также убытки от замены бурильных труб и проведения ловильных работ.

Наиболее эффективным способом предотвращения искривления стволов скважин в настоящее время является применение рациональных компоновок нижней части бурильной колонны. За счёт использования стабилизаторов, включённых в эту компоновку, сохраняется заданное направление ствола скважины. Для этого компоновка нижней части бурильной колонны должна обладать определённой жёсткостью, а включённые в неё стабилизаторы должны находиться в контакте со стенкой скважины. При правильном подборе бурильного инструмента в соответствии с диаметром скважины происходит только постепенное искривление её ствола.

Выбор компоновки для стабилизации направления ствола скважины в каждом конкретном случае зависит от буримости пород и тенденции стволов скважин в данном районе к искривлению.

Наиболее важное место в колонне бурильных труб занимает соединительный замок или муфта. Обычно изгиб трубы происходит в замковом соединении, которое подвергается максимальному износу. Вследствие этого качеству изготовления, техническому контролю и классификации бывших в употреблении замковых соединений и муфт следует придавать большое значение.

Тщательный уход за бурильными трубами и замковыми соединениями, постоянный контроль за их состоянием, соблюдение рекомендованной технологии при работе с трубами на буровой, а также простой технический контроль, осуществляемый специально выделенным для этой цели членом буровой бригады, будут способствовать уменьшению числа аварий и получению значительной экономии.

Для сохранения прочности замковых соединений при вращении необходимо свести к минимуму их износ по наружному диаметру. Этому в значительной мере способствует применение твердосплавных покрытий. Рекомендуется приобретать замковые соединения с надёжным твердосплавным покрытием и наносить дополнительное твердосплавное покрытие в промысловых условиях, по крайней мере, после того, как первоначальная конусность конической части муфты уменьшится в 2 раза.

В ряде случаев подрядчики необоснованно отказываются от твердосплавного покрытия замковых соединений бурильных труб из-за того, что это будто бы ускоряет износ обсадных колонн, в которых работают трубы с такими соединениями.



На основании промысловых данных установлено, что при нанесении на замковые соединения в колонне бурильных труб непрерывного равномерного слоя высококачественного мелкозернистого порошка карбида вольфрама, обсадная колонна будет разрушаться меньше, чем при использовании замковых соединений без твердосплавного покрытия, так как в последнем случае глубокие вмятины от ключей на поверхности замковых соединений, образовавшиеся при работе колонны в среде, содержащей песок, усиливают износ обсадной колонны. В большей части используемых на промыслах буровых растворов содержится достаточное для разрушения обсадной колонны количество песка.

Износ замковых соединений по наружному диаметру может быть иногда эксцентрическим – обычно это говорит о том, что труба изогнута. Такой изгиб обычно происходит в середине тела трубы либо у её верхнего конца у поверхности под клиновой захват и возникает при раскреплении соединения только одним ключом.

Эксцентрический износ колонны бурильных труб может быть также вызван биением её при критической скорости вращения и нагрузке на долото. В результате этого создаются условия, при которых бурильные трубы или замковые соединения (либо и те, и другие) находятся в непрерывном контакте с породой или обсадными трубами в процессе бурения.

Для устранения биения или высокоамплитудной вибрации необходима максимальная стабилизация колонны бурильных труб. Полагают, что установка посередине каждой трубы противоизносной втулки (протектора) позволит улучшить стабилизацию колонны. Применение большинства аналогичных стабилизирующих устройств в прошлом мешало то, что их крепили на трубы недостаточно прочно и, кроме того, существовали ограничения, обусловленные конструктивными особенностями втулок.

Использование указанных втулок позволит повысить скорость вращения бурильного инструмента и за счёт этого увеличить механическую скорость проходки без ускорения износа бурильной колонны.

Износ замковых соединений по наружному диаметру является главным, но не единственным фактором, определяющим снижение их класса.

При бурении глубоких скважин в условиях высоких температур необходимо обращать особое внимание на смазки, применяемые при свинчивании резьбовых соединений. Некоторые из них, как выяснилось, разрушаются при температуре 93–121 °С. Ряд фирм-изготовителей в настоящее время совершенствует связующую основу (смесь консистентных материалов) смазок для резьбовых соединений с тем, чтобы они смогли выдерживать температуру до 260 °С.

Повреждения колонн бурильных труб и снижение их прочности могут быть вызваны неправильной технологией погрузочно-разгрузочных работ и транспортировки. Однако большинства этих повреждений можно избежать, если устанавливать прокладки под концы и в середине труб, а также стальные протекторы у замковых соединений. Разгрузка навалом может привести к повреждению всех транспортировавшихся труб.

Повреждения могут также возникать при использовании стальных стеллажей и мостков, особенно если некоторые их участки шероховаты и неровны, а основание сравнительно высоко. В таких случаях ниппели и муфты бьются о стеллажи и мостки, а трубы могут погнуться. Подобные повреждения можно предупредить при использовании специальных механизмов и автоматизации работ с трубами на буровой. Бурильные трубы могут быть также повреждены при хранении на стеллажах, особенно без прокладок.

К перечню причин возникновения повреждений труб можно отнести также неправильную посадку ниппеля в муфту перед свинчиванием, выскакивание ниппеля из муфты при раскреплении, применение неисправных клиновых захватов и вкладышей ротора, неравномерный захват трубы клиньями и т.д.

Необходимо добиться, чтобы на резьбу обычных и утяжелённых бурильных труб при погрузке, выгрузке и транспортировании были надеты стальные протекторы. Защитная смазка незащищённых резьб иногда настолько загрязняется, что после нанесения на неё дополнительной смазки при свинчивании возможно неравномерное прижатие контактных поверхностей заплечиков ниппелей и муфт замков. Даже при отсутствии вмятин и мест сильной ликвации в процессе бурения может начаться биение колонны и относительное перемещение участков резьб в замковых соединениях, результатом чего явятся утечки бурового раствора или концентрация напряжений у последней нитки резьбы ниппеля, находящейся в зацеплении, будет происходить заедание замковых соединений по боковым поверхностям ниток резьбы, их истирание, уменьшение угла при вершине нитки и т.д.

В настоящее время успешно применяют способ упрочнения наружной поверхности бурильных труб и их соединений путём закалки и нагрева токами высокой частоты. Для наружной поверхности замков этот способ оказался менее эффективным, так как изнашивающие нагрузки на замки в начальный период работы выше, чем в последующий, когда упрочнённый слой уже изношен, а по наружному диаметру они близки к бурильной трубе. В результате ресурс работоспособности замков значительно меньше ресурса работоспособности бурильных труб, хотя толщина закалённого слоя у последних почти в 2 раза меньше.

Способы упрочнения должны отвечать следующим требованиям:

- высокая износостойкость упрочнённого слоя;
- отсутствие отрицательного влияния температуры, создаваемой при проведении всех технологических операций в процессе упрочнения, на механические свойства материала труб и соединений, а также на размеры деталей;



- возможность изменения толщины упрочненного слоя;
- достаточно высокая спайность упрочненного слоя с основным металлом при не слишком большой хрупкости самого слоя;
- коррозионная устойчивость покрытия;
- высокая производительность и технологичность в процессе серийного производства.

Предварительный анализ всех известных способов упрочнения позволяет выделить шесть из них, которые в той или иной мере удовлетворяют перечисленным требованиям:

- 1) наплавка композиционных сплавов;
- 2) электроискровое легирование;
- 3) детонационное покрытие;
- 4) твёрдое хромирование;
- 5) нанесение карбида кремния гальваническим путём;
- 6) контактное электроимпульсное покрытие порошками твёрдых сплавов.

Приведём краткие характеристики этих способов упрочнения.

1. Наплавку композиционных сплавов осуществляют в специальных оправках, надеваемых на деталь и заполняемых различными смесями порошков твёрдых сплавов и наполнителей (например, порошок релита-латунь).

2. Электроискровое легирование материалов основано на принципе разрушения металла импульсным разрядом электрического тока. При электроискровом уплотнении обрабатываемая деталь становится катодом, а обрабатывающий электрод – анодом, который выполнен из твёрдых сплавов. За счёт испарения и переноса частиц его материала на упрочняемую поверхность она покрывается твёрдым сплавом.

3. Детонационное покрытие осуществляют с помощью специальной «пушки», которая «стреляет» порошком твёрдого сплава с большой начальной скоростью. В результате порошок твёрдого сплава приобретает пластические свойства и вместе с газообразными продуктами взрыва внедряется в поверхность упрочняемой детали.

4. Твёрдое хромирование проводят обычным гальваническим путём, но благодаря значительному времени гальванизации наносится более массивное покрытие (до 100 мкм).

5. Нанесение карбида кремния гальваническим путём заключается в нанесении на вращающуюся в электролитической ванне деталь порошка карбида кремния и закреплении его никелем.

6. Контактное электроимпульсное покрытие порошками твёрдых сплавов позволяет нанести на деталь твердосплавный слой в процессе обкатки её роликами, служащими также электродом. В зону действия разряда из смесителя поступает порошок твёрдого сплава с наполнителем.

Стоимость бурильных труб достаточно высока, поэтому нужно стремиться к максимальному их использованию, для чего необходимо предупреждать возможность их повреждений. С этой целью следует периодически проводить дефектоскопию труб.

Наибольшее использование получили три самостоятельных метода дефектоскопии: «соноскоп», электронный и с использованием магнитного порошка.

По методу «соноскоп» проверяют наружный диаметр трубы по всему телу, с помощью ультразвука проверяют толщину стенок, визуально осматривают трубы (наличие вмятин, царапин и т.п.) и проводят электромагнитную инспекцию тела трубы. При электромагнитной инспекции магнитная катушка и детектор перемещаются по всей длине трубы. При наличии в трубе трещин, коррозионных язвин и других дефектов сигналы от детектора меняются. Эти сигналы выводятся на панель, где они усиливаются и записываются на ленту для последующего анализа и интерпретации их инженером-инспектором.

Электронный метод используют для дефектоскопии концов труб – основных мест концентрации усталостных трещин. Для их выявления используют технику, обычно применяемую при электромагнитной индукции, причём сигналы соответствующего прибора также усиливаются и записываются на ленту для последующего анализа.

Метод с использованием магнитного порошка применяют для дефектоскопии трубных соединений. При этом методе на обнажённую поверхность соединений наносят порошок – намагниченные частицы железа. Эти частицы притягиваются к местам изменений магнитного поля, обусловленных дефектами в соединениях. По конечному расположению линий магнитного поля судят о дефектах в соединениях.

При бурении глубоких скважин или в других случаях работы УБТ в тяжёлых условиях проверять их состояние путём тщательного внешнего осмотра следует при каждом спуско-подъёме бурильного инструмента. Наиболее эффективен метод магнитоскопии или метод флюоресцентной магнитоскопии.

Техническое состояние комплектов бурильных труб в процессе их работы определяется размером начисленного условного износа. Принимается, что новые трубы имеют условный износ $S = 0$; масса комплекта равна фактической массе труб. Трубы комплекта, обработанные в скважине, условно теряют массу при условном износе:



$$S = a \cdot k \cdot L \cdot c,$$

где S – условный износ, начисляемый на комплект при работе в пределах одного интервала глубин, кг; a – средняя норма расхода труб на 1 условный метр проходки, кг/м; L – проходка с применением комплекта в данном интервале, м; k – коэффициент, учитывающий глубину скважины; c – коэффициент, учитывающий буримость пород в данном районе.

Ещё одним средством предохранения бурильных труб от износа во время бурения скважин является применение резиновых протекторов, которые закрепляют на концах труб у замковых соединений. Эти протекторы придают колонне бурильных труб определенное направление, защищая её и соединительные замки от чрезмерного износа, а также защищая обсадные трубы от ударов, наносимых бурильной колонной во время её вращения.

С конструктивной точки зрения эти протекторы могут иметь цилиндрическую форму, представляя собой одно целое. Их устанавливают на бурильной трубе путём натягивания резины при помощи специальных установочных приспособлений, позволяющих надевать протекторы на трубу и фиксировать их на ней в требуемом месте. Кроме того, имеются съёмные протекторы, которые фиксируются на бурильной трубе подобно браслету и обладают рядом положительных особенностей при работе в скважине.

Используемая для изготовления таких предохранителей резина должна быть достаточно эластичной, чтобы можно было легко надевать протектор на бурильную трубу, не опасаясь остаточной деформации. В то же время резина должна иметь хорошую износоустойчивость, достаточный предел усталости, временное сопротивление разрыву или сопротивление сдвигу, так как наружная поверхность и торцы протектора подвергаются истиранию и могут быть разрезаны или разорваны.

Таким образом, дальнейшее повышение эффективности буровых работ сдерживается из-за недостаточной прочности колонны бурильных труб. В настоящее время в нашей стране около 75 % бурильных труб изготавливают с навинчиваемыми замками (сборной конструкции), хотя более работоспособна колонна из высокопрочных бурильных труб с приварными замками.

Срок службы бурильных труб нельзя значительно увеличить без повышения износостойкости резьбовых соединений замков. Твёрдость резьбовых соединений замков из стали марки 40ХН за счёт термической обработки достигает Нв (280–320). Однако возможности этой стали использованы не полностью. При применении технологии, обеспечивающей структуру сарбита отпуска, увеличатся прочность и износостойкость таких замков.

Совершенствование бурильных труб позволит: сократить в 2–3 раза их расход и уменьшить на 75 % число аварий с ними; повысить добычу нефти и газа с агрессивными компонентами

Методы напыления порошковых материалов

В известных газотермических методах напыления порошковых материалов на подложку используются высокотемпературные двухфазные потоки. Формирование покрытий происходит при взаимодействии с подложкой расплавленных или близких к этому состоянию частиц напыляемого материала. Для реализации этого механизма используются высокотемпературные газовые потоки, например, температура низкотемпературной плазмы, составляет, как правило, не ниже 2500 °С. Эти высокоэнергетические потоки получают при помощи дорогих и сравнительно сложных с технической точки зрения высокотемпературных устройств, например, плазмотроны, газопламенные горелки, детонационные пушки и т.п.

Плазменное напыление

Плазмой называется частично или полностью ионизированный газ, состоящий из положительно и отрицательно заряженных частиц. Носителями зарядов в плазме являются электроны и положительные ионы. Напыление при плазменном методе получения покрытия состоит в образовании слоя путём динамического осаждения на основном материале расплавленных или оплавленных капель или частиц напыленного материала, образующихся при нагреве порошка плазменным потоком.

Преимущества:

1. Высокая температура и теплосодержание плазменной струи позволяют сравнительно просто напылять практически все известные, даже самые тугоплавкие материалы, если только они не сублимируют или не разлагаются в струе.

2. Температуру и скорость плазменной струи можно менять в широком диапазоне, подбирая диаметр и форму сопла, режимы напыления. Это даёт возможность наносить покрытия из самых различных материалов: металлов, керамики, органических материалов.

3. Напыление материала не приводит к деформации и понижению прочности изделия, на которое наносится покрытие.

4. Вид обрабатываемого материала определяет выбор газов, конструкцию плазмотрона и параметры источников питания.



Среди всех достоинств плазменных методов напыления порошковых материалов стоит отметить несколько недостатков:

- Важной проблемой технологии плазменного напыления является выбор плазмообразующего газа. Для плазменного напыления могут быть использованы многие газы и их смеси, как известно использование защитных газов существенно удорожает процесс напыления.
- Обычно плазменное напыление применяется для напыления тугоплавких материалов и керамик.
- Особые сложности возникают при напылении легкоплавких материалов, в процессе переноса могут происходить сложные физико-химические взаимодействия, включающие образование оксидов, нитридов, карбидов, разложение ряда материалов, структурные изменения и т.д., значительно снижающие качество покрытия. Особенно это характерно для химически активных металлов Al и сплавов на основе Al, Zn, Sn, Pb и др., на базе которых в последнее время реализуется множество перспективных разработок.

Поэтому ведущие материаловеды и технологи-специалисты по функциональным покрытиям, продолжают интенсивные поиски технологических процессов, позволяющих производить напыление плёнок с управляемым комплексом свойств, при существенно более низких температурах, не превышающих 400–600 °С. При этом для обеспечения высокой адгезии необходимо значительное увеличение скорости гетерофазного потока. Одним из таких методов является технология «холодного» газодинамического напыления.

Метод ХГДН

Суть метода состоит в нанесении на обрабатываемую поверхность порошков металлов с помощью сверхзвуковых потоков воздуха. Порошковый материал, представляющий собой мелкодисперсные частицы, ускоряется в сверхзвуковом сопле потоком сжатого воздуха и фокусируется на покрываемую поверхность.

Метод ХГДН имеет следующие достоинства по сравнению с традиционными технологиями получения покрытий:

- частицы переносятся в «холодном» состоянии со скоростями переноса до 2 М и более, обеспечивая тем самым высокую адгезию покрытия с подложкой;
- обеспечивается возможность получения покрытий, без изменения исходного состава, структуры и свойств напыляемого порошка;
- создаётся возможность получать покрытия с постоянным или регулируемым составом по толщине (функционально-градиентные покрытия);
- отсутствует заметное термическое воздействие на материал подложки;
- возможно получение покрытий из различных металлов, сплавов и неметаллических материалов;
- обеспечивается безопасность, экономичность и управляемость процесса.

Литература

1. Проект на строительство эксплуатационных скважин на Южно-Харьягинском месторождении на 2008 г., ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993–1996. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Доброчасов А.И. Способы снижения износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 99–108.
10. Гамма-процентный ресурс скважин и критерий срока службы резьбовых соединений труб обсадных колонн / Н.Г. Федорова [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 120–124.
11. Ягудин М.А., Фатхутдинов Т.З., Галикеев Д.Р. Анализ и разработка резьбовых смазок для бурильных труб // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 293–300.

References

1. Project to build production wells at the Yuzhno-Kharyaginskoye field in 2008, ООО LUKOIL-Komi.
2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer Handbook in 4 volumes. – M. : «Nedra» Publishing House, 1993–1996. – Vol. 1–4.



3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and Gas Wells Underground Overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Dobrochasov A.I. Ways of the drill pipe wear reduction in the wells with a complicated profile // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 99–108.
10. Gamma-Percent Well Life and Service Life Criterion for Casing Tubing Threaded Joints / N.G. Fedorova [et al.] // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 120–124.
11. Yagudin M.A., Fatkhutdinov T.Z., Galikeyev D.R. Analysis and development of the threaded lubricants for the drilling pipes // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 293–300.



УДК 624.1

ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР С ГАЗОБЛОКИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОНГКМ



CEMENT SLURRY WITH GAS-BLOCKING PROPERTIES FOR HIGH-QUALITY CEMENTING OF ONGKM WELLS

Плиева Елена Борисовна

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

Пиксаев Сергей Александрович

студент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
piksaev94@mail.ru

Живаева Вера Викторовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
bngssamgtu@mail.ru

Аннотация. Снижение гидростатического давления столба цементного раствора относительно пластового давления в скважине способствует появлению заколонных перетоков в цементном камне. Для недопущения подобных осложнений необходимо не только создать требуемое давление гидростатикой цемента, но также обеспечить оптимальный переход раствора от текучего состояния в камень посредством комбинации химических реагентов с регулированием и заданием нужных параметров цементному камню. Статья посвящена проблеме качественного цементирования газовых скважин Оренбургской области. Производится подбор оптимальной рецептуры цементного раствора, непроницаемой для газа.

Ключевые слова: цементирование, каналы в цементном камне, миграция газа, заколонные перетоки, тампонажный раствор, рецептура.

Plieva Elena Borisovna

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

Piksaev Sergey Alexandrovich

Student programme of oil
and gas wells Drilling Department,
Samara State Technical University
piksaev94@mail.ru

Zhivaeva Vera Viktorovna

Ph.D., Associate Professor of oil
and gas wells Drilling Department,
Samara State Technical University
bngssamgtu@mail.ru

Annotation. Reducing the hydrostatic pressure of the cement slurry column relative to the reservoir pressure in the well contributes to the appearance of annular flows in the cement stone. To avoid such complications, it is necessary not only to create the required pressure by hydrostatics of cement, but also to ensure the optimal transition of the solution from the fluid state to the stone through a combination of chemical reagents with regulation and setting the necessary parameters to the cement stone. The article is devoted to the problem of high quality cementing of gas wells in the Orenburg region. The optimal formulation of the cement slurry, impermeable to gas, is selected.

Keywords: cementation, channels in cement stone, gas leakage (fluid-loss), annular flows, cement slurry, composition.

Герметичное заколонное пространство – залог успеха на всём этапе эксплуатации скважины. Но как добиться этого? Проблема качественного крепления из-за негерметичности ЗКП газовых скважин стоит издавна. Герметичное заколонное пространство образуется в результате качественного цементирования, а именно:

- 1) полного замещения бурового раствора тампонажным;
- 2) однородного заполнения тампонажным раствором;
- 3) обеспечение необходимой высоты подъема цемента;
- 4) хорошего сцепления цементного камня с колонной и породой;
- 5) отсутствия каналов, по которым может перемещаться флюид, в том числе и газ.

Заколонные газоперетоки имеют скрытый характер, обнаружить газовые каналы очень трудно, поэтому лучше заблаговременно позаботиться о предотвращении возможности миграции газа, ведь мероприятия по ликвидации приведут к потере большого количества времени и средств.



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 [1].

Анализ качества цементирования при строительстве скважин ОНГКМ показывает неудовлетворительный результат, что является прямой причиной заколонных перетоков и межколонного давления.

Для обеспечения качественного крепления скважины необходимо выполнить ряд задач [2]:

- подготовка ствола скважины, включающая нормализацию диаметра ствола в интервалах каверн и снижение реологии бурового раствора перед цементированием;
- центрирование обсадной колонны при спуске, установкой опорно-центрирующих элементов, а также турбулизаторов для обеспечения соответствующего типа восходящего цементного потока;
- правильный подбор типа буферной жидкости, обеспечивающей требуемый эффект – отмывающий или кольматирующий;
- подбор рецептур тампонажных растворов по интервалам глубин с разведением сроков загустевания и схватывания пачек во времени;
- подбор и качество жидкости затворения (вода, минерализованная вода), pH, КВЧ;
- расчет гидравлической программы цементирования и соблюдение ее непосредственно при цементировании по скоростям и производительностям закачки на разных этапах;
- обеспечить точность выполнения заключительных работ при цементировании: поиск давления «стоп», закрытие окон МСЦ, пакеровка заколонных пакеров;
- правильный выбор времени ОЗЦ и предотвращение какого-либо механического воздействия на колонну в этот период.

Наличие в цементном камне большого количества пор, а также поперечных и продольных трещин (щелевых дефектов), делает его проницаемым для флюидов и поэтому, чтобы свести к минимуму перетоки, необходимо добиться:

- минимальной водоотдачи (30–50 см³/30 мин);
- нулевого водоотделения;
- нулевой газопроницаемости (для газовых скважин).

Всё это может обеспечить правильно подобранный тампонажный раствор с требуемыми параметрами и рецептурой.

При подборе оптимальной рецептуры цементного раствора непроницаемой для газа, необходимо помнить о том, что в итоге раствор должен быть:

- легко затворяемым и прокачиваемым;
- иметь хорошую реологию;
- время загустевания должно быть минимальным по отношению к рассчитанному времени операции;
- иметь допустимые сроки схватывания и набор прочности;
- адгезию, как к породе, так и к колонне;
- стойкость к коррозии от работы газа.

Оренбургское месторождение, являясь крупнейшим газоконденсатным месторождением в мире, включает в себя две газоконденсатные залежи: основную и филипповскую с нефтяными оторочками этажом газоносности, достигающим 500 метров. Продуктивная часть разреза скважин представлена карбонатными отложениями артинского яруса и филипповского горизонта с высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств по всей толще, наличием плотных прослоев между объектами разработки и тонких переслаивающихся карбонатно-глинистых пропластков внутри выделенных объектов. Верхняя часть отложений артинского яруса сложена непроницаемыми ангидритами, нижняя продуктивная часть представлена известняками серыми с буроватыми оттенками и доломитизированными, в верхней части битуминизированными, газонасыщенными.

В лаборатории тампонажных растворов «СКС-Технологии» была подобрана такая рецептура, при которой снижается газовая проницаемость цемента, а также достигаются необходимые параметры для качественного крепления скважин ОНГКМ.

За основу тампонажного раствора взят цемент марки ПЦТ I-G-CC-1 со следующими полученными параметрами (таб. 1).

Особое внимание при разработке рецептуры было уделено набору прочности цементного камня и переходному периоду из геля в камень, при плохих показателях которых происходят заколонные перетоки флюида.

Результаты определения прочности тампонажного состава на основе ПЦТ I-G-CC-1 неразрушающим методом приведены на рисунке 1.

Началу схватывания соответствует временная отметка в 2:26 при 50 PSI, концу схватывания – 3:04 при 100 PSI. На графике видно, что переходный период от 100 PSI до 500 PSI занимает 1:03.

Спада прочности на рубеже не наблюдается, и материал показывает себя как пластичный, без тенденции к росту хрупкости.



Таблица 1 – Измеренные параметры тампонажного состава

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность, г/см ³	1,94	ДНС, УР	
ВЦО	0,44	до кондиционирования	15,1
Водоотделение, мл	0	после кондиционирования	17,7
Водоотдача, см ³ /30 мин	24	Механическая прочность, МПа	
Пластическая вязкость, PV до кондиционирования после кондиционирования	136,5	на изгиб 2 сут/15 сут	12,8/11,3
	144	на сжатие 2 сут/ 15 сут	29,1/30,7

Events	Results
500,00 PSI	04h:07m
08h:00m	2165,28 PSI
10h:00m	2379,39 PSI
12h:00m	2537,06 PSI
24h:00m	3098,04 PSI
50,00 PSI	02h:26m
100,00 PSI	03h:04m

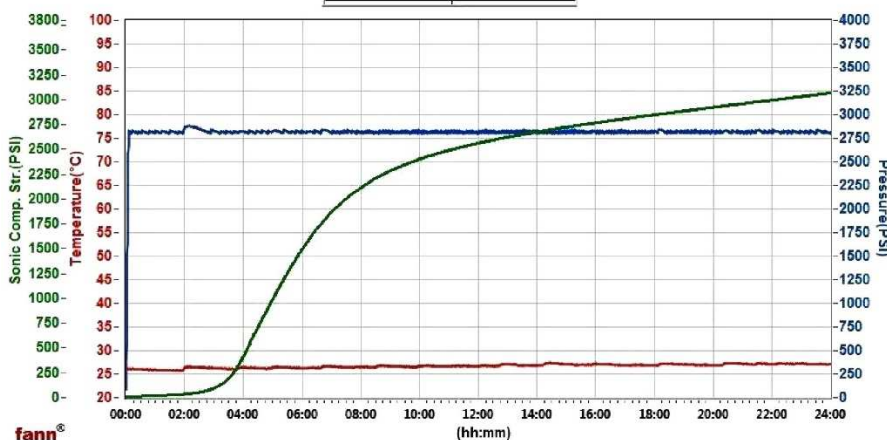


Рисунок 1 – Прочность тампонажного состава

Консистенция тампонажного состава приведена на рисунке 2.

По графику (рис. 2) время цементирования составляет 2:37. При соблюдении гидравлической программы по заканчиванию раствора в за колонное пространство, к моменту "стоп" получаем цемент, набирающий структуру, то есть снижаем возможность прошивания его газом. Время достижения консистенции 30 Вс – 135 мин, 70 Вс – 154 мин. Цемент переходит из текучего состояния в камень в короткие сроки, тем самым снижены риски проявления газа, так как газ чаще всего прошивает цемент на фазе перехода состояний.

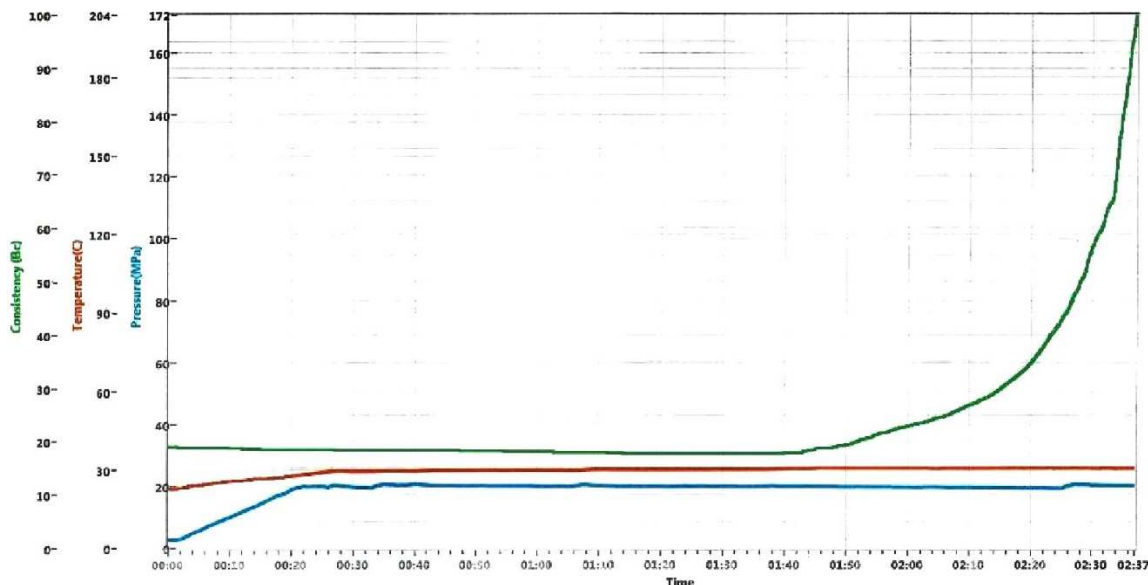


Рисунок 2 – Консистенция тампонажного состава



Адгезия с металлом разработанного тампонажного состава на основе ПЦТ I-G в разы выше, чем у стандартного цемента марки ПЦТ I-G-СС-1. Значение газопроницаемости близко к нулевому (не превышает 0,06–0,16 мД).

Таким образом, тампонажный раствор с разработанной рецептурой может обеспечить качественное крепление скважин, не допустив возникновения заколонных перетоков и обеспечив хорошие характеристики прочного цементного камня.

Литература

1. Плиева Е.Б. Предупреждение заколонных перетоков путем применения газоблокирующих составов / Е.Б. Плиева, В.А. Капитонов, П.Ю. Спиридонов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 92–96.
2. Бузовский А.А. Разработка пластичных тампонажных композиций. Магистерская диссертация. – Самара, 2017. – С. 6–7.

References

1. Plieva E.B. Paged flows prevention by application of the gas-blocking compositions / E.B. Plieva, V.A. Kapitonov, P.Yu. Spiridonov // Bulatovskie readings. – 2019. – V. 3. – P. 92–96.
2. Buzovsky A.A. Development of the plastic plugging compositions. Master's thesis. – Samara, 2017. – P. 6–7.



УДК 622.24.063

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ



PROSPECTS FOR THE USE OF DRILLING FLUIDS BASED ON BIOPOLYMER SYSTEMS

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
leramunya77@mail.ru

Скиба Анна Сергеевна

студентка института
Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ результатов применения в процессе бурения в широком спектре условий растворов безглинистых биополимеров, в том числе с малым содержанием твёрдой фазы. Учитывая результаты промысловых исследований, безглинистые или с малым содержанием твёрдой фазы биополимерные системы могут быть рекомендованный в качестве перспективных добавок в буровые растворы.

Ключевые слова: безглинистые буровые растворы; утяжелённые буровые растворы; биополимеры; безглинистые полимерные растворы; ВНСС – высокая вязкость раствора при низких скоростях сдвига.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of chemistry department,
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Muntian Valeria Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
leramunya77@mail.ru

Skiba Anna Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The analysis of the results of the use of clay-free biopolymer solutions in a wide range of conditions. Taking into account the results of field studies, we can say that biological fluids can be recommended as drilling fluids.

Keywords: clay-free drilling fluids; weighted drilling fluids; biopolymers; clay-free polymer fluids; VNSS – high viscosity of the fluid at low shear rates.

Анализ показателей бурения скважин на северных территориях показал, что одним из наиболее важных вопросов совершенствования технологии промывки скважин является разработка и рациональное применение совершенных систем буровых растворов, предотвращающих осложнения, возникающие при бурении скважин.

Рассмотрим преимущества использования биополимерных систем при бурении скважин.

В качестве основного компонента безглинистых буровых растворов чаще всего используются биополимеры, относящиеся к модифицированным гетерополисахаридам, образующимся в результате воздействия бактерий рода *Xanthomonas Campestris* (ХС) на глюкозы. Биополимеры типа ХС выпускаются под различными фирменными наименованиями: кельцан, полимер-ХС, актигум-КС, ксантан, ТНО-Т и др. в различных странах.

С точки зрения химического строения, биополимеры представляют собой углеводородную цепь, содержащую фрагменты D-глюкозы, D-маннозы, D-глюкуроновой кислоты с боковой цепью. В макромолекулах биополимера содержатся карбоксильные, карбонильные, гидроксильные группы, поэтому они обладают способностью образовывать комплексные соединения. Эта особенность используется для придания тиксотропных свойств водным растворам биополимеров и снижения их фильтрации.

Тиксотропные свойства обуславливают способность водных растворов уменьшать вязкость от механического воздействия и увеличивать вязкость в состоянии покоя.

Биополимеры выгодно отличаются от других полимеров, применяемых в бурении. Они характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы обладают выраженными псевдопластичными свойствами, при малой концентрации полимера и устойчивостью к солям. Реологические свойства растворов полимеров сохраняются в присутствии солей и органических кислот.



Применение безглинистых полимерных растворов, а также полимер-глинистых растворов с малым содержанием твёрдой фазы стало возможным благодаря использованию биополимеров.

В производственных буровых организациях проведено широкое промышленное испытание шлам-лигнина в качестве материала для получения буровых и тампонажных растворов. Результаты их использования при бурении скважин, в том числе имеющих в разрезе соленосные и неустойчивые глинистые отложения, склонные к набуханию, осыпям и обвалам, показали высокие результаты. Данный полимерный материал разработан на основе многотоннажных отходов ЦБК и может быть использован как:

- основной компонент буровых растворов, заменяющий солевые и глинопорошки;
- универсальный реагент для регулирования технологических свойств растворов на пресной, морской воде, а также при полном насыщении хлористым натрием;
- композиционная добавка для получения тампонажных растворов и изолирующих смесей для изоляции зон поглощения; для получения аэрированных растворов и пен; активный коагулирующий компонент.

Буровые растворы с использованием шлам-лигнина успешно испытаны в различных горно-геологических условиях бурения: Восточная Сибирь, Якутия, Оренбургская область и др.

Шлам-лигнин применяется в виде 5–15 % щелочного раствора, а также в порошкообразном состоянии. Однако в последнее время БЦБК прекратил выпуск шлам-лигнина. В связи с этим был разработан новый биополимерный утяжелённый раствор с использованием биополимера ТНО-Т.

ТНО-Т – это высококачественный биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки. Он представляет собой природный высоковетвистый полисахарид с исключительно высокой молекулярной массой. Основной компонент системы (ТНО-Т) обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства. Использование этих биополимеров позволяет получить промывочную жидкость с минимальной пластической вязкостью и хрупким прочным гелем. Одновременно биополимер обеспечивает высокие показатели динамической вязкости и высокой вязкости раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС), снижая при этом зону вторжения раствора и фильтрата в пласт и существенно улучшая удерживающие и выносящие способности раствора. Он намного эффективнее реагентов группы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и полианионной целлюлозы (ПАЦ), полностью биоразложим, растворим в кислотах при температуре, растворах гипохлоритов, энзимов.

ТНО-Т (биополимер) отличается высокой гибкостью в выборе плотности раствора и возможностью приготовления растворов плотностью вплоть до 1,60 г/см³, без использования утяжелителей типа барита. Плотность растворов на основе пресной воды составляет от 1,03 до 1,06 г/см³, минерализованных растворов – до 1,60 г/см³.

Раствор может быть утяжелён в любой момент увеличением концентрации соли, при этом требуется лишь незначительная добавка полимера для регулирования реологических и фильтрационных свойств.

Утяжелённые растворы для бурения – представляют собой химически инертные малообразивные тяжёлые композиции, используемые для увеличения плотности буровых растворов.

Исследования показали, что безглинистая, не содержащая активной твёрдой фазы полимерная система идеально удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям – она обладает уникальными удерживающими и выносящими способностями, прекрасными смазывающими свойствами, максимально защищает ПЗП, полностью биоразложима и экологически безопасна.

Особенностями биополимерной системы, отличающими её от других безглинистых полимерных систем являются:

- высокая стабильность реологических и фильтрационных свойств;
- удерживающие и выносящие способности, обеспечивающие высокое качество очистки скважины от выбуренного шлама;
- низкие потери давления, позволяющие оптимизировать гидравлическую мощность, передаваемую на забойный двигатель и долото, особенно при бурении стволов малого диаметра;
- высокие смазывающие способности, снижающие вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затяжек инструмента, а также увеличивающие долговечность долот и забойных двигателей;
- прекрасные фильтрационные характеристики благодаря тонкой плотной фильтрационной корке;
- возможность полного разрушения и удаления остатков раствора с забоя скважины с использованием кислоты, энзимов или окислителей.
- экологическую безопасность.

Биополимерная система отличается высокой гибкостью в выборе плотности раствора, как на пресной, так и на минерализованной основах.

Диапазон плотностей растворов составляет:

- 1,03–1,06 г/см³ – растворы на основе пресной воды;
- 1,05–1,20 г/см³ – на основе хлорида калия или натрия;
- 1,20–1,40 г/см³ – на основе хлорида кальция.



Плотность раствора может быть увеличена или уменьшена. При этом потребуются незначительная доработка полимерами для регулирования реологических и фильтрационных свойств.

В качестве добавок к буровым растворами широко применяются модифицированный крахмал и карбонат кальция.

Модифицированный крахмал служит для снижения водоотдачи. В отличие от других реагентов, понижающих водоотдачу (КМЦ, обычный крахмал, ПАЦ) он не оказывает негативного влияния на ВНСС. Синергетически взаимодействует с кольматантом для снижения водоотдачи и проницаемости фильтрационной корки. Полностью разложим, растворим в кислотах и в растворах гипохлоритов.

Карбонат кальция (молотый известняк, мрамор) используется как кольматант, для формирования тонкой плотной фильтрационной корки. Предназначен для предотвращения проникновения фильтрата раствора и мелкодисперсного шлама в поровое пространство коллектора. Кольматация скважин необходима для предотвращения разрушения зоны, непосредственно прилегающей к скважине.

Рассмотрим рецептуры буровых растворов, которые содержат биополимеры добавки.

Безглинистый ингибированный биополимерный буровой раствор для бурения подсолевых отложений. Рекомендуемый тип бурового раствора: под направление и кондуктор. По проекту буровой раствор приготовлен на основе шлам-лигнина.

Рекомендуемая рецептура бурового раствора.

Состав: глина – 10–12 %; водный раствор кальцинированной соды – 2–3 %.

Рекомендуемый тип бурового раствора: под промежуточные колонны.

Рекомендуемая рецептура бурового раствора.

По проекту буровой раствор приготовлен на основе биополимера «ТНО-Т».

Состав: биополимер «ТНО-Т» – 0,2–0,3 %; крахмал «МК-Грин» – 0,5–1,0 %; КМЦ 0,5–1,0 %; NaCl 25–26 %.

Показатели рекомендуемого бурового раствора:

- плотность – 1,05–1,16 г/см³;
- условная вязкость – 35–60 с;
- фильтрация – 5–10 см за 30 минут;
- статическое напряжение сдвига СНС-2 – 5-10/6-11 дПа через 1 и 10 минут;
- корка – до 1 мм;
- суточный отстой – 0 %;
- коэффициент липкости (допустимый для вертикальных скважин 0,250–0,350) – 0,120–0,140;
- пластическая вязкость по ВСН-3 – 40–60 мПа · с;
- динамическое напряжение сдвига – 100–130 дПа.

Состав бурового раствора под эксплуатационную колонну:

Биополимеры (ТНО-Т) – 0,2–0,3 %; КМЦ 1–2 %; мел – 80 %.

Далее для вскрытия продуктивных пластов необходимо снизить плотность раствора до необходимой величины.

На основании анализа научных публикаций и результатов промысловых исследований выявлены факторы, приводящие к снижению эффективности работ при бурении глинистых пород.

Установлено, что глинистые породы венд-кембрия относятся к ненабухающим аргиллитам, поэтому осложнения в случае их бурения с использованием водных растворов (даже ингибирующих), происходят за счёт их механического разрушения и осмотических перетоков.

Анализ данных по применению в процессе бурения в широком спектре условий растворов безглинистых биополимеров, в том числе с малым содержанием твёрдой фазы (или биополимерных по механизму действия, ингибирующим свойствам, реологическим характеристикам и экономичности), с учётом промыслового опыта позволят рекомендовать безглинистые или с малым содержанием твёрдой фазы биополимерные системы в качестве перспективных добавок в буровые растворы.

Установлено, что применение биополимерных систем стабилизирует реологические и фильтрационные свойства, удерживающие и выносящие способности, обеспечивающие высокое качество очистки скважин от выбуренного шлама.

Биополимерная система экологически безопасна.

Приведены рецептуры буровых растворов на основе высокоэффективных химических реагентов, применение которых позволит обеспечивать устойчивость глинистых пород при бурении скважин.

Показано, что применение биополимерных систем позволит сократить затраты на возникающие осложнения при бурении.

Литература

1. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.



3. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
4. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
5. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
6. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
7. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
8. Поварова Л.В., Кусов Г.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
9. Поварова Л.В. Рациональное использование производственных сточных вод // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 2. Очистка природных и сточных вод. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 160–167.
10. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 139–145.
11. Савенок О.В., Поварова Л.В., Даниелян Г.Г. Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий, применяемых на вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 152–156.
12. Савенок О.В., Поварова Л.В., Скиба А.С. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.
13. Савенок О.В., Поварова Л.В., Мунтян В.С. Анализ способов борьбы со снижением продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 168–173.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in Oil and Gas Well Construction : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
4. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling Fluids: a training manual. – Novocherkassk : Leek, 2014. – 374 p.
5. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of the drilling fluid parameters on the probability of the differential clamps appearance // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
6. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Investigation of the drilling mud compositions for the clayey rock drilling and saline formation prevention // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
7. Povarova L.V. Ecological risks connected with oil fields exploitation // Science. Technique. Technologies (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2018. – № 2. – P. 112–122.
8. Povarova L.V., Kusov G.V. Normative and technical regulation of an ecological safety in oil and gas industry // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
9. Povarova L.V. Rational use of industrial waste waters // Actual questions of environment protection: collection of reports of All-Russian scientific and technical conference (17–19 September 2018, Belgorod). Section 2. Purification of natural and waste waters. – Belgorod : Belgorod State University of Technology Publishing House, 2018. – P. 160–167.
10. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the horizontal wells operation results, the lateral drilling efficiency and the works on their deepening at Vyngapurovskoe field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – P. 139–145.
11. Savenok O.V., Povarova L.V., Danielyan G.G. Technological efficiency of the geological and technical measures applied at the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – P. 152–156.
12. Savenok O.V., Povarova L.V., Skiba A.S. Operation peculiarities of the producing wells in Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.
13. Savenok O.V., Povarova L.V., Munt'yan V.S. Analysis of the ways of struggle against decrease in productivity of wells at the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 168–173.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the oil and gas wells construction. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.



УДК 622

ПРИМЕНЕНИЕ БОРСИЛИКАТНОГО РЕАГЕНТА – ИНГИБИТОРА ГЛИН (БСР, БСР-С, КОЛЬМАСИЛ) – В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ



USE OF BOROSILICATE REAGENT – CLAY INHIBITOR (BSR, BSR-S, KOLMASIL) – IN DRILLING FLUIDS

Проводников Геннадий Борисович

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

Аннотация. Статья посвящена решению проблемы радикального предупреждения осложнений при строительстве скважин и повышению эффективности их заканчивания на месторождениях Западной Сибири.

Наше предложение соответствует идеям и концепции профессора А.И.Булатова в данной области науки.

ООО «Сибирская технологическая компания» (г. Нижневартовск, ХМАО – Югра) на протяжении многих лет занимается указанной проблемой, выпуская и поставляя буровым предприятиям борсиликатный химический реагент – ингибитор глин, который постоянно качественно совершенствуется и обновляется. Вначале поставлялись СУФР-Б и БРС в жидком виде, затем БСР-С либо его модификация, КОЛЬМАСИЛ, в виде порошка.

В последнее время буровыми предприятиями при заявках основное внимание уделяется порошкообразным борсиликатным ингибиторам глин БСР-С и КОЛЬМАСИЛУ. Они широко используются нефтяными компаниями на месторождениях Западной Сибири при обработке буровых растворов в процессе бурения. Накоплен большой опыт их применения совместно с акриловыми, полисахаридными реагентами при обработке глинистых буровых растворов. Уникальные свойства борсиликатного реагента способствуют предупреждению осложнений ствола скважины при её углублении в неустойчивых глинистых породах, а также повышению качества крепления скважины и надежности разобщения пластов.

Ключевые слова: ингибиторы глин, осложнения при бурении, научная разработка, Сургутское УБР-1, Сибирская технологическая компания, разработчик и производитель, Сургутнефтегаз, повышение ингибирующей способности, повышение качества, совершенствование, техническое решение, технические проекты, Западная Сибирь.

Provodnikov Gennady Borisovich

Ph.D. in Technical Sciences,
Honorary oilman of Surgutneftegaz
production association,
Labor veteran of Surgutneftegaz OJSC,
Khanty-Mansiysk Autonomous
District – Yugra,
letter of commendation
from the Russian Ministry of Energy
id.yug2016@gmail.com

Annotation. The article is devoted to the solution of the problem of radical prevention of complications during well construction and increase of efficiency of their completion on the fields of Western Siberia.

Our proposal corresponds to the ideas and concept of Professor A.I. Bulatov in this field of science.

LLC «Siberian Technological Company» (Nizhnevartovsk, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra) has been dealing with this problem for many years, producing and supplying drilling enterprises with borosilicate chemical reagent – clay inhibitor, which is constantly improved and updated. In the beginning SUFR-B and BDS were supplied in liquid form, then BDS-C or its modification, COLMASIL, in powder form.

Recently drilling companies have been focusing on powder borosilicate clay inhibitors BSR-C and COLMASIL. They are widely used by oil companies in the fields of Western Siberia for treatment of drilling fluids during drilling.

There is a great experience of their application together with acrylic and polysaccharide reagents in processing of clay drilling muds. Unique properties of borosilicate reagent help to prevent complications of the wellbore at its deepening in unstable clayey rocks, as well as to improve the quality of well attachment and reliability of formation separation.

Keywords: clay inhibitors, drilling complications, scientific development, Surgut UBR-1, Siberian Technological Company, developer and manufacturer, Surgutneftegaz, increasing inhibiting capacity, improving quality, technical solution, technical projects, Western Siberia.

В теории и практике буровых работ вопросы совершенствования технологии промывки скважин по-прежнему относятся к наиболее актуальным и требует нетрадиционных способов их решения, в том числе за счет применения ингибированных силикатных буровых растворов [1].

Применение ингибиторов глин для обработки буровых растворов при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири в первую очередь связано с особенностью геологического разреза, особенно при вскрытии Алымской, Вартовской, Мегионской свит и Юрской системы. В нем присутствует чередование глин, алевролитов и песчаников, которые в первую очередь из всех горных пород обеспечивают кавернозность, осыпи и обвалы стенок скважин, образование шламовых пробок. В результате возникают технологические осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенок свола скважины. Они выражаются в сальникообразовании, потере циркуляции, посадках и затяжках



бурильного инструмента, непрохождении геофизических приборов и обсадных колонн, а также в некачественном цементировании скважин вследствие высоких гидродинамических давлений при продавливании цементных растворов в заколонное пространство скважины.

Успешное бурение скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечить безопасность и безаварийную проводку скважин при высокой скорости бурения. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных средств. Однако это компенсирует затраты на работы по ликвидации осложнений и аварий, сопровождающиеся проработками и дополнительными промывками ствола скважины при спускоподъемных операциях. Несмотря на возросший уровень технологии бурения глубоких скважин с различными углами наклона (от 15 до 90 градусов), в интервалах залегания глинисто-аргиллитовых горных пород возникают осложнения в виде осыпей и обвалов. На борьбу с осложнениями ежегодно затрачивалось от 4 до 10 % календарного времени бурения. Поэтому предотвращение осложнений при бурении скважин является актуальным вопросом [2].

В настоящее время дополнительным требованием к пресному буровому раствору (кроме необходимой плотности и фильтрации, оптимальных вязкостных и структурно-механических свойств) являются его ингибирующие свойства к набухаемости глинистых горных пород.

Как правило реагенты-ингибиторы применяются при бурении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири в процессе обработки пресных глинистых растворов, стабилизируемых либо акриловыми реагентами, либо полисахаридными. В настоящее время буровыми предприятиями используются различные реагенты-ингибиторы. Однако, по нашему мнению, заслуживает особого внимания реагент-ингибитор БСР-С, который разработан и производится предприятием ООО «Сибирская технологическая компания» на основе силиката натрия. Данный реагент около 30 лет назад был научно обоснован и разработан в жидком виде с названием СУФР-Б, затем БСР. Впервые реагент СУФР-Б прошел промышленные испытания на Западно-Сургутском месторождении в Сургутском УБР-3.

В последнее время, по требованию заказчика ПАО «Сургутнефтегаз», ингибитор глини БСР был модифицирован и стал поставляться в виде порошка с названием БСР-С. В данной компании на основе лабораторных исследований постоянно ведется поиск более оптимального сочетания компонентов реагента БСР-С для совершенствования его технологических свойств. В настоящее время данный реагент обладает комплексом уникальных свойств, обеспечивающих повышение как его ингибирующей способности, так и разжижающего эффекта, способного снизить пластическую вязкость бурового раствора при стабилизации его динамического напряжения сдвига. Это способствует устойчивости ствола скважины при его углублении. Реагент многофункционален и предназначен также в качестве дополнительной ингибирующей добавки для стабилизации глинистых отложений путем предотвращения набухания неустойчивых глинистых пород, гидратации и диспергирования глини.

Реагент в стволе скважины в процессе взаимодействия глины с водой действует в два этапа. На первом этапе имеет место всасывание глиной воды, на втором – диспергирование гидратированных частиц глины. На первом этапе борсиликатный реагент позволяет снизить скорость поступления воды в глину и повысить прочность структуры глины, предотвращает образование сальников на бурильных трубах, не дает возможности глинистому шламу гидратировать и переходить в раствор. Второй этап взаимодействия воды с глиной, диспергирование глинистых частиц, наступает после прохождения процесса набухания ее силикагелевой оболочки и формирования гидратной воды. На данном этапе реагент обеспечивает нейтрализацию последствий диспергирования частиц: способствует скреплению частиц глины между собой.

Ранее, в 2010 году, отделом прекитирования скважин в Сургутском УБР-1 был предложен для промышленных испытаний борсиликатный реагент, ингибитор глини типа БСР (ТУ 2458-001-74754370-2006), состав и технология производства которого разработаны предприятием ООО «Сибирская технологическая компания» [3].

В составе данного реагента компоненты показали высокую эффективность за счет того, что при их соединении возникают новые вещества. При проведении промышленных испытаний на всех стадиях строительства скважин – бурение под кондуктор, под эксплуатационную колонну, под хвостовик – борсиликатный реагент позволил производить все технологические операции без осложнений с высоким качеством выполнения требований групповых рабочих проектов при строительстве скважин. Впоследствии, согласно разработанным специалистами Сургутского УБР-1 практическим рекомендациям и типовым инструкциям, рецептуры с применением ингибитора глини БСР по интервалам бурения ствола скважины внесены в руководящий документ – технологический регламент для составления индивидуальных проектов на строительство нефтяных скважин [2].

Данный композиционный реагент представляет собой подвижную жидкость темно-коричневого цвета с плотностью 1120-1140 кг/м³, условной вязкостью 15-30 с, водородным показателем pH 10-11, температурой замерзания -4 град. С, сохраняющую свои свойства после размораживания.

Поставляется предприятием ООО «Сибирская технологическая компания» в полиэтиленовых бочках.



Борсиликатный реагент БСР является многокомпонентным реагентом и одними из главных содержит силикат натрия (жидкое стекло) и борную кислоту. Борная кислота известна как стабилизатор свойств глинистых и других водных растворов в области повышенных температур. Борная кислота, как гелеобразователь, способна к полимеризации в водных средах, а также к взаимодействию с гидроксилсодержащими соединениями с образованием анионных комплексов. Реакция поликонденсации является наиболее важным химическим процессом получения силикатного геля. На определенных стадиях поликонденсации из полимерных частиц образуются сферические частицы, при коагуляции которых происходит переход золя в гель. Это подтверждено результатами проведения потенциометрических, электрофоретических исследований, а также при изучении кинетики электролитной коагуляции и структурообразования силикатных систем [4].

БСР представляет собой жидкость – растворимый в воде высокоактивный ингибитор глин. Реагент применяется в буровых растворах для стабилизации неустойчивых пород, слагающих ствол скважины. Благодаря химической стабилизации, глинистые частицы породы сохраняют размер, достаточный для легкого удаления в системе очистки, то есть не подвергаются диспергированию и не приводят к залипанию сеток вибрационных сит. Это в свою очередь снижает потребность в разбавлении и утилизации больших объемов бурового раствора, снижает общий расход химреагентов. Сокращение диспергирования ведет к уменьшению сальникообразования, то есть налипания разбуренной породы на долото и КНБК. Снижение вязкости бурового раствора при вводе БСР позволяет вести бурение при высоких механических скоростях проходки, вырабатывая шлам более крупных размеров, который достигает вибросита в твердом виде. Силикатный реагент придает буровым растворам стабильность при повышении температуры. После ввода БСР в буровой раствор происходит усиление армирующей способности фильтрационной корки, что одновременно положительно сказывается на фильтрационных характеристиках раствора [2].

Рассматриваемый химический реагент выбран с учетом горно-геологических условий и с соблюдением следующих требований:

- безаварийной проводки скважины в комплексе с технологическими мероприятиями;
- повышенное удерживающей и выносящей способности бурового раствора в отношении выбуренной породы;
- сохранение устойчивости стенок скважины при установке в ней всех типов обсадных колонн, особенно кондукторов.

Использование данного реагента в рецептуре бурового раствора позволило повысить его эффективность при бурении скважин, улучшить качество проектных решений, повысить срок эксплуатации бурового оборудования, свести к минимуму возможные отклонения в процессе строительства скважин [2].

Обладая высокой ингибирующей способностью, БСР обеспечивает повышение глиноемкости естественных глинистых растворов. Установлено, что при концентрации глины 55 % по массе (плотность раствора 1290 кг/м³) использование 1 % БСР снижает СНС и ДНС в 2,0–2,6 раза. Этот эффект сохраняется в широком диапазоне температур (от 25 до 120 °С). Снижение СНС и ДНС отмечается для суспензий с содержанием твердой фазы более 25 % по массе.

БСР избирательно и эффективно снижает структурно-механические свойства и реологические показатели глинистых полимерных растворов.

Опытом применения буровых растворов отмечено, что, благодаря высокой адгезионной способности по отношению к металлу и способности образовывать нерастворимый твердый силикат натрия при взаимодействии с цементом, резко возрастает качество крепления и надежность разобщения пластов при заканчивании скважин [2].

В дальнейшем, с целью совершенствования состава данного реагента и более технологичного его применения, а также уменьшения транспортируемой массы, предприятие ООО «Сибирская технологическая компания» с помощью специального оборудования и особой технологии отжима и сушки жидкого реагента БСР при его некоторой модификации, разработала и осуществила производство его в сухом виде с названием БСР-С. В порошкообразном борсиликатном реагенте БСР-С были достигнуты аналогичные ингибирующие и другие свойства, даже некоторое их улучшение, при более низкой концентрации (проц. вес) в буровом растворе.

В последнее время буровыми предприятиями ПАО «Сургутнефтегаз» и другими нефтяными компаниями в Западной Сибири при заявках основное внимание уделяется порошкообразному борсиликатному реагенту БСР-С и его аналогу – реагенту КОЛЬМАСИЛ [5]. 15-летний положительный опыт института СургутНИПИнефть по лабораторным, промышленным исследованиям и опытно-промышленным работам с применением ингибиторов глин данного класса позволяет предусматривать включение борсиликатного реагента в рецептуру буровых растворов при составлении групповых технических проектов на строительство нефтяных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз».

Реагенты этого класса широко используются в настоящее время при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири в процессе обработки пресных глинистых растворов.



Большой опыт применения борсиликатного ингибитора глин совместно с акриловыми, либо полисахаридными реагентами при обработке глинистых буровых растворов показывает, что его уникальные свойства способствуют предупреждению осложнений ствола скважин при их углублении в неустойчивых глинистых породах, повышению устойчивости ствола при бурении под кондуктор и повышению эффективности заканчивания скважин, включая качество их крепления и надежность разообщения пластов.

Литература

1. Крылов В.И., Крецул В.В. Промывочные жидкости нового поколения, и ингибированные высокими силикатами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 10. – С. 26–29.
2. Змеев Ю.В. Выбор ингибирующего бурового раствора в системе «буровые растворы» при строительстве скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Бурение и нефть. – 2011. – № 1.
3. Минибаев В.В., Коновалов Е.А., Изюмский В.П. и др. Разработка и опыт применения кремнегелевых реагентов и буровых растворов // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 47–48.
4. Грязнов И.В., Коновалов Е.А., Изюмский В.П. и др. Применение гель-технологий для получения буровых технологических жидкостей // Газовая промышленность. – 2009. – № 11. – С. 58–61.
5. Проводников Г.Б. Обзор выполненных и внедренных научных разработок НИО Строительство и эксплуатации скважин института «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 225.

References

1. Krylov V.I., Kretsul V.V. Washing liquids of new generation, and inhibited by high silicates // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2003. – № 10. – P. 26–29.
2. Zmееv Yu.V. Selection of Inhibiting Drilling Mud in the System of «Drilling Muds» during the Well Construction in OJSC «Surgutneftegas» // Drilling and Oil. – 2011. – № 1.
3. Minibaev V.V., Konovalov E.A., Izyumsky V.P. and others. Development and Experience in Application of Silicon-Gel Reagents and Drilling Muds // Drilling and Oil. – 2010. – № 2. – P. 47–48.
4. Griaznov I.V., Konovalov E.A., Izyumsky V.P. and others. Application of the gel-technologies for obtaining the drilling process liquids // Gas industry. – 2009. – № 11. – P. 58–61.
5. Provodnikov G.B. Review of performed and implemented scientific developments of NIO Construction and operation of wells of «SurgutNIPIneft» Institute «Surgutneftegas» // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 225.



УДК 622.242.2

БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ И БИТУМЫ



DRILLING EQUIPMENT FOR CONSTRUCTION OF WELLS FOR EXTRA-HEAVY OIL AND BITUMENS

Рахматуллин Дамир Валериевич
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
rdv14@yandex.ru

Алсынбаев Гумер Таярович
магистр,
магистрант кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
gumer1995_ru@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрено современное состояние разработок и проведен анализ бурового оборудования для строительства скважин сверхвязких нефтей и битумов. Рассмотрены основные проблемы бурового оборудования – технологические и экономические. Выявлена и обоснована необходимость применения нетрадиционных буровых установок без буровой лебедки и талевого системы.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, битум, буровая установка с наклонной мачтой, паронагнетательная скважина, наклонно-направленное бурение.

Rakhmatullin Damir Valeriyevich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Ufa state petroleum technological university
rdv14@yandex.ru

Alsynbaev Gumer Tayarovich
Master,
Masters student of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Ufa state petroleum technological university
gumer1995_ru@mail.ru

Annotation. This article discusses current status of development and the analysis of drilling equipment for construction of wells for extra-heavy oil and bitumens. The main problems of drilling equipment – technological and economic. The need for the use of unconventional drilling rigs without a drawworks and tackle system has been identified and justified.

Keywords: Extra-heavy oil, bitumen, oilfield drilling machine with inclined adjustable mast, steam injection wells, directional drilling.

Российские нефтегазовые компании, несмотря на относительно невысокую мировую цену на нефть, низкое развитие технологий в области добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), системы налогов на добычу полезных ископаемых и другие проблемы, начинают все чаще уделять внимание совершенствованию добычи сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ), сланцевой нефти, газовых гидратов и других ТРИЗ. Совершенствование добычи в свою очередь требует развития технологий и разработки соответствующего бурового оборудования. Актуальность добычи СВН и ПБ связана с истощением месторождений легкой нефти [1].

Мировые запасы СВН и ПБ значительно превосходят ресурсы легких нефтей. На данный момент ресурсы СВН и ПБ в мире составляет 640 млрд тонн (рис. 1). Наиболее крупными ресурсами обладает Канада и Венесуэла, а также Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай [2].

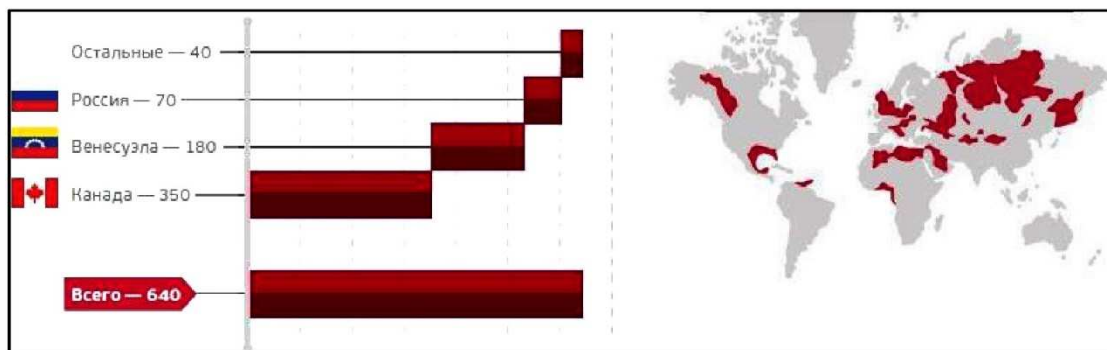


Рисунок 1 – Мировые запасы СВН и ПБ в млрд т. [3]



На территории РФ основные запасы СВН и ПБ расположены в Западной Сибири и Республике Татарстан, а также данными ресурсами обладают Удмуртская Республика, Пермский край, Самарская область, Республика Башкортостан и остальные регионы [4].

К традиционным способам добычи СВН и ПБ относят термические методы с использованием вертикальных скважин: внутрискважинное горение, закачивание высокотемпературного теплоносителя. На сегодняшний день нефтегазовые компании разрабатывают и внедряют более новые технологии добычи СВН и ПБ с применением наклонных-направленных скважин.

К новым технологиям добычи СВН и ПБ относят метод парогравитационного дренажа – steam-assisted gravity drainage. Суть метода в том, что требуется пробурить две наклонно-направленные скважины малым радиусом кривизны (рис. 2). Вышележащая скважина используется для нагнетания пара, нижележащая для добычи нефти. Скважины бурят параллельно относительно друг друга в одной плоскости и выдерживая расстояния по стволу 5–10 м [5, 15].

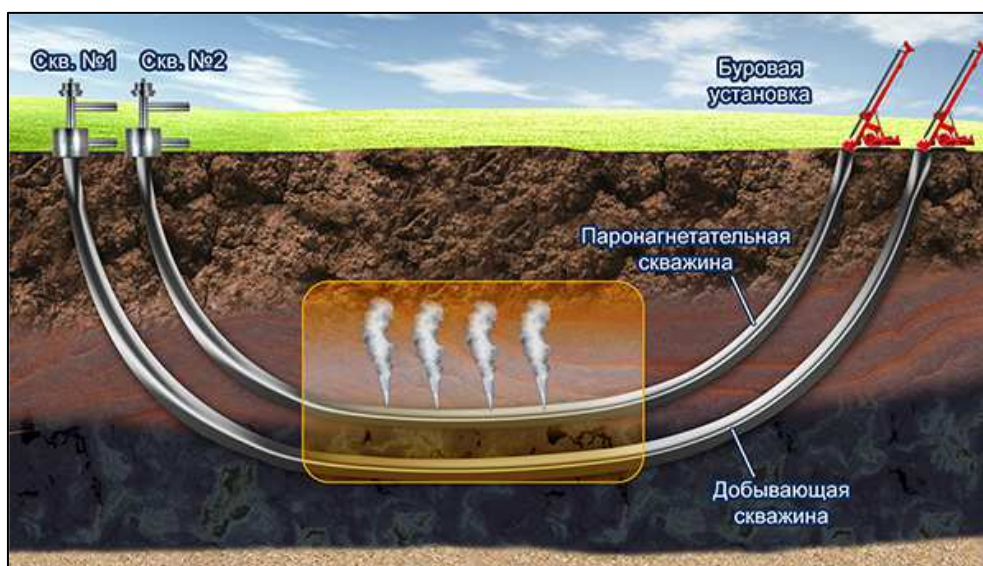


Рисунок 2 – Буровой станок с расположением мачты под углом 45° [8]

При бурении подобным способом используются следующие решения:

- благодаря тому, что скважина бурится под углом 45°, облегчается переход к бурению горизонтальной части, а также крепление скважины обсадными колоннами;
- при бурении горизонтального интервала малым радиусом кривизны необходима дополнительная осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- используются магнитные обсадные колонны с целью обеспечения параллельности стволов двух скважин.

Традиционные буровые установки с использованием буровой лебедки и талевого системы не способны к выполнению подобных решений при бурении. В связи с этим, применяется буровые установки с наклонной мачтой [6].

Основные недостатки буровой установки с использованием буровой лебедки и талевого системы: отсутствие должного контроля над нагрузкой на породоразрушающий инструмент, эффективность канатов при бурении невысокая. Усложненная конструкция установки, значительный вес, а также высокая стоимость. Более строгие правила безопасности в работе с талевыми блоками, канатами.

Основные преимущества буровых установок с наклонной мачтой с зубчатореечными механизмом подачи труб: отсутствие лебедки и талевого блока обеспечивают более безопасные условия труда. Простая конструкция, низкий вес, невысокая стоимость установки, мобильность на площадке. Повышенная скорость бурения относительно традиционной установки. Отсутствие наддолотных вибромодулей [6, 7].

Новейшими технологиями в области добычи СВН обладает компания «Татнефть». В 2019 году совместно с буровыми бригадами компаний «Татбурнефть» и «Гольфстрим» была пробурена тысячная скважина для добычи СВН. На сегодняшний день «Татнефть» удалось снизить себестоимость добычи СВН почти в 2 раза за последние 3 года. Срок бурения скважин на природный битум сокращен до 8 суток [10]. Снижение в два раза стоимости строительства и обустройства скважин удалось благодаря бурению скважин малого диаметра. Подобные скважины бурятся установками невысокой мощности и малой металлоемкостью, соответственно снижаются затраты на технологические жидкости и на подачу электроэнергии [14].



В Республике Татарстан СВН и ПБ располагается на малых глубинах, примерно 100 метров, поэтому недостаточно высокие температуры и низкое пластовое давление делают невозможным ее извлечение обычными методами. Соответственно необходимо применять буровые установки с наклонной мачтой, так как бурение горизонтального интервала на небольшой глубине с традиционных установок невозможно из-за высокой интенсивности изменения зенитного угла при переводе ствола скважины из вертикального положения в горизонтальное. Это, в свою очередь затрудняет прохождение компоновок бурильного инструмента, обсадных колонн, скважинного оборудования во время их спуска в ствол такой скважины. Есть проблемы и с доведением нагрузки до долота при бурении скважины, поскольку, как известно, данная нагрузка создается весом бурильной колонны. В данном случае этого веса недостаточно, поскольку длина вертикального участка невелика [11].

Для бурения СВН и ПБ в ООО «УК «Татбурнефть» с 2008 года была приобретена буровая установка с наклонной мачтой Kretco – 2000M канадского производителя NOV стоимостью 12 млн долл. Для повышения объемов бурения в 2 раза была приобретена вторая буровая установка. Новый наклонный блок с электрическим типом привода имеет ряд положительных доработок в сравнении с предыдущим – два крана-манипулятора (на рабочей площадке с тросовой системой и в конце стеллажей), возможность сборки КНБК на буровой установке (диапазон захвата труб от 73 до 370 мм), увеличенное усилие (не менее 36 тонн) приспособления для толкания труб в скважину, более качественная система очистки промывочной жидкости (линейное вибрационное и гидроциклонные вибросита Brandt Kobra), повышенная нагрузка на крюке (82 тонны) [12].

Рассмотрим многофункциональную установку для направленного бурения (МНБУ) PV 500 MDD компании Prime Vertical (рис. 3). При помощи гидравлических двигателей осуществляется движение верхнего силового привода и имеет 2–3 ступени передач. Имеется гидравлический манипулятор с целью подачи бурильных труб (БТ), кран для поднятия БТ, система контроля параметров при бурении, система камер. Для оптимального обзора оператора имеется контейнер. Для перемещения с 0° до 90° МНБУ оснащена гидравлическими цилиндрами. Для безопасного удержания бурового лафета в любой позиции имеется телескопическая опорная система [13].

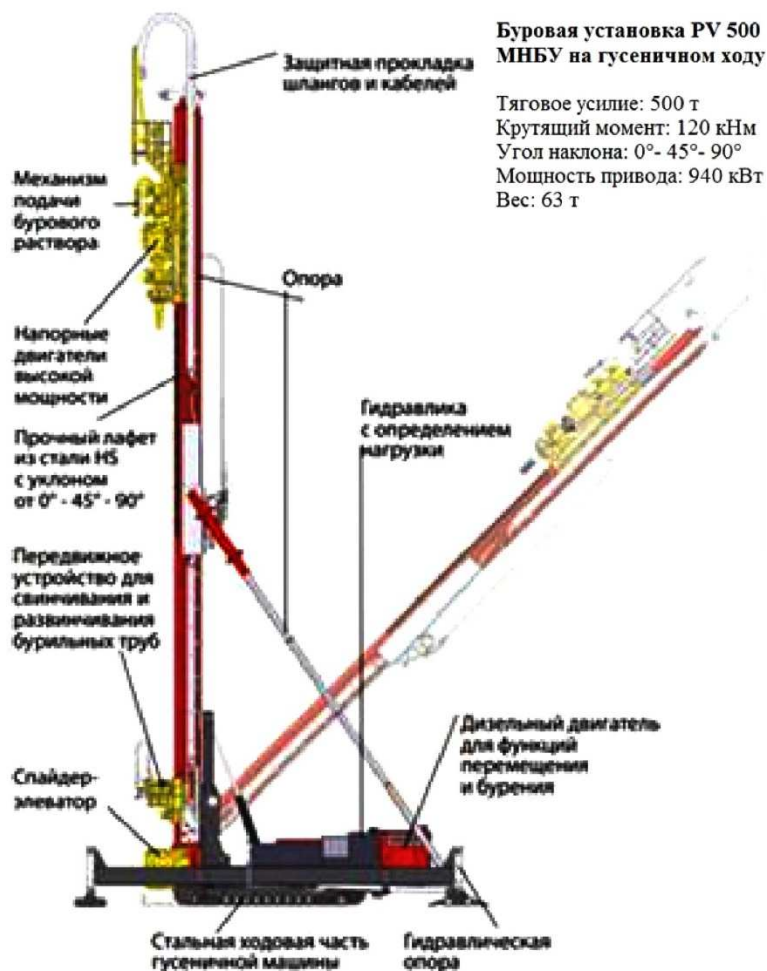


Рисунок 3 – Буровая установка PV 500 МНБУ на гусеничном ходу и ее основные технические характеристики [13]



На рисунке 4 представлена примерная рабочая площадка и расстановка оборудования на ней.

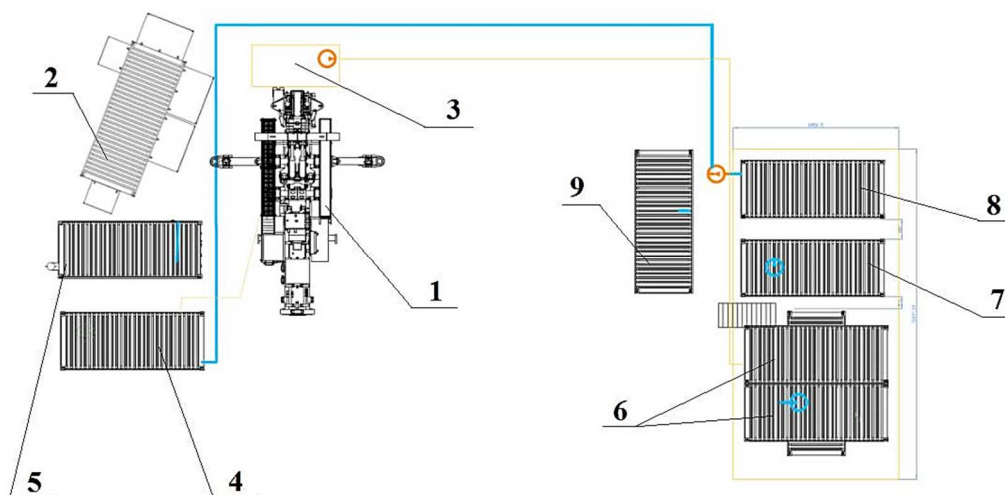


Рисунок 4 – Примерная рабочая площадка и расстановка оборудования на ней [9]:

1 – многофункциональная буровая установка; 2 – контейнер управления; 3 – погружной насос для перекачки шлама на первую ступень системы очистки бурового раствора; 4 – буровой насос; 5 – запасной буровой насос; 6 – система очистки бурового раствора с пескоотделителями и илоотделителями; 7 – насосно-смесительная установка; 8 – буферный бак для воды с насосом; 9 – генератор или пульт управления системой очистки

Литература

1. Каюкова Г.П. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах / Г.П. Каюкова, С.М. Петров, Б.В. Успенский. – Казань : Геос, 2014. – 301 с.
2. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. Научно-практический журнал. [Электронный источник]. – URL : <http://ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2060> (дата обращения: 01.03.2020).
3. Обзор мирового опыта добычи трудноизвлекаемых запасов нефти: битумы Венесуэлы, нефтяные пески Канады, сланцевая нефть в США. Российские перспективы [Электронный источник]. – URL : <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-april-projects/1104155/> (дата обращения: 01.03.2020).
4. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей европейской части РФ [Электронный источник]. – URL : http://www.ngpr.ru/rub/6/43_2012.pdf (дата обращения: 01.03.2020).
5. Технология выполнения работ при строительстве эксплуатационных скважин по добыче тяжелой битуминозной нефти [Электронный источник]. – URL : <http://www.sovburtech.com/rabota/tehnologia-pri-stroitelstve-skvajin/> (дата обращения: 01.03.2020).
6. Эпштейн В.Е. Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования // Бурение и нефть. – 2016. – № 4. – С. 4–9.
7. Добыча высоковязких нефтяных фракций парогравитационным методом. Устройство наклонно-направленных скважин с выходом на поверхность [Электронный источник]. – URL : <https://docplayer.ru/37194443-Dobycha-vysokovyazkih-neftyanyh-frakciy-paro-gravitacionnym-metodom-ustroystvo-naklonno-napravlennyh-skvazhin-s-vyходом-na-poverhnost.html> (дата обращения: 01.03.2020).
8. Нефтяная промышленность. Добыча тяжелой нефти [Электронный источник]. – URL : <http://mining-prom.ru/toplivodob/neft/tyazhelaya-neft/> (дата обращения: 01.03.2020).
9. Буровые станки нового поколения для строительства и ремонта нефтедобывающих скважин сверхвязкой нефти [Электронный источник]. – URL : <https://s.siteapi.org/06e7c4ec6596530.ru/docs/655aa834a056f4890f74642929c5f8000f33db22.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).
10. Информгентство «Девон». Нефтедобыча [Электронный источник]. – URL : http://iadevon.ru/news/oil/%c2%abtatneft%c2%bb_snizila_sebestoimost_dobichi_sverhvyazkoy_nefti_pochti_v_2_raza_za_3_goda-9481/ (дата обращения: 01.03.2020).
11. Нефтяная шахта. Все о добыче вязкой нефти шахтным способом [Электронный источник]. – URL : http://mineoil.blogspot.com/p/blog-page_8587.html (дата обращения: 01.03.2020).
12. Газета Буровик «УК Татбурнефть» [Электронный источник]. – URL : <http://ufagidromash.com/upload/iblock/943/943b43c1ae1482642eb999bb429bc183.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).
13. Компания Prime Vertical. МНБУ [Электронный источник]. – URL : <http://pv-mdd.ru/materials/Prospekt.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).
14. Российская газета. «Татнефть» поставила себе новую планку [Электронный источник]. – URL : <https://rg.ru/2019/04/11/reg-pfo/tatneft-vzialas-za-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti.html>
15. Ахмадишин Ф.Ф. Строительство скважин с горизонтальным окончанием на малые глубины для добычи высоковязкой нефти и природных битумов методом парогравитационного дренажа : дис. ... канд. техн. наук. – Бузульма : Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2016. – 111 с.



References

1. Kayukova G.P. Properties of heavy oils and bitumen from Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes / G.P. Kayukova, S.M. Petrov, B.V. Assumption. – Kazan : Geos, 2014. – 301 p.
2. High viscosity oils and natural bitumen: problems and improving the efficiency of exploration and development of deposits. Scientific and practical journal. [Electronic source]. – URL : <http://ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2060> (accessed: 01.03.2020).
3. A review of world experience in the extraction of hard-to-recover oil reserves: bitumen of Venezuela, oil sands of Canada, shale oil in the USA. Russian perspectives [Electronic source]. – URL : <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-april-projects/1104155/> (accessed: 01.03.2020).
4. The resource potential of heavy oil fields in the European part of the Russian Federation [Electronic source]. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf (accessed: 01.03.2020).
5. The technology of work in the construction of production wells for the production of heavy bituminous oil [Electronic source]. – URL : <http://www.sovburtech.com/rabota/tehnologia-pri-stroitelstve-skvajin/> (accessed: 01.03.2020).
6. Epstein V.E. Drilling equipment. The main directions of development and improvement // Drilling and oil. – 2016. – № 4. – P. 4–9.
7. Extraction of high-viscosity oil fractions by the steam-gravity method. The device directional wells with access to the surface [Electronic source]. – URL : <https://docplayer.ru/37194443-Dobycha-vysokovyazkih-neftyanyh-frakciy-paro-gravitacionnym-metodom-ustroystvo-naklonno-napravlenyh-skvazhin-s-vyhadom-na-poverhnost.ht.20> (accessed 01.03.2020).
8. The oil industry. Heavy Oil Production [Electronic Source]. – URL : <http://mining-prom.ru/toplivodob/neft/tyazhelaya-neft/> (accessed: 01.03.2020).
9. Drilling rigs of a new generation for the construction and repair of oil-producing wells of extra-viscous oil [Electronic source]. – URL : <https://s.siteapi.org/06e7c4ec6596530.ru/docs/655aa834a056f4890f74642929c5f8000f33db22.pdf> (accessed 01.03.2020).
10. News agency «Devon». Oil production [Electronic source]. – URL : http://iadevon.ru/news/oil/%c2%abtatneft%c2%bb_snizila_sebestoimost_dobichi_sverhvyazkoy_nefti_pochti_v_2_raza_za_3_goda-9481/ (accessed: 01.03.2020).
11. Oil mine. All about the extraction of viscous oil by the mine method [Electronic source]. – URL : http://mine-oil.blogspot.com/p/blog-page_8587.html (accessed date: 03.01.2020).
12. The newspaper Burovik «UK Tatburneft» [Electronic source]. – URL : <http://ufagidromash.com/upload/iblock/943/943b43c1ae1482642eb999bb429bc183.pdf> (accessed 01.03.2020).
13. The company Prime Vertical. MNBU [Electronic source]. – URL : <http://pv-mdd.ru/materials/Prospekt.pdf> (accessed: 01.03.2020).
14. Russian newspaper. Tatneft set a new bar for itself [Electronic source]. – URL : <https://rg.ru/2019/04/11/reg-pfo/tatneft-vzialas-za-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti.html>
15. Akhmadishin FF, Construction of wells with horizontal completion at shallow depths for the production of highly viscous oil and natural bitumen by the method of steam gravity drainage : dis. ... Cand. tech. sciences. – Bugulma : Tatar Scientific Research and Design Institute of Oil PJSC TATNEFT named after V.D. Shashina, 2016. – 111 p.



УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ ЧЕРЕЗ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПАКЕР В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ



APPLICATION OF EQUIPMENT FOR ISOLATION OF ABSORPTION ZONES THROUGH A HYDRO-MECHANICAL PACKER IN WINTER

Рахматуллин Рамиль Рафаэлевич
заместитель начальника цеха бурения
Нурлатского предприятия буровых работ,
ООО «УК»Татбурнефт»
AdvokatNfk1988@mail.ru

Хузина Лилия Булатовна
доктор технических наук,
заведующая кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
lhyzina@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены ликвидации поглощений промывочной жидкости. Представлен новый инструмент в виде шарового крана двухотводного, который включен в компоновку низа бурильной колонны. Данный инструмент позволяет производить намыв поглощающего пласта в стволе скважины в зимнее время, исключив замораживание ведущей бурильной трубы, манифольдного стояка и манифольдной линии во время подготовки последующих порций раствора с наполнителями.

Ключевые слова: осложнения при строительстве скважин, поглощение бурового раствора, тампонирующее эксплуатационной колонны, водопроявление, гидравлический разрыв пласта, гидромеханический пакер, инертные наполнители, замораживание нагнетательного стояка, открытый конец бурильных труб, технология намыва поглощающего пласта, порция раствора с наполнителями.

Rakhmatullin Ramil Rafaelevich
Deputy Head of drilling shop of
Nurlat drilling enterprise,
LLC «UK»Tatburneft»
AdvokatNfk1988@mail.ru

Khuzina Lyliya Bulatovna
Doctor of Technical Science,
Professor at the Department of
«Drilling of Oil and Gas Wells»,
Almetyevsk State Oil Institute
lhyzina@yandex.ru

Annotation. The article deals with the elimination of absorption of washing liquid. A new tool is presented in the form of a ball valve of two-way, which is included in the layout of the bottom of the drill string. This tool allows to produce the alluvium of the absorbing formation in the wellbore in winter, eliminating the freezing of the leading drill pipe, the manifold riser and the manifold line during the preparation of subsequent portions of the solution with fillers.

Keywords: complications in the construction of wells, absorption of drilling fluid, plugging of the production column, water, hydraulic fracturing, hydro-mechanical packer, inert fillers, freezing of the discharge riser, the open end of the drill pipes, the technology of alluvium of the absorbing layer, a portion of the solution with fillers.

При строительстве скважин на борьбу с осложнениями затрачивается в среднем до 20–25 % календарного времени.

В российской литературе и в разных источниках встречается термин «Осложнения при строительстве нефтегазовых скважин»:

– нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины при соблюдении технологического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-технологического характера, такие, как поглощения, нефтегазопроявления, выбросы, искривления ствола, открытое фонтанирование, относится к осложнениям [1–2];

– осложнения – это ситуация, которая нарушает непрерывный технологический процесс бурения, вызывает дополнительные затраты времени, материалов и средств на сооружение скважины и оказывает существенное влияние на ее надежность при последующей эксплуатации [3];

– под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины [4];

– под осложнением понимают нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения [5–6];

– под осложнением в скважине следует понимать нарушение штатного режима бурения, затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой [7].

– осложнение в скважине – затруднение углубки скважины, вызванное нарушением ее состояния. Часто осложнения становятся причиной аварий, устранение которых требует значительных затрат времени и ресурсов [8].



Осложнения такие как водопроявления, поглощение промывочной жидкости, осыпи и обваливание неустойчивых горных пород при строительстве скважин встречаются на месторождениях Татарстана.

Самым распространенными осложнениями считается поглощения промывочной жидкости [9], которые имеют место на 80-90 % скважин, законченных бурением. Для выполнения мероприятий по ликвидации поглощающих горизонтов затрачиваются время и средства, которые составляет до 80 % от всех затрат на осложнения при строительстве скважин.

Но не надо исключать что затраты могут быть существенно больше из-за поглощений при выполнении операции по тампонированию эксплуатационной колонны, что не обеспечивает подъем цементного раствора согласно проектным данным. Это приводит к дополнительным ремонтным работам, а также фиксируется снижение проницаемости продуктивных горизонтов при освоении скважин.

По изучению поглощающих горизонтов промывочной жидкости включаются широкий круг специалистов такие как: геологи, мастера по проводке скважин, инженера по промывочным жидкостям, технологи по бурению, инженера-технологи промышленной геофизики. Направление на предупреждение и ликвидацию поглощений промывочной жидкости освещены в трудах следующих исследователей: Г.С. Абдрахманов, И.И. Рылов, В.И. Крылов, П.Н. Григорьев, Н.Г. Аветисян, Э.В. Бабаян, А.Я. Петерсон, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, А.К. Куксов, Н.М. Уляшева [10].

Явление осложнения в виде поглощения представляет собой движение промывочной жидкости из ствола скважины в пласт, тем самым выражается уменьшением объема жидкости в рабочих амбарах (приемных емкостях) в процессе промывки скважины. А также существует обратное движение жидкости с пласта в скважину в виде водопроявления (в частности флюидопроявления). Это связано со снижением гидравлического давления в скважине ниже, чем в пласте. В связи с этим один и тот же пласт может быть поглощающим и проявляющим.

Существуют две группы которые влияют на возникновение поглощения промывочной жидкости. Это – геологический фактор и технологический фактор [11].

Под геологическими факторами понимается разновидность поглощающих горизонтов, мощность и глубина залегания поглощающего пласта, склонность пород к гидравлическому разрыву в связи с недостаточностью сопротивления пород, величина пластового давления, характеристика пластовой жидкости (плотность, температура, степень минерализации), а также наличие других сопутствующих осложнений (осыпи, обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.) [12-13].

Под технологическими факторами понимается правильный подбор конструкции скважины, количество и качество подаваемого в скважину технологической жидкости, скорость проведения спускоподъемные операции, частота вращения компоновки низа бурильной колонны, способ бурения и др. [14].

По интенсивности поглощения разделяются:

- на частичные, если потери технологической жидкости в стволе скважины меньше подачи бурового насоса;
- на полные, если циркуляция отсутствует и динамический уровень жидкости в стволе скважины находится у устья;
- на катастрофические, если со значительным падением уровня технологической жидкости в скважине ниже устья.

При строительстве скважины борьба с поглощениями технологической жидкости в отечественной практике применяют инертные наполнители такие как улюк, кордное волокно, опилки, техническая кошма, кожа – горох и др.

Технология намыва поглощающего пласта производится либо через бурильные трубы под ГМП, либо через открытый конец бурильных труб (ОКБТ). В зависимости от интенсивности зоны поглощения в стволе скважины определяется технология намыва, а также не исключаются параметры поглощающего горизонта и глубина его залегания. Важную роль играет тип и размер применяемого наполнителя для определения технологии намыва поглощающего пласта. При спуске ОКБТ для намыва устанавливается на 25-30 м ниже подошвы поглощающего пласта. В случаи спуска ГМП на бурильной трубе установка производится на 20-30 м выше кровли поглощающего пласта. При применении цементной заливки после намыва наполнителями в этом случае ГМП устанавливают 30–100 м выше кровли поглощающего пласта.

В процессе намыва наполнителя через ГМП необходимо принять меры по предупреждению замораживания нагнетательного трубопровода, манифольдного стояка и бурового шланга в зимнее время.

Перед проведением намыва поглощающего горизонта через ГМП в зимнее время в скважину спускается ГМП на бурильном инструменте. После спуска ГМП между бурильным инструментом и ведущей трубой устанавливается шаровой кран двухотводный [15]. В данном устройстве запорный шар с помощью ключа, который устанавливается в глухое многогранное отверстие, приводится в положение «открыто». Далее производится пакеровка ГМП. После успешной пакеровки начинается процесс закачки заранее подготовленной порции раствора с наполнителями в поглощающий горизонт. После прокачки первой порции запорный шар с помощью ключа, который устанавливается в глухое многогранное отверстие, приводится в положение «закрыто». Во время подготовки второй порции раствора



с наполнителями отбивается верхняя заглушка на верхнем боковом отводе и в насосном блоке открывается задвижка на выкидной линии. В верхний боковой отвод подбивается устройство для продувки ведущей трубы и нагнетательный трубопровод через выкидную линию в насосном блоке. Через устройство продувки подается сжатый воздух. После подготовки второй порции раствора отбивается устройство продувки и подбивается верхняя заглушка. На шаровом кране двухотводном запорный шар с помощью ключа, который устанавливается в глухое многогранное отверстие, приводится в положение «открыто» и закрывается задвижка на выкидной линии в насосном блоке. Далее весь процесс повторяется до насыщения поглощающего горизонта.

Преимущества предлагаемого устройства – это возможность намывания поглощающего горизонта в зимнее время, исключив замораживание ведущей трубы и нагнетательного трубопровода во время подготовки последующих порций раствора с наполнителями.

Литература

1. Мищевича В.И. Справочник инженера по бурению / В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М. : Недра, 1973. – Т. 1. – 520 с.
2. РД 153-39.0-590-08. Регламент изоляции зон поглощений, подготовку и оценку ствола скважины к креплению / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2008. – 104 с.
3. Заливин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин : учеб. пособие / В.Г. Заливин; рец.: д-р техн. наук, профессор кафедры «Технология геологической разведки» В.В. Нескоромных; зам. начальника ТО ЗАО «НК Стройтрансгаз-ойл» В.С. Игнатьев; канд. хим. наук, доцент ИрГУПС Ю.М. Сапожников. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.
4. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М. : Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
5. Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, Б.А. Никитин. – М. : Недра, 1998. – 438 с.
6. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
7. Файзуллин В.А. Предупреждение и ликвидации осложнений и аварий при бурении нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / В.А. Файзуллин, А.А. Джаратов, Л.Р. Кужбаева; рец.: главный технолог ООО «Татнефть-Бурение» Р.Р. Бикбулатов, заведующий кафедрой Альметьевского нефтяного института, доктор технических наук А.А. Липаев, главный технолог ЗАО «Промбурсервис» Ф.Ф. Фатхудинов. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 52 с.
8. Гончаров А.Е. Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении / А.Е. Гончаров, В.М. Винниченко. – М. : Недра, 1987. – 128 с.
9. Бикчурин Т.Н. Технический прогресс в строительстве скважин / Т.Н. Бикчурин, Р.С. Габидуллин, Ф.А. Козлов. – Казань : Татнигоиздат, 1982 – 97 с.
10. Терентьев С.Э. Определение характера насыщения флюидами зон поглощения промысловой жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.16. – Ухта, 2015 – 174 с.
11. Овчинников В.П. Справочник бурового мастера : учебно-практическое пособие / В.П. Овчинников, С.И. Грачёв, А.А. Фролов; рец.: Сибирский научно-исследовательский институт проектирования скважин, д-р тех. наук, профессор С.Н. Бастриков, зав. каф. бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского гос. тех. нефтяного ун-та д-р тех. наук, профессор Ф.А. Азгамов. – М. : «Инфра-Инженерия», 2006. – Т. 2. – 608 с.
12. Рахматуллин Р.Р. Техническое решение по намыву поглощающих горизонтов // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : материал науч-практ. конф. молодых ученых. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 228–230.
13. Савенок О.В. Методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений / О.В. Савенок, Аль Маари Мажд // Наука. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 21–50.
14. Предеин А.П. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А.П. Предеин; рец.: канд. техн. наук, доцент, Перм. нац. исслед. политехн. ун-та Л.Н. Долгих, канд. техн. наук, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» С.Е. Ильясов. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 381 с.
15. Пат. 188084 РФ, Е 21 В 34/02, 33/03, F 16 К 5/06. Шаровой кран двухотводный / Р.Р. Рахматуллин (Россия). – № 2019100937; Заявлено 10.01.2019; Оpubл. 28.03.2019, Бюл. №10.

References

1. Mishchevicha V.I. Handbook of drilling engineer / V.I. Mishchevicha, N.A. Sidorov. – M. : Nedra, 1973. – Vol. 1. – 520 p.
2. RD 153-39. 0-590-08. Regulations for isolation of absorption zones, preparation and evaluation of the well bore for mounting / TatNIPIneft. – Bugulma, 2008. – 104 p.
3. Zalivin V.G. Complications in drilling oil and gas wells: Textbook / V.G. Zalivin; REC.: Dr. Techn. Sciences, Professor of «Technology of geological exploration» V. Neskoromnyi; Deputy Chief of MAINTENANCE of JSC «NC Stroytransgaz-oil» V.S. Ignatiev; Cand. Chem. Sciences, Associate Professor Erhaps Yu.M. shoemaker. – Irkutsk : publishing house of ISTU, 2013. – 247 p.
4. Vadetsky Yu.V. Drilling of oil and gas wells. – M. : Publishing center «Academy», 2003. – 352 p.



5. Kalinin A.G. Technology of drilling exploratory wells for oil and gas / A.G. Kalinin, A.Z. Levitsky, B.A. Nikitin. – M. : Nedra, 1998. – 438 p.
6. Bulatov A.I. Technique and technology of drilling oil and gas wells / A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov, S.A. Shamanov. – M. : LLC Nedra-Businesscenter, 2003. – 1007 p.
7. Fayzullin V.A. Prevention and elimination of complications and accidents during drilling of oil and gas wells : textbook for universities / V.A. Fayzullin, A.A. Dzharatov, L.R. Kuzhbaeva; REC.: chief technologist of LLC Tatneft-Drilling R.R. Bikbulatov, head of the Department of the Almeteyevsk oil Institute, doctor of technical Sciences A.A. Lipaev, chief technologist of JSC Promburservice F.F. Fatkhudinov. – Almeteyevsk : Almeteyevsk state oil Institute, 2009. – 52 p.
8. Goncharov A.E. Manual for drillers and foremen on prevention and elimination of accidents and complications during exploratory drilling / A.E. Goncharov, V.M. Vinnichenko. – M. : Nedra, 1987. – 128 p.
9. Bikchurin T.N. Technical progress in the construction of wells / T.N. Bikchurin, R.S. Gabidullin, F.A. Kozlov. – Kazan : Tatknigoizdat, 1982. – 97 p.
10. Terentyev S.E. Determination of the nature of fluid saturation of the absorption zones of washing liquid in the carbonate structures of the Timan-Pechora province: Dis. ... Cand. Tech. Sciences: 25.00.16. – Ukhta, 2015 – 174 p.
11. Ovchinnikov V.P. Handbook toolpusher : textbook / V.P. Ovchinnikov, S.I. Grachev, A.A. Frolov; REC.: Siberian research Institute of design of the wells, Dr. of technical Sciences, Professor S.N. Batrikov, head. dep. drilling oil and gas wells Ufa state petroleum technical University, Dr. of technical Sciences, Professor F.A. Ashimov. – M. : «Infra-Engineering», 2006. – Vol. 2. – 608 p.
12. Rakhmatullin R.R. Technical solution for alluvium of absorbing horizons // Energy of youth for the oil and gas industry: Material of scientific and practical conference of young scientists. – Almeteyevsk : Almeteyevsk state oil Institute, 2017. – P. 228–230.
13. Savenok O.V. Methods of research and liquidation of catastrophic takeovers / O.V. Savenok, Al Maari Majd // Nauka. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 4. – P. 21–50.
14. Predein A.P. Complications and accidents in the construction of oil and gas wells : Textbook. Manual / A.P. Predein; Rec.: Cand. tech. doctor of science, associate Professor, Perm national research University. Polytech. Un-ta L.N. Dolgikh, Cand. tech. science, branch of LLC LUKOIL-Engineering «PermNIPIneft» S.E. Ilyasov. – Perm : publishing house of Perm. national research. Polytech. un-ta, 2014. – 381 p.
15. Pat. 188084 RF, E 21 B 34/02, 33/03, F 16 K 5/06. Two-way ball valve / R.R. Rakhmatullin (Russia). – № 2019100937; Declared 10.01.2019; Publ. 28.03.2019, Bul. № 10.



УДК 622.245

ВЛИЯНИЕ ОБЪЕМА КОНЦЕНТРАЦИИ ФИБРЫ НА ПРОЧНОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ ДИСПЕРСНОМ АРМИРОВАНИИ



THE EFFECT OF THE CONCENTRATION OF FIBER ON THE STRENGTH CHARACTERISTICS OF CEMENT STONE WITH DISPERSED REINFORCEMENT

Рожков Сергей Юрьевич

магистрант,
Тюменский индустриальный университет
darenok@bk.ru

Овчинников Василий Павлович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
руководитель образовательной программы
«Технологические решения строительства
скважин на месторождениях со сложными
геолого-технологическими условиями их разработки»,
Тюменский индустриальный университет
ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Рожкова Оксана Владимировна

администратор образовательной программы
«Технологические решения строительства
скважин на месторождениях со сложными
геолого-технологическими условиями их разработки»,
Тюменский индустриальный университет
rozhkovaov@tyuiu.ru

Аннотация. Данная статья посвящена анализу параметров физико-механических свойств тампонажного камня, на основе раствора с добавлением базальтовой фибры.

Ключевые слова: портландцемент, фибра, прочность на сжатие, изгиб и растяжение, армирование, объем волокон.

Rozhkov Sergey Yuryevich

Undergraduate,
Tyumen Industrial University
darenok@bk.ru

Ovchinnikov Vasily Pavlovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor, department of oil and gas well drilling,
head of the educational program «Technological
solutions for well construction in fields with
complex geological and technological
conditions for their development»,
Tyumen Industrial University
ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Rozhkova Oksana Vladimirovna

Administrator of the educational program
«Technological solutions for well construction
in fields with complex geological
and technological conditions
for their development»,
Tyumen Industrial University
rozhkovaov@tyuiu.ru

Annotation. This article is devoted to the analysis of the physico-mechanical properties of cement stone, based on mortar with the addition of basalt fiber.

Keywords: portland cement, fiber, compressive strength, bending and tension, reinforcement, fiber volume.

Портландцементы, обладая несомненными преимуществами перед другими тампонажными материалами, имеют и существенные недостатки, которые зачастую значительно снижают качество крепи. Прежде всего, это относится к изоляционным свойствам цементного камня, на которые значительное влияние оказывают его деформационные характеристики [1].

Одним из перспективных направлений повышения сопротивляемости тампонажного камня при динамических нагрузках является его дисперсное армирование. В качестве армирующих фибр используются резаные волокна из различных материалов с различной геометрией. Упрочнение волокнами основывается на предположении, что цементная матрица передает волокнам приложенную нагрузку посредством касательных сил, действующих по поверхности, раздела. При модуле упругости волокна большего, чем цементной матрицы, считается, что основную часть приложенных напряжений воспринимают волокна, а общая прочность композиционного материала пропорциональна их объемному содержанию [2]. Цементная матрица обеспечивает сопротивление сжимающим напряжениям, а армирующий волокнистый компонент (фибра) – растягивающим и изгибающим напряжениям.

Фибра от Латинского «fibra» – волокно, материал, изготавливаемый пропиткой нескольких слоёв. Изначально это относилось к изготовлению картона. В настоящее время под фиброй понимают компонент в виде нитей различной длины, используемый для армирования бетона. Наиболее распространена в нефтегазовой промышленности базальтовая фибра.

Базальтовая фибра – короткие отрезки базальтового волокна, предназначенные для дисперсного армирования вяжущих. Диаметр волокна – от 20 до 500 мкм. Длина волокна – от 1 до 150 мм. Базальтовая фибра производится из расплава горных пород типа базальта при температуре выше



1400 °С. Базальтовое волокно, созданное из природного камня, имеет очень хорошие показатели по химической стойкости. Волокна диаметром 16–18 мкм имеют 100 % стойкость к воде, 96 % к щёлочи, 94 % к кислоте. Модуль упругости волокна находится в пределах от 7 до 60 ГПа, прочность на растяжение от 600 до 3500 Мпа. В настоящее время в России базальтовая фибра производится длиной 3, 6 и 12 мм, что и ограничивало проведенные исследования.

Тампонажный камень имеет тенденцию к деформационным изменениям, что влияет на прочность тампонажного камня. Добавление фибры в состав тампонажного раствора влияет на некоторые показатели полученного раствора и сформированного на его основе камня. В частности, величина расширения выше за счет того, что кристаллизационное давление расширяющей добавки передается на каркас, образованный фиброй [3].

Результат влияния добавления армирующих добавок с различной концентрацией на коэффициент линейного расширения цементного камня в бездобавочном цементе представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние армирования цемента на коэффициент линейного расширения камня (КЛР)

Армирующая добавка	КЛР, % при концентрации волокон				
	0	0,25	0,5	0,75	1
Базальтовая фибра 3 мм	0,12	0,102	0,138	0,084	0,065
Базальтовая фибра 6 мм	0,12	0,113	0,121	0,085	0,092

В графике, представленном на рисунке 1, просматривается рост значений коэффициента линейного расширения цементного камня из бездобавочного цемента при увеличении концентрации волокон различного типа до 0,5 %. Концентрация волокна более 0,5 % не только не приводит к желаемому результату, но даже уменьшает значения расширения цемента. Возможно, концентрация 0,5 % является достаточной для получения эффективной структуры в цементе, когда как большое содержание волокон приводит к перенасыщению фибры в растворе и образованию комков [4].

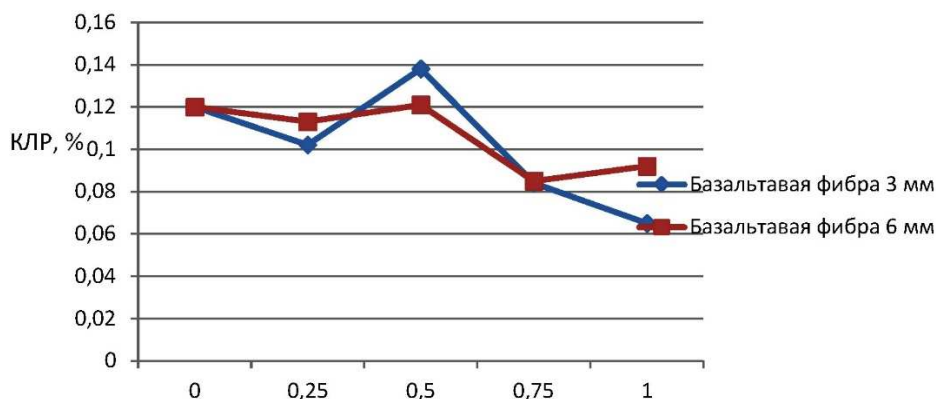


Рисунок 1 – Изменение коэффициента линейного расширения камня в зависимости от длины и содержания волокон

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что для дальнейших исследований концентрация армирующей добавки 0,5 % будет наиболее оптимальным значением. Базальтовая фибра 3 мм показала уменьшение показателей расширения.

Далее проведены испытания по определению пределов прочности на изгиб и сжатие, ударной вязкости и деформативности. Для сравнения изготавливались образцы с объемно-произвольной ориентацией волокон.

Для испытаний по определению ударной вязкости изготавливали образцы кубической формы размерами 70×70×70 мм. Все изготовленные образцы твердели в нормальных условиях при $t = 20 \pm 2$ °С и влажности 95–98 % над водой. В качестве входных параметров было принято:

- метод перемешивания;
- объемное содержание фибры;
- водоцементное отношение.

Для образцов цементного камня, полученных из цемента с добавлением 0,5 % базальтовой фибры с длиной волокон 3 мм, 6 мм и 12 мм выявлены средние сравнительные характеристики пределов прочности и оформлены в таблице 2.



Таблица 2 – Влияние длины волокон фибры на предел прочности цементного камня

длина волокна, мм	Предел прочности, Мпа		
	на сжатие	на изгиб	на растяжение
3	37,43	5,17	1,27
6	38,4	7,01	1,57
12	37,44	6,93	1,62

На рисунке 2 представлена диаграмма зависимости влияния длины волокон на показатели прочности цементного камня.

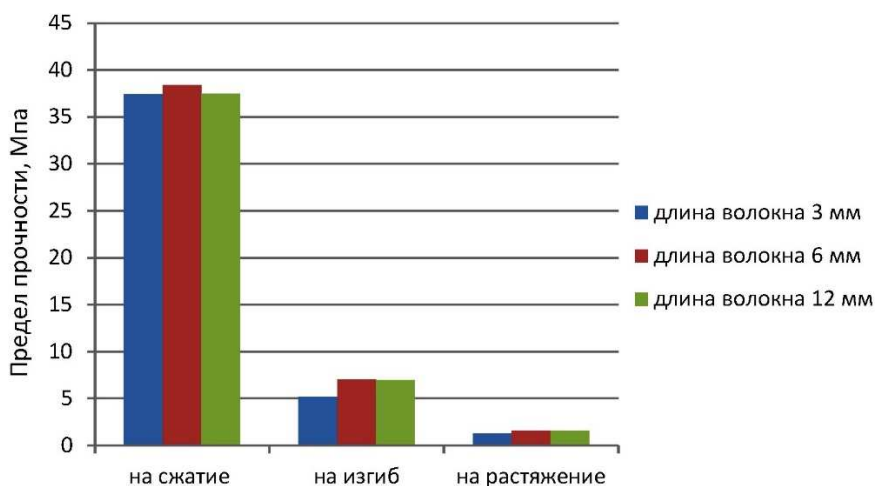


Рисунок 2 – Диаграмма значений показателей прочности цементного камня при разных длинах волокон

Из диаграммы видно, что увеличение длины волокон фибры повышает прочность камня на растяжение и изгиб. Разница же значений прочностных показателей при сравнении длин волокна 12 мм и 6 мм не значительны: на сжатие 2 %, на изгиб на 1 %. Следовательно, применение базальтовых волокон длиной 12 мм при цементировании скважин не целесообразно.

При определении пределов прочности на изгиб и сжатие дисперсно-армированных тампонажного камня испытывались образцы в возрасте 2, 7 и 14 суток; при определении ударной вязкости – в возрасте 14 суток.

В таблице 3 показаны результаты измерения прочности камня на сжатие в возрасте от 2 до 14 суток при различных концентрациях фибры с длиной волокон 6 мм; влияние фибры на прочность цементного камня на изгиб; результаты замеров предела прочности на растяжение.

Таблица 3 – Влияние фибры на прочностные характеристики цементного камня на сжатие, изгиб и растяжение

Показатели	Возраст, сут.	Содержание фибры, %				
		0	0,1	0,5	1	2
Предел прочности на сжатие, мпа в возрасте, сут	2	24,50	24,60	25,70	26,70	27,40
	7	33,80	32,90	36,90	37,70	37,70
	14	37,50	38,40	39,60	38,90	40,80
Предел прочности на изгиб, мпа в возрасте, сут	2	4,04	4,32	5,31	4,94	5,65
	7	5,67	5,83	6,17	6,31	6,41
	14	6,68	7,00	7,43	7,71	7,89
Предел прочности на растяжение, мпа в возрасте, сут	2	0,65	0,82	1,06	1,20	1,29
	7	0,91	0,93	1,24	1,35	1,48
	14	1,27	1,35	1,42	1,44	1,52

На рисунке 3 приведен график зависимости предела прочности тампонажного камня на сжатие от содержания по объему волокон.

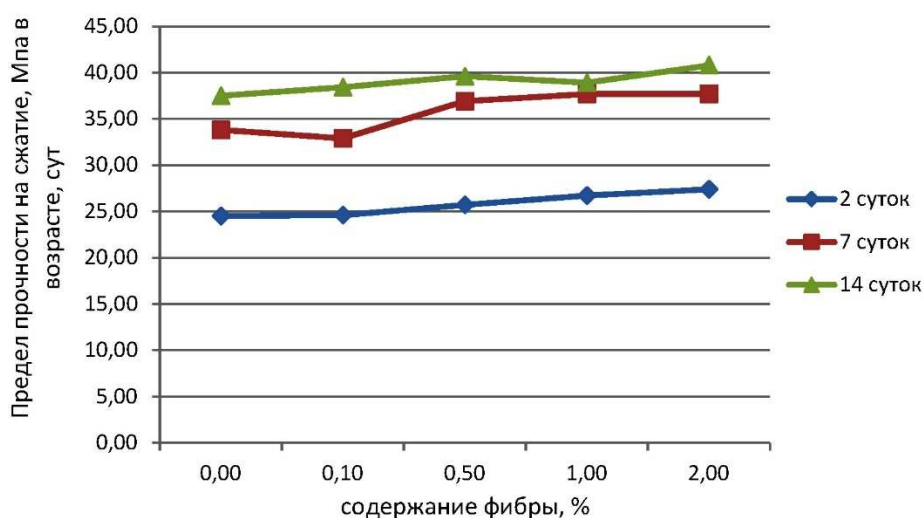


Рисунок 3 – График зависимости предела прочности тампонажного камня на сжатие от содержания фибры по объему волокон

Из приведённого графика видно, что максимальный результат при определении предела прочности на сжатие получен при введении армирующего волокна в процентном соотношении 2 %. Образцы с объёмным содержанием фибры в соотношении 0,1 % имеют наименьший предел прочности на сжатие. Введение фибры увеличивает предел прочности на сжатие; в возрасте 2 суток на 10,5 %, 7 суток на 12,5 % и 14 суток на 8 %.

На рисунке 4 приведен график зависимости предела прочности тампонажного камня при изгибе от содержания по объему волокон.

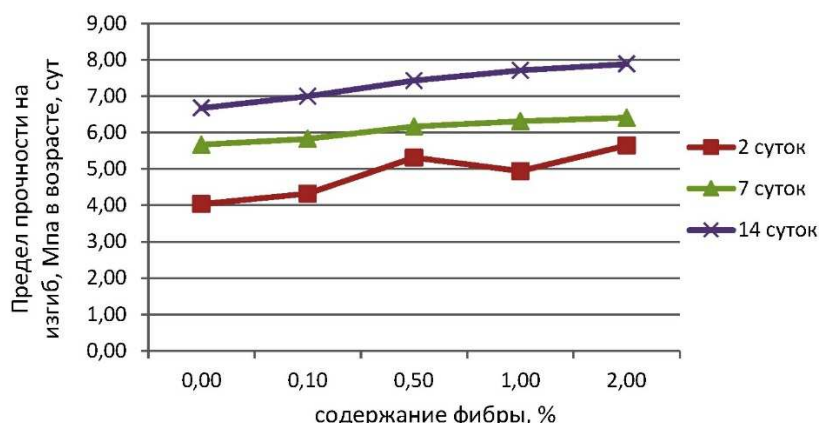


Рисунок 4 – График зависимости предела прочности тампонажного камня на изгиб от содержания фибры по объему волокон

Из полученного графика видно, что с увеличением объема фибры в растворе предел прочности на изгиб увеличивается: в возрасте 2 суток на 30 %, 7 суток на 12 % и 14 суток на 15 %.

На рисунке 5 приведен график зависимости предела прочности тампонажного камня на растяжение от содержания по объему волокон.

Из представленного графика видно, что с увеличением объема фибры в растворе предел прочности на растяжение увеличивается: в возрасте 2 суток на 50 %, 7 суток на 39 % и 14 суток на 17 %.

Таким образом, результаты экспериментов убедительно показывают, что введение фибры положительно влияет на прочностные показатели тампонажного камня. Влияние фибры на прочностные свойства цементного камня достаточно значимое [5, 6, 7, 8]. Например, при концентрации фибры 0,5 и 2,0 % прирост прочности на растяжение составил 60 и 135 % соответственно. Прирост прочности на изгиб, при тех же концентрациях фибры составил 30 и 40 %, а прирост прочности на сжатие составил 5 и 12 % соответственно. Увеличение прочностных показателей на сжатие, изгиб и растяжение в возрасте 2 суток имеют более ярко выраженный характер: от 10,5 % на сжатие, 30 % на изгиб и 50 % на растяжении. При меньших сроках твердения влияние фибры наиболее заметно для прочности камня на растяжение, в меньшей степени для прочности на изгиб и сжатие. При исследовании образцов в



возрасте 14 суток пределы прочности достигают наибольших величин, свойства камня стабилизируются: 8 % на сжатие, 15 % на изгиб и 17 % на растяжение. Влияние фибры на прочности на изгиб и растяжение примерно одинаковы и в два раза превышают влияние предела прочности на сжатие.

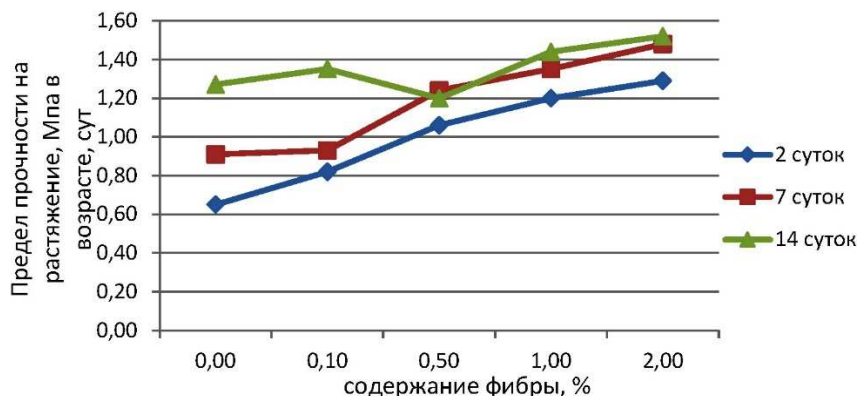


Рисунок 5 – График зависимости предела прочности тампонажного камня на растяжение от содержания фибры по объему волокон

Из всего выше перечисленного следует вывод, что для достижения наилучших прочностных показателей при дисперсном армировании тампонажного камня необходимо применять базальтовую фибру с длиной волокна 6 мм и в концентрации 0,5 %.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.
2. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов / Ф.А. Агзамов [и др.] // Нефтегазовое дело : научн. техн. журн. – УГНТУ, 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 1824.
3. Самсыкин А.В., Агзамов Ф.А., Шерекин А.С. Применение армирующих добавок при повышении герметизирующей способности цементного камня в крепи скважин // Бурение и нефть. – 2007. – № 2. – С. 36–38.
4. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов И.Н. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов // Территория нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 76–80.
5. Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности / Г.Г. Ишбаев [и др.] // Бурение и Нефть. – 2015. – № 9. – С. 38.
6. Агзамов Ф.А., Бекбаев А.А. Исследование влияния армирующих добавок на расширение в облегченных цементах // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 1. – С. 11–19.
7. Исследование армированных облегченных тампонажных материалов / А.А. Бекбаев [и др.] // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2017. – Т. 9. – № 4. – С. 131–148.
8. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников [и др.]. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.

References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Drilling of oil and gas wells: a training manual for universities. – M. : «Nedra-Business Center» LLC, 2002. – 632 p.
2. Modeling of dynamic effects on well support on the basis of finite element method / F.A. Agzamov [et al.] // Petroleum and gas business: scientific and technical journal. – UGNTU, 2011. – Vol. 9. – № 4. – P. 1824.
3. Samsykin A.V., Agzamov F.A., Sherekin A.S. Application of reinforcing additives at increase of hermetic sealing ability of a cement stone in fastening of wells // Drilling and oil. – 2007. – № 2. – P. 36–38.
4. Agzamov F.A., Tikhonov M.A., Karimov I.N. Fibro-reinforcement influence on the plugging materials properties // Territory of oil and gas. – 2013. – № 4. – P. 76–80.
5. Development of the plugging materials of the increased impact strength / G.G. Ishbaev [et al.] // Drilling and oil. – 2015. – № 9. – С. 38.
6. Agzamov F.A., Bekbaev A.A. Research of the reinforcing additives influence on the expansion in the light cements // Oil and gas business. – 2016. – V. 14. – № 1. – P. 11–19.
7. Investigation of the reinforced light plugging materials / A.A. Bekbaev [et al.] // Nanotechnology in construction : scientific Internet journal. – 2017. – V. 9. – № 4. – P. 131–148.
8. Special plugging materials for the low-temperature wells / P.V. Ovchinnikov [et al.]. – M. : LLC «Nedra-Business Center», 2002. – 115 p.



УДК 331.43

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН



DEVELOPMENT OF MEASURES TO IMPROVE SAFETY IN THE PROCESS OF DRILLING OIL WELLS

Сабре Дарья Мохамад-Нафей

аспирант кафедры
безопасности жизнедеятельности,
Кубанский государственный
технологический университет
dashaa90@yahoo.com

Сабре Мария Мохамад-Нафей

аспирант кафедры
безопасности жизнедеятельности,
Кубанский государственный
технологический университет
mashaa90@yahoo.com

Левчук Александра Александровна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
безопасности жизнедеятельности,
Кубанский государственный
технологический университет
naukabzh@mail.ru

Аннотация. В статье приведены сведения о количестве аварий на объектах нефтегазодобывающих за период с 2008 по 2018 г. и разработаны мероприятия их для предотвращения. Разработан комплекс-алгоритм и основа программного продукта для контроля технологических и технических ограничений, выявления технологических параметров, подлежащих контролю автоматизированной системой, проведен анализ полученных результатов запуска предлагаемого программного обеспечения.

Ключевые слова: авария, бурение, фонтаны, скважина, система автоматического управления.

Sabre Daria Mohammad-Nafei

Post-graduate Student
of the department of Life safety,
Kuban State Technological University
dashaa90@yahoo.com

Sabre Maria Mohammad-Nafei

Post-graduate Student
of the department of Life safety,
Kuban State Technological University
mashaa90@yahoo.com

Levchuk Alexandra Alexandrovna

Candidate of Technical Sciences,
Docent, Department of Life Safety,
Kuban State Technological University
naukabzh@mail.ru

Annotation. The article provides information on the number of accidents at oil and gas production facilities for 2008–2018 by type and measures have been developed to prevent them. A complex algorithm has been developed and the basis of a software product for monitoring technological and technical limitations, identification of technological parameters to be controlled by an automated system, an analysis of the results of launching the proposed software has been carried out.

Keywords: accident, drilling, fountains, well, automatic control system.

По уровню рисков промышленных инцидентов и аварий, травмирования персонала, а также негативного воздействия на окружающую среду бурение нефтяных скважин занимает одно из первых мест среди подотраслей нефтегазовой промышленности. Опыт показывает, что в современных условиях главный упор делается на предупредительный характер мероприятий по достижению промышленной и экологической безопасности. В связи с этим резко возрастает актуальность обеспечения охраны труда и окружающей среды при проектировании строительства скважин.

Анализ аварий на нефтегазовых скважинах по данным Ростехнадзора РФ показывает, что наиболее часто встречающейся аварией является открытые фонтаны и выбросы, которые являются также наиболее опасными и дорогостоящими видами аварий и осложнений, поэтому своевременное распознавание проявлений и выбросов, предотвращение их развития в открытые фонтаны, а также сокращение сроков их ликвидации является эффективным направлением повышения безопасности, защиты окружающей среды и снижения стоимости буровых работ [1].

Виды аварий, имевших место на нефтегазовых скважинах, распределяются так (2008–2018 гг.), рисунок 1:

- 34 % – открытые фонтаны и выбросы;
- 19 % – взрывы и пожары на объектах;
- 11 % – падение буровых вышек, разрушение их частей;
- 3 % – падение талевых систем при глубоком бурении;
- 33 % – прочее.

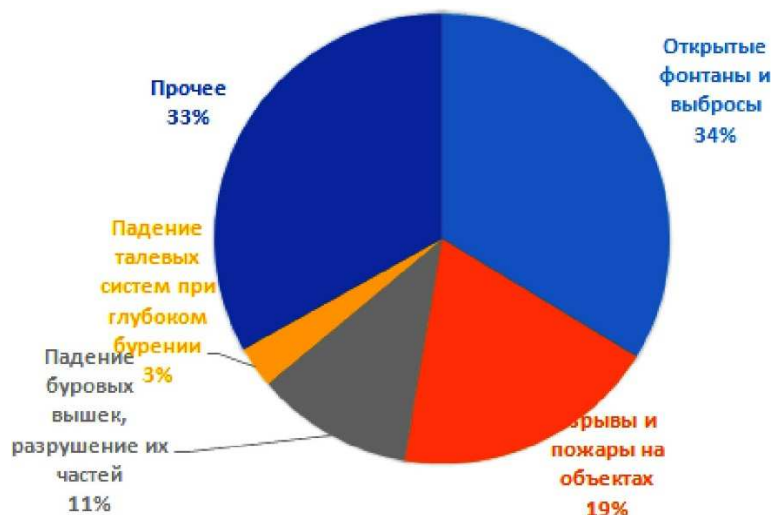


Рисунок 1 – Виды аварий на объектах нефтегазодобывающих

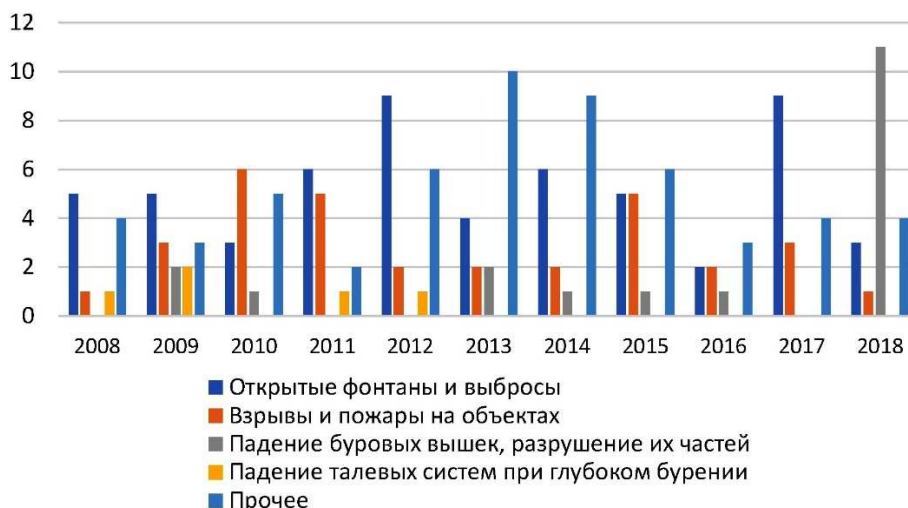


Рисунок 2 – Число аварий по видам на нефтегазодобывающих объектах

При возникновении открытого фонтана крайне важно организовать следующие мероприятия:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные электролинии;
- потушить технические и бытовые топки вблизи скважины; запретить курение, производство всех огневых работ; закрыть движение на прилегающих дорогах, выставив запрещающие знаки или посты охранения;
- принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут оказаться в загазованной зоне;
- провести оповещение о случившемся и принятых первичных мерах руководству предприятия и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь [2].

Чтобы предотвратить возникновение аварии, выявлены технологические параметры, подлежащие контролю автоматизированной системой. Они были получены исходя из всех этапа анализа причин и последствия возникновения аварии [3]:

- M, M_r, M_d – крутящий момент на роторе, предельные моменты, приводящие к скручиванию труб и поломке долота;
- $G_k, G_{кмл}, G_{кмк}$ – вес на крюке, предельный вес на крюке по допустимым прочностным пределам талевого каната и лебёдки;
- A_p – рабочий ресурс талевого каната;
- $t_n, t_p, t_b, t_{нд}, t_{рд}, t_{бд}$ – ограничение времени нахождения колонны и времени бурения в необсаженной части скважины без движения, промывки;



- $V_{др}$ – объём доливаемого раствора при подъёме колонны;
- t_n – время пуска насосов допустимое давление на обвязке насосов;
- G, H – содержание газа и нефти в растворе;
- $P_{сн}, P_c, P_{сз}$ – давление в стояке до поступления флюида, после и при закрытой скважине соответственно;
- γ – удельный вес бурового раствора.

В результате выполнения программы все необходимые параметры проходят через систему ограничений, при этом создается динамический отчет об отклонениях от заданных величин.

Программа принимает значения параметров технического процесса бурения, сравнивает их с помощью математической модели контроля ограничений и при превышении заданных (вводимых оператором) значений выдает соответствующие предупреждающие сообщения и звуковые сигналы.

Сообщение (его текст) появляется на экране при нарушении условия ограничения, начиная с 90 % от значения правой части (выделяется зелёным фоном). При 95 % изменяется текст сообщения и фон меняется на красный. Одновременно включается сирена (звуковой сигнал).

При проведении анализа полученных результатов запуска ПО, была разработана схема действий для предотвращения развития аварий.

Превышение ($M_{кр}$) приводит к скручиванию труб и к поломке долота, следовательно, необходимо бурильщику поднять трубы с максимальной скоростью. Поднятый конец сломанной части бурильной колонны на поверхности очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Чаще всего резкое увеличение вращающего момента приводит к износу долота, поэтому необходимо остановить процесс бурения и заменить долота.

Так как крутящий момент на роторе ($M_{кр} = 33,95 \text{ Н}\cdot\text{м}$) больше момента скручивания труб (M_t) на $1,05 \text{ Н}\cdot\text{м}$ и больше момент поломки долота (M_d) на $4,05 \text{ Н}\cdot\text{м}$, следовательно, крутящий момент на роторе превышает допустимого. Выводится на экран оператора сообщение красным цветом, сопровождающий звуковым сигналом для предупреждения персонала о начальной стадии развития аварий и необходимости предпринять необходимые меры.

В случай, когда $90 \% \leq M_{кр} < 95 \%$, то на экран оператора выводится сообщение зелёным цветом и это является стадией предаварией.

С учётом дополнительных затрат на установку системы САУ и периферийного оборудования, необходимого для её функционирования экономическая эффективность от внедрения САУ составит $32\,330\,000$ руб для одной глубокой скважины, что составляет $8,1 \%$ от стоимости скважины.

Таким образом, внедрение САУ позволяет предотвращению аварии, что позволяет снизить количество аварий и несчастных случаев с работниками.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2000. – 680 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
3. Калайджан В.М., Бабушкин А.Г., Ядрышников И.Н. Построение прикладных информационных систем с использованием интегрированной картографии // Вестник кибернетики. – 2004. – № 3. – С. 60–63.

References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Complications and accidents during drilling of oil and gas wells. – М. : Nedra, 2000. – 680 p.
2. Vadetsky Yu.V. Drilling of oil and gas wells : textbook for primary professional education. – М. : publishing center «Academy», 2003. – 352 p.
3. Kalaijan V.M., Babushkin A.G., Yadryshnikov I. N. Construction of applied information systems using integrated cartography // Bulletin of Cybernetics. – 2004. – № 3. – P. 60–63.



УДК 622.143+544.47

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД, СОДЕРЖАЩИХ ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ ЭЛЕКТРОЛИТОВ И ПАВ



IMPROVING THE EFFICIENCY OF ROCK DRILLING BY USING PROCESS MEDIA CONTAINING AQUEOUS SOLUTIONS OF ELECTROLYTES AND SURFACTANTS

Савенко Владислав Ильич

кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник,
Институт физической химии
и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН.
visavenko@rambler.ru

Savenko Vladislav Ilyich

Ph.D. in physics and mathematics,
leading researcher,
Institute of Physical Chemistry
and Electrochemistry
named after A.N. Frumkin RAS.
visavenko@rambler.ru

Аннотация. Изложены научные основы применения поверхностно-активных сред при бурении горных пород и дан подробный анализ методов повышения эффективности и экономичности буровых работ, применяемых при освоении отечественных горнорудных месторождений.

Annotation. The scientific basis for the use of surface-active media in rock drilling is described and a detailed analysis of methods for improving the efficiency and efficiency of drilling operations used in the development of domestic mining fields is given.

Ключевые слова: горная порода, бурение, измельчение, активные технологические среды.

Keywords: rock, drilling, grinding, active technological media.

Введение

Основные положения физико-химической механики разрушения горных пород

Хорошо известно, что присутствие жидкой фазы может вызвать сильное изменение механических свойств горных пород. Это явление, открытое академиком П.А. Ребиндером [1], заключается в облегчении деформации и снижении работы разрушения твердого тела в результате протекания на его поверхности физико-химических процессов, приводящих к понижению поверхностной энергии тела.

Согласно развитым П.А. Ребиндером представлениям, удельная свободная поверхностная энергия σ твердого тела и, в частности, горной породы, в присутствии жидкой фазы может быть существенно понижена [2]. Этот факт является ключевым, определяющим поведение такого материала при его последующем деформировании. Именно понижение величины σ приводит к изменению механических свойств данного твердого тела и, в частности, к уменьшению работы образования новых поверхностей в процессе его деформации и разрушения [3]. В микроскопическом (атомном) аспекте такое влияние среды может рассматриваться, как облегчение элементарных актов разрыва и перестройки межатомных связей под влиянием и при участии адсорбционно-активных атомов или молекул жидкой фазы.

Отличительной особенностью эффекта адсорбционного понижения прочности (АПП) является быстрота его проявления, чувствительность к достаточно малым количествам адсорбционно-активного компонента, одновременность действия механических напряжений и среды. Эффект АПП может проявляться в той или иной степени на твердых телах с различным типом межатомной связи: металлической, ионной, молекулярной, ковалентной и различной микроструктурной организацией: кристаллической, аморфной, пористой [3].

В зависимости от специфики межмолекулярного взаимодействия твердого тела со средой, характера и интенсивности напряженного состояния в материале, эффект АПП может проявляться в следующих формах:

- в виде резкого снижения прочности и увеличения хрупкости твердого тела, обусловленных облегчением зарождения и роста трещин разрушения;
 - в виде пластифицирования приповерхностных слоев материала, которое проявляется в уменьшении предела его текучести и коэффициента упрочнения, или в ускорении его ползучести;
 - самопроизвольное диспергирование твердого тела на частицы коллоидных размеров.
- Возможность, степень проявления эффекта и его интенсивность определяются совокупностью факторов термодинамической и кинетической природы:
- характером межатомных взаимодействий на границе раздела твердой и жидкой фаз в сопоставлении с взаимодействиями внутри твердого тела и окружающей среды;
 - макро- и микроструктурой твердого тела, степенью ее дефектности;
 - физико-химическими и механическими условиями деформирования и разрушения.



С термодинамической точки зрения величина свободной поверхностной энергии σ является параметром, играющим решающую роль в процессах взаимодействия твердого тела с окружающей средой. Роль свободной энергии в процессе разрушения выявляется в рамках теории Гриффитса [4,5], рассматривающей развитие трещины в идеально хрупком материале. Полная энергия системы, содержащей трещину, выражается при помощи очевидного соотношения:

$$U = W_L + U_B + U_S, \tag{1}$$

где W_L – работа, совершаемая приложенной нагрузкой (инструментом – зубьями буровой шарошки, режущей кромкой перфоратора, мелющими телами); U_B – потенциальная энергия упругой деформации, запасенная разрушаемым телом перед актом разрушения; U_S – его поверхностная энергия.

Предполагается, что единственной формой диссипации энергии в системе является прирост свободной поверхностной энергии тела в процессе его разрушения. Для системы с трещиной, находящейся в равновесии, при выполнении условия $\partial U_B / \partial C$, (C – длина трещины), механическая энергия, расходуемая на удлинение трещины, равна энергии, затраченной на создание новой поверхности. Критическое напряжение, необходимое для развития трещины, определяется соотношением [4]:

$$P = \left[\frac{2E\sigma}{(1-\nu)^2 \pi C} \right]^{0.5}, \tag{2}$$

где σ – свободная поверхностная энергия; ν – коэффициент Пуассона; E – модуль Юнга.

Отсюда следует, что снижение величины свободной поверхностной энергии σ должно приводить к уменьшению критического напряжения, необходимого для роста трещины.

Поверхностная энергия может быть уменьшена вследствие адсорбции молекул или ионов на поверхности твердого тела. Это уменьшение количественно описывается уравнением Гиббса [6]:

$$\Gamma = d\sigma/d\mu, \tag{3}$$

где Γ – адсорбция, моль/см², μ – химический потенциал адсорбирующегося вещества.

Измерение свободной поверхностной энергии твердых тел является достаточно сложной экспериментальной задачей. Именно этой причиной обусловлена немногочисленность исследований, в которых независимыми экспериментальными методами определяется снижение поверхностной энергии твердого тела вследствие адсорбции и вызванное ею изменение его механических свойств.

Одним из первых исследований, проведенных в этом направлении, была работа [7], в которой изучалось влияние воды на прочность гидроокиси магния. Образцы гидроокиси магния испытывались на одноосное сжатие при различных давлениях паров воды. Адсорбция воды определялась весовым методом. Зависимость адсорбции Γ от давления паров воды p дала возможность оценить уменьшение поверхностной энергии гидроокиси магния σ :

$$-\Delta\sigma = \sigma - \sigma_0 = RT \int_0^P \Gamma d \ln p, \tag{4}$$

и позволила сопоставить найденные значения величины $(-\Delta\sigma)$ с независимыми измерениями понижения прочности этих образцов по сравнению с исходной прочностью в отсутствие воды. Полученные данные показали, что, в соответствии с уравнением (2), двукратному уменьшению прочности гидроокиси магния при образовании моно слоя молекул воды на ее поверхности соответствует четырехкратное понижение свободной поверхностной энергии материала.

Столь же ярко влияние жидкой фазы на механические свойства горных пород проявляется в экспериментах по изучению процессов медленного распространения трещин в этих материалах. В общем случае зависимость скорости роста трещины от коэффициента интенсивности напряжения K_I (КИН) имеет вид, представленный на рисунке 1.

На I участке трещина не растет. На участке II IgV линейно зависит от интенсивности напряжений в вершине трещины. Предполагается, что развитие трещины на этом участке определяется природой материала и физико-химическим составом окружающей среды. На участке III, в области плато, скорость трещины не зависит от интенсивности напряжений, и фактором, лимитирующим скорость развития трещины, является транспорт жидкой фазы к вершине трещины. На IV участке скорость роста трещины не зависит от наличия жидкой фазы. На II участке скорость роста трещины, как правило, хорошо описывается уравнением (5), полученным в работах [8–12].

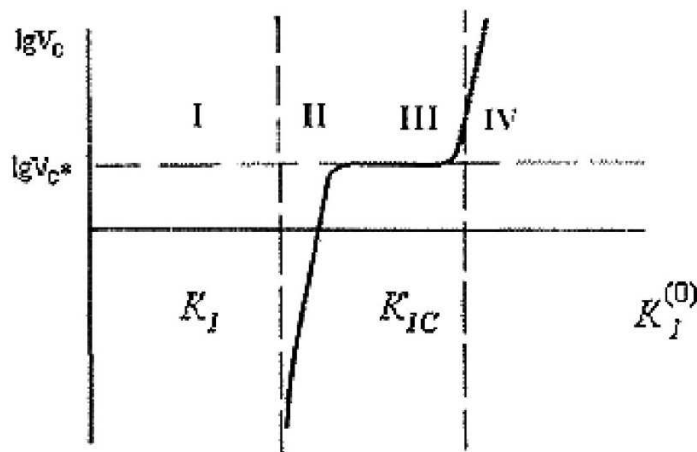


Рисунок 1 – Общий вид зависимости скорости роста трещины от расчетного значения КИН (K_I)

$$V = AP_{H_2O}^n \exp\left[-\frac{E}{RT} + \frac{fV\sigma_\infty}{RT}\right], \tag{5}$$

В уравнении (5) коэффициенты A , n – постоянные; E – энергия активации; f – фактор, учитывающий перенапряжения в вершине трещины, равный отношению напряжения в вершине трещины к приложенному напряжению; V – активационный объем; σ_∞ – приложенное напряжение; R – газовая постоянная; T – температура; P_{H_2O} – парциальное давление паров воды.

Зависимости, включающие четыре участка (рис. 1), впервые были обнаружены для силикатных стекол различного состава (соответствующие литературные ссылки приведены в монографии В.А. Берштейна [13]). Аналогичную форму, с сохранением вышеуказанных четырех участков, имеет зависимость логарифма скорости распространения трещины от коэффициента интенсивности напряжений K_I в сапфире, кварците, граните, базальте, а также в ряде карбонатных горных пород [13, 14].

Теоретическое объяснение наблюдаемых закономерностей, а также соответствующие им модели роста трещин были предложены А.И. Малкиным с сотрудниками (см., например, [15, 16]).

П. 1 Применение поверхностно-активных сред для повышения эффективности разрушения горных пород

При контактом разрушении горных пород коэффициент интенсивности напряжений может не достигать значений, отвечающих участку III диаграммы, приведенной на рисунке 1. В этом случае на зависимости $\lg V = f(K_I)$ будут наблюдаться только два участка.

Так, например, в работе [17] для базальта и андезита зависимость скорости роста трещины от коэффициента интенсивности напряжений сохранялась линейной в изученном интервале значений K_I (рис. 2 и 3). При этом линии зависимостей на графиках, полученных для воздушно-сухих образцов и образцов, испытанных в дистиллированной воде, приблизительно параллельны друг другу. Однако скорость трещин в насыщенных водой образцах примерно на три порядка в андезите и на два порядка в базальте больше, чем в воздушно-сухих материалах.

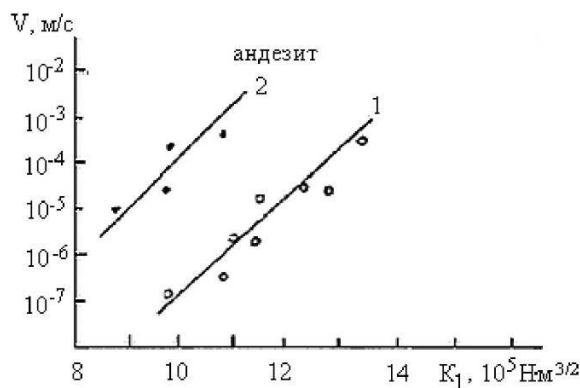


Рисунок 2 – Зависимость скорости роста трещины от коэффициента интенсивности напряжения для андезита: 1 – на воздухе; 2 – в дистиллированной воде [17]

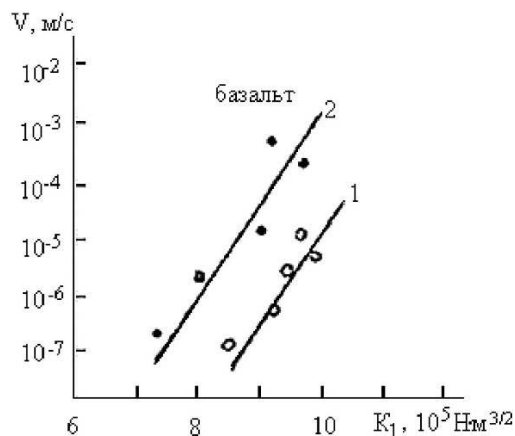
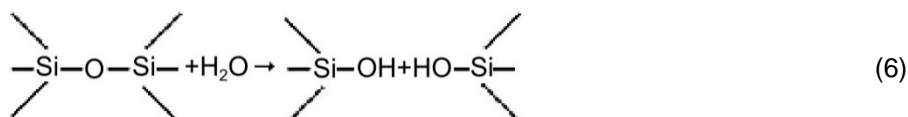


Рисунок 3 – Зависимость скорости роста трещины от коэффициента интенсивности напряжения для базальта: 1 – на воздухе; 2 – в дистиллированной воде [17]

Для силикатных горных пород в присутствии воды ускорение роста трещины может быть обусловлено гидролитическим расщеплением силоксановых связей в вершине трещины и замещением сильных связей Si-O-Si на более слабые Si-OH в соответствии с реакцией (6):



На скорость этого процесса оказывает существенное влияние величина первоначально приложенного к образцу напряжения всестороннего сжатия P_c (рис. 4), а также время его действия.

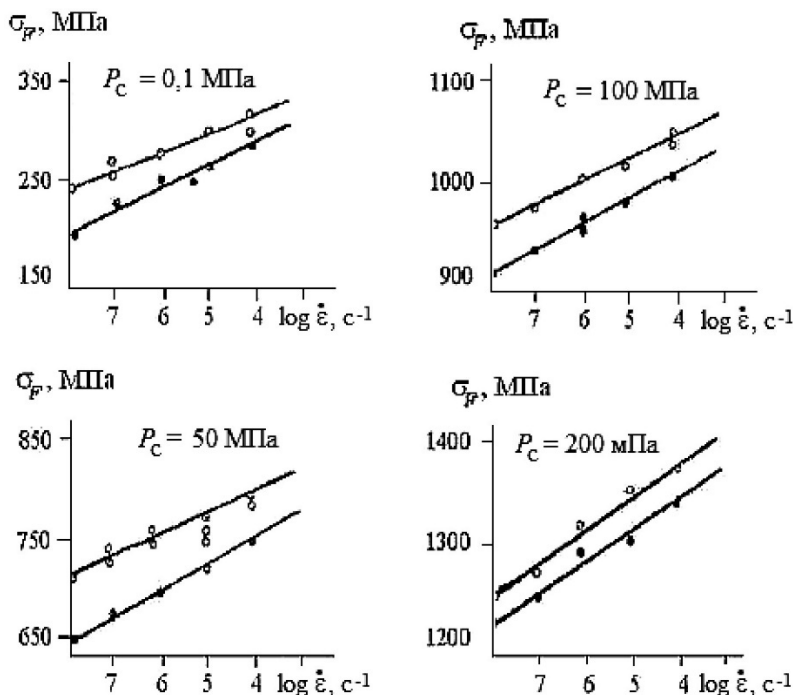


Рисунок 4 – Зависимость прочности на сжатие σ_F сухих и увлажненных образцов гранита от скорости деформирования $\dot{\epsilon}$: o – для «сухих» образцов, • – для «влажных» образцов [14]

Такой вывод следует из результатов работ [10,11,18,19] (см. также [14]), в которых было изучено влияние статических нагрузок, а также влаги на прочностные свойства гранитов в условиях испытаний образцов на динамическую прочность σ_F .

Из данных, приведенных на рисунке 4, следует, что прочность на сжатие σ_F линейно возрастает с увеличением скорости деформирования как для «сухих», так и для «влажных» образцов и может быть описана соотношением:



$$\sigma_F = C_W \ln \dot{\epsilon} + \sigma_{0W}, \tag{7}$$

где σ_F – напряжение сжатия, соответствующее разрушению образца; $\dot{\epsilon}$ – скорость деформации; C_W и σ_{0W} – константы. Величина C_W представляет собой прочность на сжатие, соответствующую скорости деформации $\dot{\epsilon} \approx 2,7 \text{ с}^{-1}$.

Значения констант C_W и σ_{0W} для «влажного» и C_d и σ_{0d} для «сухого» гранита, рассчитанные из экспериментальных данных приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения констант C и σ в уравнении (2,7) в зависимости от давления P_c

P_c , МПа	«влажный»		«сухой»	
	C_W	σ_{0W}	C_d	σ_{0d}
0,1	16,6	334	13,0	340
50	22,1	838	16,3	850
100	22,4	1091	20,0	1121
200	27,2	1449	30,7	1494

Эти результаты показывают, что зависимость прочности σ_F от скорости деформации $\dot{\epsilon}$ более ярко выражена при высоких давлениях. Соотношение констант $C_W > C_d$ при относительно низких давлениях $P_c \leq 100$ МПа свидетельствует о более сильной зависимости прочности на сжатие от скорости деформации «влажных» образцов, нежели «сухих» в этой области давлений.

Воспользовавшись уравнением (5), можно получить общее уравнение для прочности при испытании с постоянной скоростью деформирования:

$$\sigma_F = \frac{2,3RT}{fV} (\ln \dot{\epsilon} - n \ln P_{H_2O} + B_0), \tag{8}$$

где σ_F – дифференциальное напряжение, действующее в момент разрушения: $\sigma_F = \sigma_1 - \sigma_3$. (Здесь предполагается, что разрушение горной породы описывается 3-ей теорией прочности, о которой см. например, [20]); B_0 – константа.

Как видно из данных, приведенных на рисунке 4, прочность на сжатие «влажного» гранита меньше, чем прочность «сухого» гранита при одинаковых условиях испытания. Эксперименты также показывают, что прочность «увлажненного» гранита пропорциональна логарифму скорости деформирования. Эта зависимость наиболее резко проявляется при высоких давлениях. Соотношение (7), полученное экспериментально, согласуется с теоретическим уравнением (8), что позволяет вычислить величину эффективного активационного объема как функцию давления, действующего в системе. Значения эффективного активационного объема, как видно из данных таблицы 2, уменьшаются по мере увеличения давления.

Таблица 2 – Влияние напряжения P_c в системе на величину эффективного активационного объема fV

P_c , МПа	fV , см ³ /моль
0,1	346
50	260
100	256
200	211

По данным ряда исследователей (см., например, [11, 14, 18, 19]), в «сухих» образцах при давлении $P_c = 200$ МПа, трещины имеют большее аспектное отношение, чем при давлении $P_c = 0,1$ МПа. Это объясняется тем, что трещины с малым аспектным отношением захлопываются при больших давлениях. Если предположить, что в «увлажненном» граните подобная связь между аспектным отношением и приложенным давлением сохраняется, то фактор перенапряжения f , характеризующий отношение эффективного нормального напряжения, действующего в вершине трещины к номинальному приложенному напряжению (см. уравнения 5 и 8), при высоких давлениях будет иметь меньшее значение, чем при низких.

Вместе с тем, реальный активационный объем V в меньшей степени зависит от давления, чем параметр f , т.к. он определяется свойствами материала, имеющими довольно слабую зависимость от напряжения. Следовательно, наблюдаемое усиление зависимости прочности от скорости деформирования при высоких давлениях объясняется уменьшением значения параметра f по мере увеличения давления.



Сопоставление приведенных на рис. 4 зависимостей прочности от скорости деформации $\dot{\epsilon}$ показывает, что при давлениях $P_c = 0,1$ МПа, 50 МПа и 100 МПа, т.е. в той области, где в материале существуют тонкие трещины, для «влажных» образцов скоростная зависимость прочности оказывается выраженной сильнее. Это означает, что при низких скоростях деформации $\dot{\epsilon}$ уменьшение прочности «влажного» гранита по сравнению с «разупрочнением», наблюдаемым для «сухих» гранитных материалов, оказывается более значительным, чем при высоких. Можно полагать, что это происходит благодаря увеличению скорости протекания во влажной системе химической реакции типа (6).

Изменение механических характеристик горных пород зависит от природы жидкой фазы. В работах [12, 21–27] показано, что в водных растворах поверхностно-активных веществ (ПАВ) напряжение роста трещины в кварце уменьшается по сравнению с аналогичным значением в воде, причем для растворов катион-активных ПАВ это различие оказывается более значительным, чем для растворов анион-активных ПАВ. Влияние природы молекул ПАВ, растворенных в воде, на механические свойства материалов наблюдалось также при испытании мрамора методом вдавливания штампа [25, 26], а также в экспериментах по сверлению и резанию горных пород [28–32].

П. 2 Особенности применения поверхностно-активных сред при буровых работах

Увеличение производительности бурения при выборе оптимальных для заданной породы понизителей прочности и режимов работы оборудования должно применяться, прежде всего, в рамках традиционных методов проходки буровых скважин. Подбор поверхностно-активных сред, используемых в рамках этих методов, должен быть нацелен в первую очередь на реализацию физико-химических процессов, эффективно разупрочняющих горную породу. При этом должное внимание следует уделять влиянию таких сред на стойкость обрабатываемого инструмента.

Основополагающей физико-химической идеей здесь является возможность обеспечения разрыва и перестройки межатомных связей в зоне разрушения геологического материала (но не инструмента!) за счет взаимодействия его атомов с определенными адсорбционно-активными атомами, или молекулами среды, облегчение создания новой поверхности материала в ходе разрушения. В термодинамическом аспекте это проявляется в уменьшении свободной поверхностной энергии твердого тела при контакте со средой. Соответственно, принципиальную возможность проявления эффекта Ребиндера в той или иной системе определяют химический состав породы и жидкой или газообразной среды.

В кинетическом аспекте эффект адсорбционного понижения прочности заключается в достаточно быстром проникновении атомов или молекул среды в разрушаемую породу за счет их переноса в жидкой или паровой фазе по системе формирующихся в зоне предразрушения микротрещин, поверхностной и зернограничной диффузии, активированной механическими напряжениями.

В общем случае степень понижения прочности горной породы (эффект АПП) зависит от ее реальной структуры (размера зерен, дефектности, фазового состава), от условий разрушения (температуры, напряжений, скорости деформаций) и физико-химических параметров среды (химического состава, вязкости, давления паров).

Процесс бурения горных пород характеризуется сочетанием условий, благоприятных для сильного проявления эффекта адсорбционного понижения прочности. К таким условиям относятся: высокие локальные напряжения при сложном напряженном состоянии, циклические нагрузки, постоянное образование в зоне контакта свежей «ювенильной» поверхности, высокие скорости деформации материала.

Наиболее перспективными активными средами для бурения являются водные растворы электролитов и растворы органических соединений, которые достаточно хорошо адсорбируются минеральными составляющими горной породы. Однако подбор активных сред для практического использования представляет собой далеко не формальную и трудоемкую задачу, требующую проведения как комплексных физико-химических исследований, так и исследований по оптимизации процесса бурения, включающих оценку экономической целесообразности использования поверхностно-активных сред в данном технологическом процессе.

Механизм, обеспечивающий понижение прочности горных пород под действием жидких активных сред, включает стадию образования адсорбционных слоев поверхностно-активных веществ (ПАВ) на поверхностях микротрещин в зоне предразрушения очага деформации. Для большинства горных пород в качестве источника таких адсорбционных слоев могут служить технологические буровые растворы, содержащие как поверхностно-активные молекулы органических веществ, так и ионы электролитов. В соответствии с природой и характером адсорбционных слоев, а также их влиянием на сопротивление горных пород механическому разрушению, такие растворы – понизители прочности при бурении, можно объединить в две группы.

В первую группу войдут понизители прочности, эффективность которых с повышением их концентрации в водном растворе обнаруживает максимум при малых концентрациях. К этой группе относятся главным образом неорганические электролиты – щелочи и соли щелочных и щелочноземельных металлов. Эффективность этих понизителей прочности, определяемая как относительное повышение



скорости бурения, возрастает с увеличением их концентрации в тампонажном или промывочном технологическом растворе, достигая максимума уже при небольших концентрациях 0,1–0,001 % (масс). При этом оказывается, что чем выше валентность ионов электролита – понизителя прочности, тем меньше концентрация, при которой данный понизитель прочности дает наибольший эффект, и тем больше величина этого эффекта. Так, например, при бурении кварцитов для хлористого алюминия оптимальная концентрация в промывочном растворе составляет 0,01–0,05 %, для $MgCl_2$ это 0,2–0,1 %, а для $NaCl$ – 0,5–0,1 %.

При дальнейшем повышении концентрации понизителя прочности в растворе его эффективность падает, иногда доходя до нуля. Для некоторых горных пород с дальнейшим повышением концентрации электролита вновь наблюдается возрастание эффективности их действия и становится возможным появление второго максимума при более высоких концентрациях. Указанная зависимость от концентрации объясняется тем, что понизители прочности этого типа адсорбируются на поверхности породы с образованием двойного электрического слоя.

Повышение или снижение величины эффекта зависит от соответствующего изменения степени гидратации двойного электрического слоя, что, в свою очередь, связано с изменением значения электрокинетического потенциала и толщины диффузного слоя на границе твердое тело – жидкость. Эта область малых концентраций как раз и соответствует повышению эффективности понизителей прочности с увеличением концентрации ПАВ до первого максимума. С дальнейшим повышением концентрации электролита в растворе, по мере сжатия диффузного слоя и перехода противоионов из диффузного в неподвижный адсорбционный слой, электрокинетический потенциал будет падать. Эта область соответствует снижению эффективности понизителей прочности с увеличением их концентрации в растворе. Наконец, в некоторых случаях электрокинетический потенциал, дойдя до нуля, может опять возрастать вследствие перезарядки поверхности твердого тела. В этой области может наблюдаться вторичное возрастание эффективности некоторых понизителей прочности при больших концентрациях ПАВ.

Из вышесказанного следует, что электролиты, не адсорбирующиеся на поверхности данной горной породы, не будут являться для нее понизителями прочности. Например, хлориды металлов не адсорбируются на известняке и, соответственно, не являются для него понизителями прочности.

Наряду с образованием двойного электрического слоя, ионы некоторых понизителей прочности могут вступать в адсорбционно-обменную реакцию с ионами, образующими поверхность горной породы, также повышая этим, как указывалось ранее, ее гидрофильность. К таким понизителям прочности относятся, например, электролиты $NaOH$, Na_2CO_3 , Na_3PO_4 , которые применяются при бурении карбонатных пород. На поверхностях этих пород адсорбируются анионы OH^- , HCO_3^- и т.п., а в диффузный слой переходят противоионы Na^+ . Кроме адсорбции ионов в двойном слое происходит обмен ионов CO_3^{2-} на ионы OH^- непосредственно в поверхностном слое горной породы. Это тоже увеличивает гидрофильность поверхности. Такая ионообменная адсорбция с увеличением концентрации ПАВ приводит к непрерывному возрастанию эффективности действия понизителя прочности до предельного значения, соответствующего насыщению слоя соответствующими ионами. Однако одновременно с обменной адсорбцией всегда происходит образование двойного слоя противоионов. Оба процесса, суммируясь, также дают указанную выше зависимость эффективности действия среды как функции концентрации активной добавки с первым максимумом, а затем с уменьшением до некоторого минимума (однако не достигающего нуля) и дальнейшим возрастанием эффективности действия ПАВ с ростом его концентрации в растворе.

Вторая группа объединяет такие понизители прочности, эффективность действия которых с повышением их концентрации в растворе непрерывно возрастает, стремясь к предельному значению. К числу таких понизителей прочности относятся главным образом органические вещества: углеводы, фенолы, амины, сульфонафтенновые кислоты и их соли – мыла и т.п. С повышением концентрации этих понизителей прочности в промывочной воде их эффективность очень резко возрастает при малых концентрациях, а затем, при дальнейшем повышении концентрации приближается к наибольшему предельному значению.

Такое поведение понизителей прочности данной группы также связано с химической природой и структурой адсорбционных слоев. В этом случае основное значение приобретает адсорбция нейтральных молекул на твердой поверхности горной породы. С повышением концентрации понизителя прочности в растворе адсорбция его молекул на поверхности возрастает в соответствии с изотермой молекулярной адсорбции Ленгмюра [6]. Она достигает своего наибольшего предельного значения, когда вся доступная поверхность будет заполнена адсорбированными молекулами. По мере увеличения количества адсорбированных молекул растёт соответственно и гидратация поверхности твердого тела с образованием на ней студнеобразной гидрофильной адсорбционной пленки. Однако и в этом случае разупрочняющее действие самих адсорбционных слоев ПАВ в микротрещинах нарастает с повышением концентрации до насыщения слоев.

Во всех рассмотренных ранее случаях повышение скорости бурения является результатом адсорбционных процессов, протекающих на поверхностях микротрещин. Поэтому количество понизителя прочности, поглощаемое горной породой при ее механическом разрушении, обычно очень незначительно.



Вместе с тем, большой интерес представляют также объемные химические реакции в тех случаях, когда понизитель прочности реагирует с одним из породообразующих минералов, находящихся в породе в виде мелких включений. В этом случае, наряду с адсорбционным действием на основные минеральные составляющие горной породы, реагент, вступая в микротрещинах в химическую реакцию с включениями и ослабляя этим связи между зернами основного материала, будет облегчать разрушение горной породы в целом. Примером таких понизителей прочности является сода при бурении известняков и доломитов с дисперсными включениями гипсов и ангидритов. Но здесь основным недостатком для практического применения является большой расход реагента. Очевидно, что реагенты, эффективность которых в значительной степени определяется объемными химическими реакциями с породой, будут относиться ко второй группе понизителей прочности по виду зависимости эффекта от концентрации. Эффективность их действия будет непрерывно возрастать с увеличением концентрации в растворе.

Облегчение деформирования и разрушения твердого тела под влиянием поверхностно-активных сред проявляется наиболее интенсивно при достаточно малой скорости деформирования и/или при периодических во времени – циклических силовых воздействиях. Причиной этого является, во-первых, то обстоятельство, что проникновение (диффузия) молекул поверхностно-активных веществ к развивающимся микротрещинам требует конечного времени, от которого зависит глубина проникновения ПАВ, т.е. доля того объема очага деформирования горной породы, которая охрупчивается под влиянием адсорбционного воздействия активной среды.

Во-вторых, при периодическом приложении внешних сил микротрещины, развивающиеся в очаге деформации при нагружении материала, получают возможность самопроизвольно смыкаться при завершении цикла воздействия – при разгрузке материала. Адсорбционные слои ПАВ, проникающие в устья зародышевых микротрещин, не только экранируют молекулярные силы, связывающие противоположные поверхности – «берега» этих микротрещин, но и препятствуют их смыканию при снятии нагрузки, тем самым замедляя процесс их «залечивания». Это также обеспечивает высокую эффективность действия понизителей прочности при различных видах ударного и ударно вращательного бурения.

Применение активных жидких сред – понизителей прочности, замедляя самопроизвольное смыкание микротрещин в деформируемой зоне материала, позволяет аккумулировать выделяющуюся в этой зоне упругую энергию, необходимую для осуществления процесса разрушения горной породы. Таким образом, существенно повышается коэффициент полезного действия бурового инструмента. В случае упруго-хрупких твердых тел, каковыми являются при обычных условиях разрушения многие горные породы, действие понизителей прочности особенно эффективно при достаточно высокой частоте механического воздействия, т.к. при длительных промежутках времени между ударами самопроизвольное смыкание микротрещин успевает происходить даже и в присутствии ПАВ.

В случаях же преобладания пластической моды при деформировании и разрушении горной породы, благодаря необратимости пластической деформации материала уровень частоты механического воздействия не будет оказывать в первом приближении столь заметного влияния на эффективность процесса бурения. Напротив, учитывая рост сопротивления деформированию с увеличением его скорости, обычно имеющий место в упруго-пластичных материалах, а также принимая во внимание кинетические ограничения процесса поверхностной диффузии, в таких случаях следует стремиться к уменьшению частоты механического воздействия на горную породу в процессе ее бурения.

Таким образом, для развития процесса разрушения горной породы при бурении существенное значение имеет время приложения внешних механических усилий. Оно определяет длительность сохранения заданного напряженного состояния в материале (период воздействия – T), а также время релаксации материала между отдельными актами воздействия (так называемую скважность механических импульсов).

Вместе с тем, следует отметить, что при увеличении частоты механических импульсов и одновременно уменьшении их скважности с целью повышения скорости бурения объем зоны предразрушения в очаге деформации также увеличивается. При этом работа разрушения единицы объема породы возрастает, а КПД процесса падает.

В качестве иллюстрации к вышесказанному можно привести результаты опытов по моделированию ударно-импульсного бурения на ударном диспергометре – приборе для измерения скорости и удельной работы разрушения горной породы. Модельные опыты проводили при энергосиловых параметрах процесса таких же, как и при перфораторном бурении. Процесс осуществляли в технологическом растворе, содержащем ПАВ – хлористый аммоний, при концентрации ПАВ $C_{ПАВ} = 0,01-0,1$ %, соответствующей области максимального проявления эффекта, и в том же растворе без ПАВ. Эти опыты показали, что применение ПАВ в качестве понизителя прочности при частоте отбойника $v = 70$ ударов в минуту дает увеличение скорости проходки породы всего на 10 %. В то же время, при перфораторном бурении (при частоте $v = 1600-2000$ ударов в мин.), повышение скорости проходки составляет уже 60–70 %. Частицы породы, образующиеся при бурении на ударном диспергометре при малой частоте ударов, оказываются в среднем значительно крупнее, чем при бурении на перфораторной



установке. Удельная поверхность шлама, определяемая как суммарная поверхность его частиц, проходящая на 1 см^3 выбуренной породы при бурении на ударном диспергометре, составляла около $500 \text{ см}^2/\text{см}^3$, а при бурении на перфораторной установке – $1300\text{--}1500 \text{ см}^2/\text{см}^3$. Эти результаты наглядно показывают, что при большей частоте механического воздействия зона предразрушения и концентрация трещин в материале этой зоны развиты значительно сильнее.

Рост эффективности действия понизителей прочности с увеличением частоты ν механического воздействия обычно продолжается до некоторого критического значения ν_c , выше которого эффективность разрушения горной породы, уже достигнув максимума, будет оставаться постоянной на некотором участке частот $\Delta\nu$, после чего начинает постепенно снижаться. При этом отличия в эффективности действия различных ПАВ будут сглаживаться. Причиной этого эффекта, очевидно, являются кинематические (поверхностно-диффузионные) параметры процесса смачивания. В качестве примера такого взаимодействия механических и физико-химических факторов в процессе разрушения горной породы можно проанализировать ситуации, возникающие при ударном воздействии долота или бура при ударно-перфораторном и шарошечном бурении.

Опыт показывает, что процесс углубления, т.е. увеличения объема разрушенной породы в продолжении действия одного удара в рассматриваемых случаях идет не непрерывно, а скачками. Эта основная особенность разрушения породы обусловлена тем, что скалывание – разрушение материала по достижении критического напряжения в приконтактной зоне, может произойти только на конечную глубину h . Разрушенный объем V определяется при этом площадью контакта инструмента с породой. Скачкообразность процесса разрушения наглядно выявляется при статическом вдавливании конуса или цилиндра в хрупкую породу.

Соответствующая кривая, характеризующая зависимость глубины погружения индентора от давления $h = f(P)$ не является микроскопически плавной, а имеет вид зазубренной ломаной линии, имеющей участки, идущие почти параллельно оси абсцисс P , которые соответствуют прекращению дальнейшего погружения при непрерывном возрастании давления после каждого отдельного скачка. При этом длина каждого такого почти горизонтального участка ΔP и глубина погружения Δh увеличиваются для каждого последующего скачка вследствие увеличения площади контакта и объема разрушаемой породы по мере углубления конуса в породу. Это означает, что интегральный процесс разрушения является многоэтапным. Поэтому действие понизителей прочности сводится преимущественно к тому, чтобы на каждом этапе поддержать зону предразрушения в ослабленном состоянии, обеспечивая достаточно заметное понижение прочности материала, оказавшегося в этой зоне.

Оптимальными с энергетической точки зрения будут являться такие условия разрушения, при которых работа разрушения единицы объема – удельная работа разрушения, будет минимальной. Этому минимальному значению удельной работы разрушения соответствует и минимально возможное развитие зоны предразрушения, поглощающее механическую работу в виде энергии упругого и пластического деформирования, которая в значительной части рассеивается в виде тепла после снятия внешних усилий.

В практических условиях средняя удельная работа разрушения единицы объема горной породы при бурении всегда существенно выше удельной работы, необходимой для создания единицы ее поверхности в квазиравновесных условиях при минимальных размерах зоны предразрушения. Чем выше твердость породы, тем больше превышение средней удельной работы разрушения над минимальным ее значением. Поскольку эффективность действия понизителей твердости определяется главным образом развитием зоны предразрушения, то следует предполагать, что в том случае, когда работа механического разрушения минимальна, эффективность понизителя прочности будет наименьшей.

Наоборот, когда условия разрушения далеки от оптимальных, работа разрушения оказывается значительно выше минимальной. В последнем случае понизитель прочности может значительно повышать скорость бурения, препятствуя рассеянию энергии в зоне предразрушения, понижая объемную работу разрушения и приближая КПД процесса к максимальному значению. Здесь необходимо добавить, что обычные принятые в горнодобывающей и горнообрабатывающей промышленности режимы бурения далеки от оптимальных в указанном энергетическом смысле. При их разработке целью являлось достижение возможно более высоких скоростей бурения, что в большинстве практических случаев не соответствует наибольшему значению КПД процесса. На основании многочисленных экспериментальных данных и результатов промышленных испытаний понизителей прочности была разработана шкала относительной эффективности их применения при различных способах и режимах бурения.

П. 3 Применение поверхностно-активных сред при различных режимах бурения горных пород

Наименьшая эффективность действия понизителей прочности наблюдается при *дробовом* бурении, элементарным механизмом которого является истирание породы при ее шлифовании. В таких процессах зона предразрушения слабо развита, а скалывание частиц происходит почти на всю глубину



деформируемой зоны. Однако размеры скалываемых частиц весьма малы, что благоприятствует действию понизителей прочности. При *вращательном* бурении режущим инструментом типа фрезерных долот и коронок эффективность понизителей твердости оказывается большой в том случае, когда проникновение режущей кромки или зубца инструмента в породу достаточно велико, т.е. элементарным механизмом процесса является скол, а не поверхностное истирание породы.

Переходя к различным видам *ударного* бурения, можно полагать, что они будут соответствовать наибольшей эффективности действия ПАВ. Это связано с ударно-периодическим характером воздействия и значительной глубиной зоны предразрушения в очаге деформации. При ударных способах бурения процесс разрушения никогда не имеет характера поверхностного истирания; напряженная зона материала, способствующая развитию микротрещиноватости, в этом случае распространяется на значительную глубину. Эти особенности делают применение ПАВ весьма эффективными в качестве понизителей твердости при перфораторном и ударно-вращательном бурении шарошечными долотами.

При рассмотрении адсорбционного понижения прочности при бурении горных пород возникает вопрос о влиянии понизителей прочности, включающих адсорбционно-активные среды на режущий инструмент – долото, бур, шарошечную фрезу и т.п. При анализе этого вопроса всегда следует иметь в виду, что различия в материальном составе и механических свойствах разрушаемой породы, с одной стороны, и режущего инструмента, с другой, при правильном выборе последнего. Весьма велики. Поэтому при сильном развитии зоны предразрушения в очаге деформации горной породы аналогичная зона почти совсем не развивается в материале режущего инструмента. Кроме того, адсорбционно-активная среда должна быть выбрана таким образом, чтобы ПАВ-компонента максимально влияла на процесс диспергирования горной породы и, наоборот, минимально – на механические свойства рабочих (режущих) частей обрабатываемого инструмента. Благодаря ярко выраженной избирательности действия понизителей прочности эти условия оказываются легко выполнимыми. Учитывая сказанное, естественно ожидать увеличения стойкости обрабатываемого инструмента при бурении горных пород с использованием поверхностно-активных сред. Многочисленные опыты и производственные испытания подтверждают это заключение. Действительно, использование понизителей прочности при различных способах бурения приводит к значительному уменьшению расхода инструмента на 1 метр проходки скважины или шпура.

Следует отметить, что стойкость инструмента, а также эффективность действия понизителей твердости во многих случаях может быть дополнительно повышена за счет вторичных факторов – изменения дисперсности и рыхлости выбуриваемого шлама.

Поскольку сущность действия понизителей прочности состоит в увеличении удельной плотности микротрещин, раскрывающихся в очаге деформации разрушаемой горной породы, то, очевидно, что при одинаковых условиях доля мелких частиц при бурении с применением понизителей прочности будет значительно больше, т.е. дисперсность продукта разрушения оказывается значительно выше. Как известно, измельчение шлама, образующегося в забое шпура, способствует заметному повышению срока службы инструмента и дополнительно повышает скорость бурения. Так, например, при перфораторном бурении шпуров в твердых кварцитах с применением в качестве понизителя прочности 0,1 % водного раствора хлористого алюминия было обнаружено резкое возрастание эффективности действия понизителя прочности с увеличением глубины шурфа.

Если на начальной стадии бурения шпура повышение скорости проходки с применением ПАВ составляло 30 %, то на глубине 1,5 м скорость бурения выросла более чем на 100 % по сравнению с бурением при использовании в качестве бурового раствора технической воды. При этом скорость бурения с применением раствора, содержащего понизитель прочности, оставалась практически постоянной, тогда как при бурении с технической водой скорость проходки и стойкость инструмента по мере углубления шпура резко падали. Это объясняется тем, что при бурении с водой в забое образуется трудно вымываемый шлам, создающий «подушку», ослабляющую эффективность ударов перфоратора и разрушающую его рабочие поверхности путем эрозионно-абразивного износа. При использовании же 0,1 % раствора хлористого алюминия образуется существенно более мелкий и рыхлый шлам, который, вследствие стимулированных присутствием ПАВ коагуляционных процессов, легко удаляется из забоя.

П. 4 Примеры эффективного подбора активной среды для бурения горных пород

В качестве примера эффективного подбора активной среды для вращательного бурения горной породы можно привести работы [24–26]. При сверлении гранита «*Westerly*» алмазным сверлом в активной технологической среде – водном растворе поверхностно-активного вещества – цетилтриметиламмония бромида (ЦТАБ) при концентрации $C_{\text{ЦТАБ}} = 10^{-3}$ моль/л глубина проникновения сверла и скорость проходки существенно возрастают по сравнению с глубиной и скоростью проходки, полученной при испытаниях с технологической водой (рис. 5).

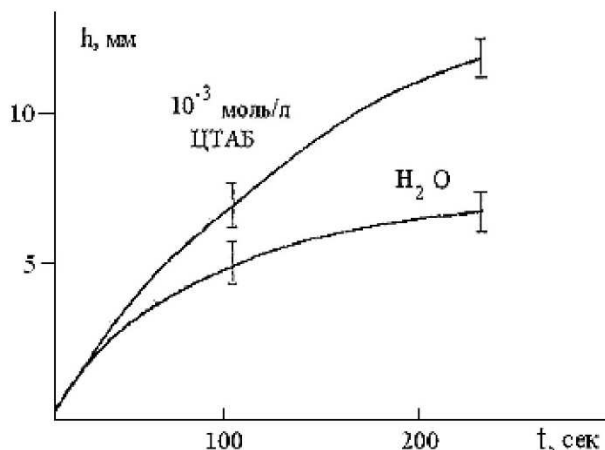


Рисунок 5 – Зависимость глубины проникновения алмазного сверла h в «Westerly» гранит от времени t при сверлении в воде и в водном растворе поверхностно-активного вещества ЦТАБ [24–26].

Многочисленные исследования показали, что адсорбция ПАВ может как повышать, так и понижать поверхностную твердость материала горной породы в зависимости от природы и концентрации ПАВ в растворе, а также от природы обрабатываемого материала. При этом, также как и в экспериментах по сверлению, ключевым оказывается соотношение твердости породы и инструмента и, следовательно, выбор действующего микромеханизма разрушения. Например, водный раствор ПАВ может понизить твердость, или объемный предел текучести материала при его пластическом разрушении, повысить механическую скорость бурения лопастным долотом, но снизить механическую скорость при использовании шарошечных и алмазных долот. Зависимость скорости бурения от концентрации ПАВ может носить различный характер [14, 24–27]. Из данных, приведенных на рисунке 6, следует, что при бурении алмазной коронкой в водных растворах ЦТАБ твердых пород – гранита, кварцита, при определенной концентрации ПАВ наблюдается ярко выраженный скоростной максимум. В то же время, для более мягкой – микроклина, зависимость скорости бурения от концентрации ПАВ носит монотонный характер.



Рисунок 6 – Зависимость скорости бурения алмазной коронкой твердых пород от концентрации водного раствора ЦТАБ [24–26]

Следует отметить, что такого рода лабораторные исследования, предваряющие натурные испытания, пока еще не нашли свое достаточно широкое применение в практике бурения скважин, хотя поверхностно-активные вещества добавляют практически во все типы буровых растворов и они выполняют при этом самые различные функции. Такие растворы ПАВ являются эмульгаторами, вспенивателями, пеногасителями, смачивателями; они могут также выполнять функции смазок и ингибиторов коррозии.

Наличие достаточно сложной, нелинейной и неоднозначной зависимости между свойствами поверхностно-активной среды, природой твердого тела и степенью снижения свободной поверхностной энергии σ , являются основной причиной эмпирического подбора активной среды в технологических процессах бурения и измельчения горных пород.

Примером удачного эмпирического подбора среды могут служить результаты анализа действия различных вариантов ее состава при резании известняков [28–32]. Исследование влияния состава среды проводилось с помощью прибора «Определитель буримости горных пород ВИТР-ОТ» (см. рис. 7).

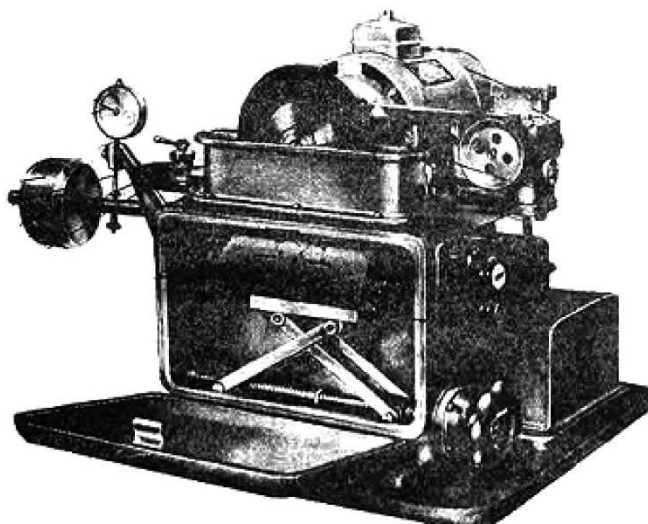


Рисунок 7 – Прибор для определения буримости горных пород ВИТР-ОТ

Резание проводилось корундовым кругом. Предварительными опытами были определены оптимальные условия проведения эксперимента: скорость подачи промывочной жидкости и время, необходимое для получения прорези в образце определенной глубины. Все эксперименты проводились при минимальном засаливании круга. По результатам 3–5 опытов определялось среднее значение скорости резания в дистиллированной воде, а затем в водном растворе ПАВ. Объектом исследования служил известняк, состоящий по данным рентгеноструктурного анализа на 98 % из кальцита. В качестве ПАВ было использовано мицеллообразующее анионактивное ПАВ – сульфонол промышленного производства. Все эксперименты были проведены при концентрациях ПАВ, не превышающих значения ККМ (критической концентрации мицеллообразования), pH растворов составлял 6,0–6,5.

Проведенные исследования показали, что скорость резания известняка увеличивается с ростом концентрации ПАВ, и уже в области достаточно малых концентраций ($C_{\text{ПАВ}} = 1,1 \cdot 10^{-6}$ моль/л) достигает значения, сохраняющегося постоянным при дальнейшем увеличении концентрации. Увеличение скорости резания в растворах сульфонола составляет 30 %.

Предполагая, что изменение скорости резания обусловлено адсорбцией молекул ПАВ и изменением вследствие этого заряда поверхности известняка, параллельно с экспериментами по скорости резания было проведено изучение адсорбции ПАВ и ее влияние на заряд поверхности образцов известнякового материала [28–32]. Для увеличения чувствительности эксперимента и воспроизводимости его результатов адсорбция ПАВ была изучена на порошке, полученном измельчением известняка. Удельная поверхность порошка составляла 0,6 м²/г. Адсорбцию определяли по разности концентраций ПАВ в растворе до и после адсорбции. Значения электрокинетического потенциала частиц известняка были определены методом электроосмоса.

Анализ результатов этих экспериментов показал, что изотерма адсорбции носит двухступенчатый характер с резким возрастанием адсорбции в области ККМ. Рассчитанные из экспериментальных данных значения площади, приходящейся на одну молекулу ПАВ на границе раздела «твердое тело – жидкость» в области малых концентраций ПАВ в растворе, всего лишь на порядок превышают соответствующее значение на границе «жидкость – газ», что свидетельствует об образовании в этих условиях сильно разреженного адсорбционного слоя на межфазной границе.

Увеличение концентрации ПАВ в растворе приводит к образованию более плотных слоев адсорбированных молекул ПАВ и к образованию молекулярных агрегатов на поверхности твердого тела. Адсорбция молекул ПАВ на межфазной поверхности приводит к изменению электрокинетического потенциала системы. Как следует из данных, представленных на рисунке 8, в дистиллированной воде частицы известняка имеют небольшой положительный заряд.

В растворах сульфонола положительный электрокинетический потенциал ξ вначале падает, уменьшаясь до нулевого значения в области концентраций $C_{\text{ПАВ}} \leq 5 \cdot 10^{-5}$ моль/л, соответствующих первой ступени адсорбции (первое плато при $\Gamma \approx (2 - 3) \cdot 10^{-11}$ моль/см²), а затем возрастает по абсолютной величине, достигая значения $\xi_{\text{min}} \approx -12 \div -20$ mV при концентрациях сульфонола $C_{\text{ПАВ}} \approx (4 - 8) \cdot 10^{-4}$ моль/л, соответствующих образованию второй ступени на изотерме адсорбции при $\Gamma \approx 3 \cdot 10^{-10}$ моль/см². Сопоставление данных по адсорбции сульфонола на поверхности известняка и изменению ξ -потенциала частиц известняка в растворах сульфонола позволяет предположить, что в области малых концентраций $C_{\text{ПАВ}} \leq 5 \cdot 10^{-5}$ моль/л адсорбция ПАВ определяется электростатическим взаимодействием анионов с положительно заряженной твердой поверхностью, уменьшая ее заряд до нуля. Как следует из данных, приведенных на рис. 8, переход



от первой ступени ко второй имеет место в области концентраций $C_{\text{ПАВ}} \approx (1 - 3) \cdot 10^{-4}$, при которых ξ -потенциал известняка резко уменьшается от нуля до значений $\xi_{\text{min}} \approx -12$, т.е. происходит перезарядка поверхности образцов [33].

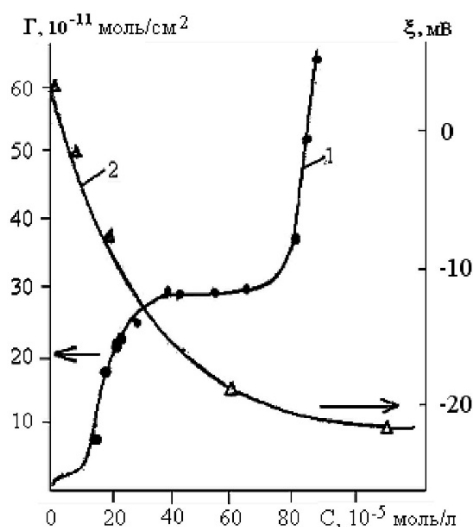


Рисунок 8 – Зависимость адсорбции Γ (1) и электрокинетического потенциала ξ (2) поверхности образцов известняка от концентрации сульфонола в воде [28–32]

При дальнейшем увеличении концентрации ПАВ адсорбция будет определяться специфическим взаимодействием анионов ПАВ и CaCO_3 , а именно, образованием комплексов типа $\text{Ca}(\text{RSO}_3)^-$, которое, согласно литературным данным, наблюдается в водных растворах сульфатов и сульфонов, контактирующих с кальцитами. Значение максимальной адсорбции Γ_{max} и заряд поверхности будут определяться в этом случае количеством активных центров, которые могут образовывать комплексы такого типа.

Совокупность полученных экспериментальных данных по адсорбции Γ , изменению ξ -потенциала и скорости резания известняка в растворах ПАВ показывает, что увеличение скорости резания наблюдается в области концентраций, соответствующих образованию разреженных адсорбционных слоев на поверхности твердого тела и значений ξ -потенциала, близких к нулю.

Другой пример аналогичных исследований связан с подбором активной среды для сверления алевролита и выяснением причин и механизма снижения прочности этой горной породы при испытаниях в адсорбционно-активной среде. Учитывая изложенные выше соображения, эксперименты с образцами алевролита проводили с использованием слабых водных растворов додециламина гидрохлорида (его структурная формула – $\text{C}_{12}\text{H}_{27}\text{NHCl}$). Образцы представляли собой диски диаметром 80 мм и толщиной 25 мм. Сверление проводили в вертикальном положении на заводском сверлильном станке 2Н118 с автоматической подачей сверла. В экспериментах использовались стандартные сверла, изготовленные из твердого сплава ВК8 диаметром 10 мм, ширина перемычки 1,2–1,3 мм, угол заточки при вершине $\beta = 120^\circ$ [34]. Были выбраны следующие условия обработки: скорость вращения сверла 180 об/мин, скорость подачи 0,1 мм/об.

Процесс сверления осуществляли на образцах, находившихся на воздухе (влажность 60 %, температура 20 °С), в дистиллированной воде (при $\text{pH} = 5,9$), или в растворе поверхностно-активного вещества (ПАВ) в дистиллированной воде. Сверло вводилось через слой воды или раствора, которые покрывали всю поверхность образца. Эта же дистиллированная вода использовалась для приготовления слабого раствора ПАВ – додециламина гидрохлорида с концентрацией ПАВ $C_{\text{ПАВ}} = 10^{-3}$ моль/л. Параметры процесса сверления – осевое усилие (P) и крутящий момент (M), измеряли с помощью универсального динамометра УДН-600 [35], электрические сигналы которого через тензометрический усилитель непрерывно записывались с помощью светолучевого осциллографа модели К114. Реальные значения измеренных параметров были нормированы с помощью соответствующих градуировок. Для получения воспроизводимых результатов каждую серию экспериментов выполняли на новом образце с использованием новых сверл.

Для получения воспроизводимых результатов каждую серию экспериментов выполняли на новой поверхности образцов с использованием новых сверл.

В таблице 3 приведены силовые параметры процесса сверления в различных средах – величина осевого усилия P и крутящего момента M , амплитуды их высокочастотных осцилляции, связанных с неравномерностью процесса сверления.



Таблица 3 – Силовые параметры сверления алевролита в различных средах

Среда	P, Н	$\Delta(P)$, Н	M, Н·м	$\Delta(M)$, Н·м
Воздух	820	320	1,4	1,2
Вода	690	300	1,2	0,9
Раствор ПАВ	520	200	0,8	0,3

Примечание: $\Delta(P)$, $\Delta(M)$ – среднеквадратичные отклонения соответствующих величин.

При сверлении «всухую» были получены высокие значения P и M, а режущая кромка сверла почти сразу необратимо повреждалась. Из этих опытов становится очевидным, что обработка таких твердых пород «всухую» на большие глубины очень затруднительна. На рисунке 9 и 10 показана зависимость параметров P и M для вышеописанных экспериментальных условий. Использование чистой воды при сверлении дает некоторое уменьшение силовых параметров процесса сверления и это подтверждает известный факт, что вода является активной средой по отношению к компонентам горных пород, понижающей их поверхностную энергию, а следовательно и механические свойства этих горных пород. При добавлении небольшого количества ПАВ в дистиллированную воду происходит резкое облегчение процесса сверления алевролита. Средние значения характеристик процесса сверления P и M уменьшаются практически в 1,5 раза. Это свидетельствует об охрупчивающем действии данного раствора ПАВ.

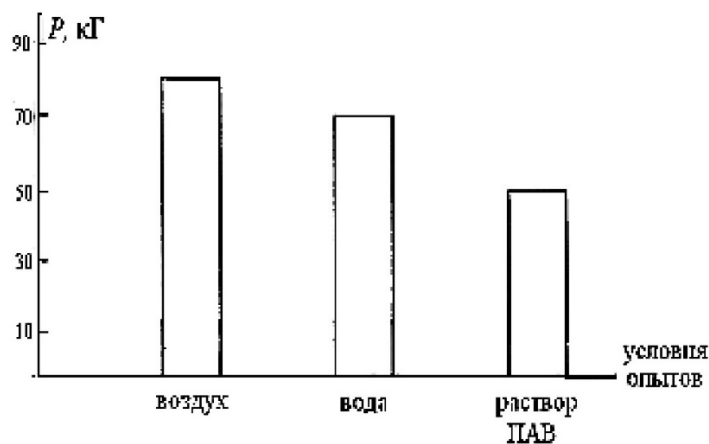


Рисунок 9 – Величина осевого усилия при сверлении алевролита в различных условиях

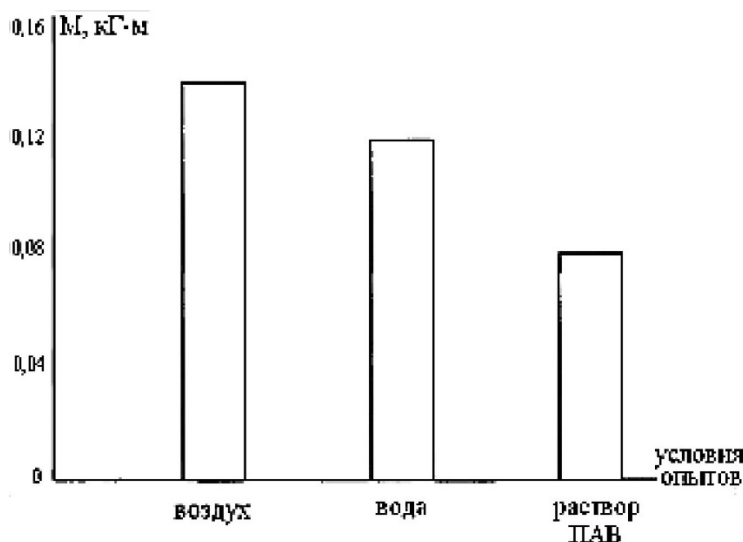


Рисунок 10 – Величина крутящего момента при сверлении алевролита в различных условиях

Одновременно добавка ПАВ уменьшает и осцилляции силовых параметров, характеризуемые параметрами $\Delta[P]$, $\Delta[M]$ (табл. 3), т.е. процесс сверления в присутствии ПАВ протекает более равномерно. Действительно, большие осцилляции величин P и M обусловлены скачкообразным характером актов разрушения обрабатываемой породы. Сценарий появления этих скачков следующий. При достижении определенного уровня механических напряжений в зоне резания происходит мгновенное



хрупкое разрушение относительно большого участка породы, и сверло скачком перемещается на определенное расстояние с малым усилием. Затем оно ударяется режущей кромкой о еще не разрушенную часть материала, и картина повторяется. Именно этими ударами, скорее всего, и вызвано разрушение режущей кромки инструмента. В присутствии среды – воды и, особенно, раствора ПАВ, разрушение породы происходит при меньших напряжениях, но более медленно. Кинетика процесса определяется скоростью поступления среды в зону разрушения и адсорбцией ПАВ. Поэтому при сверлении породы в присутствии растворов ПАВ сила ударов сверла значительно слабеет, а их частота падает, что приводит к уменьшению мощности и интенсивности скачков и, следовательно, к увеличению стойкости инструмента [34, 36].

Совокупность полученных экспериментальных результатов позволяет говорить о проявлении эффекта адсорбционного понижения прочности алевролита в слабых растворах додециламина гидрохлорида. Этот эффект заключается в резком снижении прочности и увеличении хрупкости горной породы. Он может быть обусловлен облегчением зарождения и роста трещин в зоне резания и возможностью изменения заряда и подвижности дислокаций в приповерхностном слое в присутствии водных растворов ПАВ.

Заключение

Результаты проведенных до настоящего времени исследований свидетельствуют о возможности значительного снижения энергоемкости и стоимости бурения и измельчения в условиях отечественных месторождений за счет рационального подбора адсорбционно-активных технологических сред. На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы [37].

1. Эффективными буровыми жидкостями, понижающими прочностные характеристики горной породы и оптимизирующими энергосиловые параметры процесса бурения, являются технологические среды, содержащие водные растворы электролитов и ионногенных ПАВ. Для опытно-промышленной отработки соответствующих технологий целесообразно использовать водные суспензии буровой мелочи, стабилизированные добавками щелочей (KOH, NaOH) в количестве, необходимом для достижения устойчивых значений показателя pH = 10–12.

2. Введение в оборотную воду щелочей с активными добавками ПАВ обеспечивает ускорение процесса измельчения горных пород отечественных месторождений. Слабощелочные растворы могут быть использованы также для кондиционирования продукта дробления и/или измельчения горной породы.

Литература

1. Ребиндер П.А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика. – М. : Наука, 1979. – 384 с.
2. Алексеев А.Д. Эффективная поверхностная энергия горных пород и поверхностно-активные среды // Сб. «Физико-химическая механика и лиофильность дисперсных систем». – Киев, 1981. – Вып. 13. – С. 65–71.
3. Щукин Е.Д., Савенко В.И., Малкин А.И. Лекции по физико-химической механике. – М. : Нобель Пресс, 2015. – 679 с.
4. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids // Phil. Trans. of the Roy. Soc. London. – 1921, Ser. A. – № 221. – P. 163–198.
5. Разрушение / Ред. Либовиц Г. Микроскопические и макроскопические основы механики разрушения. – М. : Мир, 1973. – Т. 1. – 243 с.
6. Герасимов Я.И., Древинг В.П., Еремин Е.Н., Киселев А.В., и др. Курс физической химии. – Т. 1, 2. – Л. : Химия, 1987. – 881 с.
7. Об адсорбционном понижении прочности высокодисперсных пористых структур / Е.Д. Щукин [и др.] // ДАН СССР. – 1966. – Т. 167. – С. 1109–1112.
8. Charles R.J. Static fatigue of glass // J. Appl. Phys. – 1958. – Vol. 29. – № 11. – P. 1549–1560.
9. Wiederhorn S.M. Fracture surface energy of soda-lime glass // Materials Science Research. – 1966. – Vol. 3. – P. 503–528.
10. Wiederhorn S.M. Influence of water vapour on crack propagation in soda-lime glass // J. Amer. Ceram. Soc. – 1967. – Vol. 50. – № 8. – P. 407–414.
11. Wiederhorn S.M. Crack growth as an interpretation of static fatigue // J. Non-Cryst. Solids. – 1975. – Vol. 19. – P. 169–181.
12. Wiederhorn S.M., Friemen S.W., Fuller E.R. Jr., Simmons C.J. Effects of Water and Other Dielectrics on Crack Growth // J. Mater. Sci. – 1982. – Vol. 17. – № 12. – P. 3460–3478.
13. Берштейн В.А. Механогидролитические процессы и прочность твердых тел. – Л. : Наука, 1987. – 320 с.
14. Разрушение неметаллов и композитных материалов / Ред. Г.М. Либовиц. – М. : Мир, 1976. – Т. 7. – 636 с.
15. Малкин А.И., Дячкин А.А., Никитин Н.В. Кинетические модели роста трещин и статистика долговечности твердых тел // Доклады РАН. – 1997, 1988. – Т. 354. – № 3. – С. 327–330.
16. Малкин А.И. Кинетические модели в физико-химической механике разрушения : автореферат дис. ... доктора физ.-мат. наук. – М. : ИПРИМ РАН, 1998. – 50 с.



17. Waza T., Kurita K., Mizutani H. The effect of water on the subcritical crack growth in silicate rocks // *Tectonophysics*. – 1980. – Vol. 67. – № 1, 2. – P. 25–34.
18. Sano O., Ito J., Terada M. Influence of strain rate on dilatancy and strength of Oshima granite under uniaxial compression // *J. Geophys. Res.* – 1981. – Vol. 86. – № 10. – P. 9299–9311.
19. Томашевская И.С., Хамидуллин Я.Н. Предвестники разрушения образцов горных пород // *Изв. АН СССР. Физика Земли*. – 1972. – № 5. – С. 47–53; Возможность предсказания момента разрушения образцов горных пород на основе флуктуационного механизма роста трещин // *Д.АН СССР*. – 1972. – Т. 207. – № 3. – С. 580–582.
20. Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. *Сопротивление материалов*. 7-е изд. – М. : Высшая школа, 2009. – 560 с.
21. Anderson O.L., Grew P.C. Stress corrosion theory of crack propagation with applications to geophysics // *Rev. Geophys. Space Phys.* – 1977. – Vol. 15. – № 1. – P. 77–104.
22. Atkinson B., Meredith P. Stress corrosion of quartz: a note of influence of chemical environments // *Tectonophysics*. – 1988. – Vol. 77. – № 1–2. – P. 1–11.
23. Jones R.H., Environment induced crack growth in ceramics and glasses // In: *Environment-induced cracking of materials*. Vol. 1: Chemistry, mechanics and mechanisms. Proceedings of the second international Conference of Environment-induced cracking of materials. Banff, Alberta, Canada / Eds. Shipilov S.A., Jones R.H., Olive J.M., Rebak R.B. – Amsterdam : Elsevier, 2008. – P. 449–466.
24. Westwood A.R.C., Ahern J.S., Mills J.J. Development in the theory and applications of chemimechanical effects // *Colloids and surf.* – 1981. – Vol. 2. – № 1. – P. 1–35.
25. Westwood A.R.C., Macmillan N.H. Environment-sensitive hardness of nonmetals // *RIAS Technical report № 72-08*, Martin Marietta corporation, 1972, April. – 35 p.
26. Macmillan N.H., Westwood A.R.C. Surface charge-dependent mechanical behavior of non-metals // *Eight Technical report to ONR*. Martin Marietta corporation, 1972, September. – 42 p.
27. Ishido T., Nishizava O. Effects of Zeta potential on microcrack growth in rock under relatively low uniaxial compression // *J. Geophys. Research*. – 1984. – Vol. 89. – № B6. – P. 4153–4159.
28. Изучение адсорбции сульфонов из водных растворов на поверхности известняка и ее влияние на микротвердость известняка / Н.И. Иванова [и др.] // *Ж. прикладной химии*. – 1990. – № 7. – С. 1478–1482.
29. Адсорбция сульфонов из водных растворов на поверхности известняка / Н.И. Иванова [и др.] // *Коллоидн. Журн.* – 1990. – Т. 52. – № 2. – С. 408–410.
30. Влияние адсорбции сульфонов на скорость резания известняков / Н.И. Иванова [и др.] // *Доклады XI Всесоюзной конференции «Поверхностные явления в расплавах и технология новых материалов»*. – Киев, 1991. – С. 41–43.
31. Изучение влияния адсорбции ОП-10 из водных растворов на изменение механических свойств кальцита / Н.И. Иванова [и др.] // *Ж. прикладной химии*. – 1991. – Т. 64. – № 2. – С. 457–440.
32. Курбацкий В.А. Влияние водных растворов поверхностно-активных веществ и их смесей на механические свойства известняка : автореферат дисс. ... кандидата хим. наук. – М. : МГУ им. М.В. Ломоносова, 1992. – 18 с.
33. Фрумкин А.Н. Потенциалы нулевого заряда. – М. : Наука, 1982. – 259 с.
34. Гречишников В.А., Чемборисов Н.А., Схиртладзе А.Г. [и др.]. *Резание материалов*. – Набережные Челны : Камск. гос. инж.-экон. академия, 2006. – Т. 3: Режущий инструмент. – 285 с.
35. Руководство к универсальному динамометру УДМ конструкции ВНИИ. – М. : Всесоюзный научно-исследовательский институт инструмента (ВНИИ), 1983. – 22 с.
36. Доценко В.А. *Изнашивание твердых тел*. – М. : Цинтихимнефтемаш, 1990. – 192 с.
37. Малкин А.И., Савенко В.И., Топоров Ю.П. *Физико-химические методы интенсификации бурения и измельчения горных пород*. – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing GmbH&Co, 2017. – 130 с.

References

1. Rebinder P.A. *Selected works. Surface phenomena in dispersed systems. Physicochemical mechanics*. – М. : Science, 1979. – 384 p.
2. Alekseev A.D. Effective surface energy of rocks and the surface-active environments // *Coll. «Physical and chemical mechanics and lyophilicity of disperse systems»*. – Kiev, 1981. – Ep. 13. – P. 65–71.
3. Shchukin E.D., Savenko V.I., Malkin A.I. *Lectures on physicochemical mechanics*. – М. : Nobel Press, 2015. – 679 p.
4. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids // *Phil. Trans. of the Roy. Soc. London*. – 1921, Ser. A. – № 221. – P. 163–198.
5. *Destruction / Red. Libovitz G. Microscopic and macroscopic bases of fracture mechanics*. – М. : World, 1973. – Vol. 1. – 243 p.
6. Gerasimov Ya.I., Dreving V.P., Eremin E.N., Kiselev A.V., and others. *Course of physical chemistry*. – V. 1, 2. – L. : Chemistry, 1987. – 881 p.
7. About adsorption reduction of strength of highly dispersed porous structures / E.D. Shchukin [et al.] // *DAN USSR*. – 1966. – Vol. 167. – P. 1109–1112.
8. Charles R.J. Static fatigue of glass // *J. Appl. Phys.* – 1958. – Vol. 29. – № 11. – P. 1549–1560.
9. Wiederhorn S.M. Fracture surface energy of soda-lime glass // *Materials Science Research*. – 1966. – Vol. 3. – P. 503–528.
10. Wiederhorn S.M. Influence of water vapour on crack propagation in soda-lime glass // *J. Amer. Ceram. Soc.* – 1967. – Vol. 50. – № 8. – P. 407–414.
11. Wiederhorn S.M. Crack growth as an interpretation of static fatigue // *J. None Cryst. Solids*. – 1975. – Vol. 19. – P. 169–181.



12. Wiederhorn S.M., Friemen S.W., Fuller E.R. Jr., Simmons C.J. Effects of Water and Other Dielectrics on Crack Growth // *J. Mater. Sci.* – 1982. – Vol. 17. – № 12. – P. 3460–3478.
13. Berstein V.A. *Mechanohydrolytic Processes and Strength of Solids.* – L. : Nauka, 1987. – 320 p.
14. *Destruction of Nonmetals and Composite Materials / Edited by V.A. Berstein, G.M. Libovitz.* – M. : World, 1976. – Vol. 7. – 636 p.
15. Malkin A.I., Dyachkin A.A., Nikitin N.V. Kinetic models of growth of cracks and statistics of durability of firm bodies // *Reports of RAS*, 1997, 1988. – Vol. 354. – № 3. – P. 327–330.
16. Malkin A.I. Kinetic models in physical and chemical mechanics of destruction : Proc. ... Doctor of Physics and Mathematics. – M. : IPrim RAS, 1998. – 50 p.
17. Waza T., Kurita K., Mizutani H. The effect of water on the subcritical crack growth in silicate rocks // *Tectonophysics.* – 1980. – Vol. 67. – № 1, 2. – P. 25–34.
18. Sano O., Ito J., Terada M. Influence of strain rate on dilatancy and strength of Oshima granite under uniaxial compression // *J. Geophys. Res. B.* – 1981. – Vol. 86. – № 10. – P. 9299–9311.
19. Tomashevskaya I.S., Khamidullin Ya.N. Precursors of Rock Sample Destruction // *Izv. of the USSR Academy of Sciences. Physics of the Earth.* – 1972. – № 5. – P. 47–53; Possibility of Prediction of Rock Sample Destruction Moment on the Basis of Fluctuation Mechanism of Crack Growth // *D.A. USSR Academy of Sciences.* – 1972. – V. 207. – № 3. – P. 580–582.
20. Aleksandrov A.V., Potapov V.D., Derzhavin B.P. *Materials resistance.* 7th ed. – M. : Higher School, 2009. – 560 p.
21. Anderson O.L., Grew P.C. Stress corrosion theory of crack propagation with applications to geophysics // *Rev. Geophys. Space Phys.* – 1977. – Vol. 15. – № 1. – P. 77–104.
22. Atkinson B., Meredith P. Stress corrosion of quartz: a note of influence of chemical environments // *Tectonophysics.* – 1988. – Vol. 77. – № 1–2. – P. 1–11.
23. Jones R.H., Environment induced crack growth in ceramics and glasses // In: *Environment-induced cracking of materials. Vol. 1: Chemistry, mechanics and mechanisms. Proceedings of the second international Conference of Environment-induced cracking of materials. Banff, Alberta, Canada / Eds. Shipilov S.A., Jones R.H., Olive J.M., Rebak R.B.* – Amsterdam : Elsevier, 2008. – P. 449–466.
24. Westwood A.R.C., Ahern J.S., Mills J.J. Development in the theory and applications of chemimechanical effects // *Colloids and surf.* – 1981. – Vol. 2. – № 1. – P. 1–35.
25. Westwood A.R.C., Macmillan N.H. Environment-sensitive hardness of nonmetals // *RIAS Technical report № 72-08, Martin Marietta corporation*, 1972, April. – 35 p.
26. Macmillan N.H., Westwood A.R.C. Surface charge-dependent mechanical behavior of non-metals // *Eight Technical report to ONR, Martin Marietta corporation*, 1972, September. – 42 p.
27. Ishido T., Nishizawa O. Effects of Zeta potential on microcrack growth in rock under relatively low uniaxial compression // *J. Geophys. Research.* – 1984. – Vol. 89. – № B6. – P. 4153–4159.
28. Study of adsorption of sulfonols from aqueous solutions on the limestone surface and its influence on the microhardness of limestone / N.I. Ivanova [et al.] // *J. Applied chemistry.* – 1990. – № 7. – P. 1478–1482.
29. Adsorption of sulfonols from water solutions on the limestone surface / N.I. Ivanova [et al.] // *Colloidn. Zhurn.* – 1990. – V. 52. – № 2. – P. 408–410.
30. Effect of adsorption of sulfonols on cutting speed of limestones / N.I. Ivanova [et al.] // *Reports of XI All-Union Conference «Surface phenomena in melts and technology of new materials».* – Kiev, 1991. – P. 41–43.
31. Study of the effect of OP-10 adsorption from aqueous solutions on the change in mechanical properties of calcite / N.I. Ivanova [et al.] // *Zh. of Applied Chemistry.* – 1991. – V. 64. – № 2. – P. 457–440.
32. Kurbatsky V.A. Influence of aqueous solutions of surface-active substances and their mixtures on mechanical properties of limestone : Abstract of dissertation. ... candidate of chemical sciences. – M. : Lomonosov Moscow State University, 1992. – 18 p.
33. Frumkin A.N. Potentials of zero charge. – M. : Nauka, 1982. – 259 p.
34. Grechishnikov V.A., Chamborisov N.A., Skhirtladze A.G. and others. *Cutting of materials.* – Naberezhnye Chelny : Kamsk. gos. Ing. academy icon, 2006. – Vol. 3. Cutting tool. – 285 p.
35. Guide to the universal dynamometer UDM design VNII. – M. : All-Union Research Institute of Instrumentation (VNII), 1983. – 22 p.
36. Associated-Professor V.A. *Wearings of solid bodies.* – M. : Tsintikhimneftemash, 1990. – 192 p.
37. Mlkin A.I., Savenko V.I., Toporov Y.P. *Physical and chemical methods of intensification of drilling and grinding of rocks.* – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing GmbH&Co, 2017. – 130 p.



УДК 622.24

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН



WAYS TO IMPROVE WELL ATTACHMENT QUALITY

Самсоненко Наталья Владимировна

кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
nvsamsonenko@rambler.ru

Samsonenko Natalya Vladimirovna

Ph.D. in technical sciences,
Senior Lecturer at the Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NIU)
nvsamsonenko@rambler.ru

Аннотация. Данная статья посвящена новым технологиям для повышения качества крепления скважин. Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом совместной деятельности ряда сервисных компаний. Один из ключевых стратегических рисков, связанный с цементированием – значительное обводнение эксплуатационных скважин во времени с последующим ухудшением их производственных показателей, что приводит к большим потерям продукции, к экологическим проблемам и соответствующему недополучению прибыли. В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко применяются тампонажные смеси, которые не обеспечивают необходимой герметичности заколонных и межколонных пространств и надежного разобщения пластов. Использование новых порошкообразных эрозионных буферных, расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения позволит исключить возникновение разнообразных осложнений процесса цементирования скважин в разных, в том числе сложных, горно-геологических условиях.

Annotation. This article is devoted to new technologies for improving the quality of well fastening. Well fastening is the most important, final stage of joint activity of a number of service companies. One of the key strategic risks associated with cementing is significant water encroachment of production wells in time with subsequent deterioration of their production performance, which leads to large losses of production, environmental problems and consequent loss of profit. Nowadays, plugging mixtures are widely used for cementing of different casing strings, which do not provide necessary tightness of well and inter-casing spaces and reliable formation separation. The use of new powder-like erosion buffers, expanding plugging mixtures and technologies of their application will allow to exclude various complications of well cementing process in different, including complex, mining and geological conditions.

Ключевые слова: крепление скважин, обсадная колонна, буферная жидкость, тампонажный раствор, тампонажные смеси, осложнения при цементировании скважин.

Keywords: well fastening, casing string, buffer fluid, plugging mortar, plugging mixtures, well cementing complications.

Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом при строительстве скважин. От качества проведения работ ряда сервисных компаний, в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность.

Некачественное крепление приводит к появлению дефектных скважин, что практически обесценивает результаты труда многих производственных предприятий, участвующих в строительстве данных объектов.

Одним из обязательных технологических процессов крепления скважин является цементирование.

Цементирование предназначено для решения следующих основных задач:

- обеспечения безопасной и долговременной эксплуатации скважин;
- надежной герметизации заколонных и межколонных пространств.

Решение первой задачи в основном предполагает сохранение устойчивости стволов скважин при долговременной их эксплуатации.

Решение второй задачи обеспечивает предотвращение разнообразных осложнений процесса цементирования, а именно: негерметичности обсадных, а прежде всего эксплуатационных, колонн при опрессовках, межпластовых перетоков между разнонапорными пластами, межколонных давлений, заколонных проявлений и др.

При массовом строительстве наклонно- направленных скважин, скважин с горизонтальными секциями в продуктивных пластах, многоствольных и многозабойных скважин с повсеместным использованием гидроразрыва пластов основные задачи цементирования обсадных колонн вне продуктивных пластов остаются неизменными.

В интервалах продуктивных пластов задачи герметизации заколонных пространств могут решаться и без использования цементирования, а именно:

- при использовании открытого забоя;
- с применением нецементируемых компоновок.

По данным [1] объем российского рынка цементирования оценивается в 58–60 млрд руб. Из них примерно 55 % приходится на вторичное цементирование, которое в основном применяется при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) и при подготовке к ГРП.



Для РИР характерен высокий уровень технологической сложности, т.к. проведение работ осуществляется в условиях дефицита надежной информации по скважинам и как закономерный результат – низкий уровень успешности работ.

Отличительной особенностью цементирования является поступательное технологическое развитие при отсутствии прорывных и революционных технологических решений [1].

Ключевым фактором, за счет которого достигается повышение конкурентоспособности и рентабельности цементирования, является разработка и применение тампонажных смесей.

По остальным факторам – цементировочное оборудование, программное обеспечение, оснастка цементируемых колонн и др., ярко выражено технологическое превосходство международных сервисных компаний в разработках для применения на шельфе морей и в особо сложных горно-геологических условиях [1].

В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко, а практически повсеместно, применяются облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с разнообразными расширяющими добавками. Вышеуказанные тампонажные смеси при гидратации позволяют целенаправленно формировать составные столбы тампонажных растворов в колонных и межколонных пространствах скважин.

При этом облегченные тампонажные растворы преимущественно применяются вне интервалов продуктивных пластов, что значительно упрощает процесс цементирования при сохранении сплошности составного столба в колонном и межколонном пространствах. Использование данных тампонажных растворов имеет давнюю историю, но поступательное совершенствование компонентных составов и технологий привело к росту их применения до того уровня, когда они стали наиболее востребованы при первичном цементировании и в большинстве иных процессов цементирования.

Утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с расширяющими добавками, образующие при гидратации утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы, применяются в интервалах продуктивных пластов для повышения герметичности разобщения последних.

Важность технологии цементирования с последовательным применением облегченных, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов-камней состоит в том, что она защищает рынок цементирования от потери части спроса через замещение пакерным оборудованием.

Несмотря на широкое, а практически повсеместное, применение известные облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси даже с расширяющими добавками имеют существенные недостатки поскольку при гидратации образуют седиментационно- и суффозионно-неустойчивые тампонажные растворы с повышенным водоотделением даже при сложной химической обработке жидкостей затворения, а при твердении – камни с величиной объемной усадки до 5–7 % и более. Повышенную объемную усадку тампонажных камней обеспечивают используемые в смесях и растворах минеральные компоненты, разнообразные высокомолекулярные соединения, полимеры с повышенными дозировками, электролиты с повышенными дозировками, армирующие компоненты, высокие давления и температуры, которые практически полностью устраняют действие расширяющих добавок [2].

В российской нефтяной отрасли отдельный сервис применяется все шире и становится отраслевым стандартом у тех нефтяных компаний, которые имеют в своем составе сервисные предприятия [1]. В рамках этой практики услуги цементирования контрактуются отдельно, что, с одной стороны, создает дополнительные возможности для более широкого круга поставщиков сервисных услуг, а с другой стороны усиливает конкуренцию и приводит к снижению закупочных цен на сервисные услуги.

Тендерная практика нефтяных компаний в значительной степени нацелена на получение у поставщиков сервисных услуг наиболее низкой цены, что неизбежно приводит к серьезной потере качества работ.

В настоящее время интересы, и как результаты, коммерческих отношений заказчиков и подрядчиков значительно разбалансированы. У заказчиков риски связаны с последствиями некачественного цементирования, которые проявляются в основном после сдачи скважин в эксплуатацию, т.е. когда договорные отношения завершены, и оплата сервисных услуг произведена. У подрядчиков риски связаны с частичным либо полным неполучением оплаты, а также с задержкой платежа вследствие претензий заказчика по качеству произведенных подрядчиком работ.

Следует отметить, что требования и показатели, используемые в контрактах для оценки качества работ, являются адекватными требованиям и рискам, относящимся к строительству скважин, но не соотносятся с рисками на этапах освоения и эксплуатации скважин. При интенсификации добычи (ГРП, кислотные обработки и др.) фактические параметры могут выходить за рамки требуемых значений, приводя к разрушению тампонажного камня и потере герметичности колонных пространств.

После ввода скважин в эксплуатацию подрядчики не обладают информацией о качестве проведенных ими работах по цементированию обсадных, а прежде всего эксплуатационных, колонн- динамике дебита, сроках начала обводнений и их интенсивностях, объемах и частоте проведения РИР, особенно на начальных этапах эксплуатации и др. Отсутствие взаимодействия между заказчиками и подрядчиками по поводу работы введенных в эксплуатацию скважин исключает необходимость у подрядчиков совершенствовать технологии и разрабатывать эффективные для конкретных условий заказчиков решения.



В результате вышеизложенного сервисные компании остаются без финансовых средств и мотиваций к совершенствованию технологий, а заказчики – без необходимого качества услуг, что переносит их потенциальные потери на неопределенный срок в будущее.

Таким образом, отсутствие стимулов, материальных и финансовых ресурсов для технологического развития российских поставщиков услуг по цементированию негативно отражается на компаниях – заказчиках, которые в значительной мере зависят от качества разработок поставщиков услуг – оборудования и материалов.

В отличие от российских поставщиков услуг по цементированию зарубежные сервисные компании, за счет значительных финансовых вложений в НИОКР, в полной мере обладают передовыми разработками технологий и оборудования. Однако расчет на применение их передовых технологий и оборудования сталкивается с ограничениями из-за высокого уровня цен, а также политических рисков.

Кроме того, недостаточное технологическое развитие российских поставщиков услуг по цементированию приводит к конкурентному преимуществу зарубежных сервисных компаний даже при высоких ценах на их услуги.

Один из ключевых стратегических рисков для заказчиков, связанный с цементированием – значительное обводнение эксплуатационных скважин во времени с последующим ухудшением их производственных показателей, что приводит к большим потерям продукции и соответствующему недополучению прибыли.

В качестве примера [1], характеризующего состояние эксплуатационного фонда скважин, можно использовать оценку, сформированную в «Сургутнефтегаз» на период конца прошлого десятилетия: доля скважин с серьезными нарушениями герметичности, имеющими значимые последствия для производственных показателей, составляла от 40 до 80 % по разным подразделениям. Ярким примером того, насколько высоки могут быть финансовые и иные потери подрядчиков и заказчиков, связанные с негерметичностью скважин, является авария на буровой платформе Deepwater Horizon [1]. По данным специалистов, размер полного финансового ущерба для компании BP превысил размер экономии, имевшей место при цементировании, не менее чем в 500 раз.

На основе данных и оценок по добыче из новых скважин потери (упущенный доход) от роста обводненности, из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств, в масштабах российской нефтедобычи составляет не менее 15 млрд руб в год, что соответствует примерно половине объема рынка первичного цементирования [1].

На старых скважинах потери, из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств, проявляются через осложнения и аварии, сокращения сроков эксплуатации скважин, большое число РИР (при традиционно низком уровне их успешности), снижение эффективности поддержания пластового давления и т.п.

На сегодняшний день рынок цементирования представляет собой массовые стандартизированные услуги с высококонкурентной средой поставщиков, которые имеют достаточно ровный уровень технического и технологического оснащения.

При этом технологические новации, являющиеся ключевым фактором конкурентоспособности поставщиков, создают краткосрочные преимущества последним. Это определяет важность постоянного, планомерного технологического развития компаний- поставщиков услуг, т.к. разработка новых технологий цементирования для российской нефтяной отрасли – как и в остальном мире, является основным делом последних.

К числу новых технологических решений последних лет следует отнести разработку и внедрение расширяющихся тампонажных смесей заводского производства либо изготовления в цехах сухих смесей тампонажных предприятий [2–7].

Принципиально новыми запатентованными [2–6] порошкообразными смесями заводского изготовления либо приготовления в цехах сухих смесей тампонажных предприятий, имеющими рыночные перспективы, являются ПЭБС и ПРТС [2–7].

Основным назначением порошкообразной эрозионной буферной смеси (ПЭБС) является предотвращение значительного разбавления буровых растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств, а также эрозионное разрушение пленок буровых растворов на колоннах, рыхлых частей фильтрационных корок на породах и заменой их на пленки и корки эрозионных буферных растворов.

Порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (ПРТС) заводского изготовления образованы при смешивании бездобавочного портландцемента и новых термостойких пластифицирующе-расширяющих добавок (ТПРД).

Применение ограниченного числа химических реагентов в составе ПЭБС и ТПРД обусловлено тем, что медленно гидратирующий гидрофобный порошок грубого и тонкого помола смеси разных глин и мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в гидрогелевых структурах, являются эффективными пластификаторами и структурообразователями облегченных азрированных гидрогелевых эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также азрированных тампонажных растворов нормальной плотности.



В процессе гидратации ПРТС, при указанных лабораторией водосмесевых отношениях, образуются аэрированные седиментационно- и суффозионно-устойчивые гидрогелевые облегченные эрозионные буферные и тампонажные растворы, а также тампонажные растворы нормальной плотности. При этом составные столбы, аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов в процессе твердения, образуют тампонажные камни с большой (более 5 %) величиной объемного расширения, создающие *напряженные контакты* со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

Большая величина объемного расширения аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней возникает в результате совместного воздействия разных давлений в формирующихся гидрогелевых структурах при схватывании и твердении тампонажных растворов, а именно:

- гидрогелей металлов и минералов, увеличивающихся в объемах в 2–2,2 раза;
- кристаллогидратов с большими размерами молекул, увеличивающихся в объеме в 2,86 раза;
- расклинивающего давления в медленно гидратирующих (набухающих) гидрофобных порошках грубого и тонкого помола;
- капиллярного давления мельчайших пузырьков воздуха на границах раздела фаз «жидкость затворения – пузырьки воздуха», являющегося избыточным над давлением в скважинах.

В ограниченных заколонных и межколонных пространствах объемное расширение аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней, примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим. В результате указанного понижения объемного расширения тампонажные камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на колоннах.

Обезвоженные фильтрационные корки и пленки, химически взаимодействуя с твердеющими аэрированными гидрогелевыми тампонажными растворами в заколонных и межколонных пространствах, образуют монолитные камни, обеспечивающие напряженные контакты со всеми породами и колоннами. Напряженные контакты со всеми горными породами и колоннами монолитных аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней исключают негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления [2–7].

В таблице 1 представлены лабораторные исследования ПРТС образованной при смешивании ТПРД с дозировкой 25 % и бездобавочных портландцементов ПЦТ-I -50 и ПЦТ-I-G-CC-1 с дозировками 75 %.

При гидратации ПРТС, с использованием пресной жидкости затворения, образовались аэрированные гидрогелевые седиментационно- и суффозионно-устойчивые тампонажные растворы разной плотности, а при твердении камни с большой (более 5 %) величиной объемного расширения при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа.

Указанная ПРТС представляет возможность целенаправленного формирования составных столбов базовых плотностей частично аэрированных гидрогелевых тампонажных суспензий.

При этом гидродинамические и гидростатические давления составных столбов базовых плотностей суспензий не должны превышать давления гидроразрыва пластов у башмаков цементируемых обсадных колонн. Дополнительное понижение плотностей аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов, образующихся при перемешивании в емкостях осреднительных с разной интенсивностью, обеспечит значительное понижение как гидродинамических, так и гидростатических давлений составных столбов при продажах в заколонные и межколонные пространства, что приводит к гарантированному предотвращению гидроразрыва пластов у башмаков цементируемых обсадных колонн.

При температурах применения 51–100 °С и более ПРТС образуются при соотношении бездобавочные портландцементы – 80 % и ТПРД – 20 %, что приводит к сокращению сроков загустевания – схватывания аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов, повышению прочностей и объемных расширений тампонажных камней.

Повышение качества цементирования всех обсадных колонн в разных горно-геологических условиях можно обеспечить только за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, существенного понижения гидродинамических и гидростатических давлений на поглощающие пласты и приствольной кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в емкости осреднительной) аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности.

Новые технологии первичного цементирования обсадных колонн с использованием ПЭБС и ПРТС принципиально отличаются от всех известных технологий, использующих усадочные либо с малой величиной объемного расширения камни для применения в широком интервале давлений и температур.

Таким образом, при последовательном применении вышеуказанных аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности достигается существенное упрощение процессов цементирования разных обсадных колонн при сохранении сплошности тампонажных растворов-камней в заколонных и межколонных пространствах.



Таблица 1 – Технологические свойства азрированных гидrogелевых тампонажных растворов и физико-механические параметры камней.

Показатели	ПРТС (ТПРД к бездобавочным портландцементам)				
	ПЦТ I-50		ПЦТ-I-G-CC-1		
Типы портландцементов	Жидкость затворения				
Жидкость затворения	вода пресная				
Водосмесевое отношение, м ³ /т	0,60	0,42	0,60	0,60	0,45
Неизменные плотности суспензий при ручном перемешивании и отсутствии ПАВ, кг/м ³	1680	1900	1670	1670	1820
Плотности частично азрированных суспензий базовые (при ручном перемешивании), кг/м ³	1630	1850	1630	1620	1720
Плотности азрированных растворов (при перемешивании мешалкой с 1500 об/мин в течение 3 мин), кг/м ³	1400	1790	1380	1340	1660
Понижение плотностей растворов в результате азрации, кг/м ³	230	60	250	280	60
Растекаемости, мм	250	220	235	245	230
Водоотделение, мл	Отсутствует				
Температуры твердения, °С	20 ±2		40	20 ±2	
Прочности камней на изгиб/сжатие за 2сут твердения при P = 0,1МПа, МПа	1,0/1,8	3,9/10,2	1,16/2,1	1,15/2,8	2,23/6,8
Прочности камней на изгиб/сжатие за 2сут твердения при P = 40МПа, МПа	1,85/3,7	6,4/14,3	2,4/5,3	2,4/4,05	4,6/10,2
Объемные расширения камней за 2сут твердения при P = 0,1МПа, %	11,8	8,9	12,1	11,5	9,8
Объемные расширения камней за 2сут твердения при P = 40МПа, %	5,3	3,8	6,05	5,1	4,5

Литература

1. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Цементирование: Рынок под давлением // ROGTEC. – 2019. – С. 24–43.
2. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин : монография. – М. : МАКС Пресс, 2018. – С. 296.
3. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2380392, опублик. 27.01.2010. – Бюл. № 3.
4. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2401292, опублик. 10.10.2010. – Бюл. № 28.
5. Самсоненко А.В. Сухая смесь для буферного раствора / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2324721, опублик. 20.05.2008. – Бюл. № 14.
6. Самсоненко Н.В. Способ цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2369722, опублик. 2009. – Бюл. № 28.
7. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Механизмы возникновения и технологии устранения осложнений процесса цементирования обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 35–42.

References

1. Gnibidin V.N., Rudnitskiy S.V. Cementation: Pressurized market (in Russian) // ROGTEC. – 2019. – P. 24–43.
2. Samsonenko N.V., Simonians S.L. Innovation mixtures and technologies of the primary cementing of wells : monograph. – M. : MAKS Press, 2018. – P. 296.
3. Samsonenko N.V. Expanding plugging material / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2380392, op. cit. 27.01.2010. – Bul. № 3.
4. Samsonenko N.V. Expanding plugging material with adjustable solution density / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2401292, op. cit. 10.10.2010. – Bul. № 28.
5. Samsonenko A.V. Dry mixture for the buffer solution / A.V. Samsonenko, N.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2324721, op. cit. 20.05.2008. – Bul. № 14.
6. Samsonenko N.V. Well cementing method / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2369722, op. cit. 2009. – Bul. № 28.
7. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Mechanisms of the origin and technologies of the casing cementing process elimination complications // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 11. – P. 35–42.



УДК 622.24

ЭПОХА ТУРБОБУРОВ: ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

●●●●●

TURBODRILLS EPOCH: RESULTS AND PROSPECTS

Симонянц Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
ssturbo@mail.ru

Аннотация. XX век был Эпохой турбобуров, которые широко применялись при бурении нефтегазовых скважин. Создание турбобуров с многоступенчатой турбиной сделало турбинный способ бурения основным при строительстве скважин в СССР и России. Высокооборотные турбобуры используются для реализации высокой механической мощности на долоте. Основным типом породоразрушающего инструмента, наиболее подходящего для эффективного использования с турбобурами, являются безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа. Главной задачей в ближайшей перспективе является модернизация российских турбобуров в соответствии с современными требованиями технологии бурения.

Ключевые слова: турбобур, турбинное бурение, гидравлический забойный двигатель, бурение гидравлическими забойными двигателями.

Simonyants Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Science, Professor,
Professor of drilling oil
and gas wells department,
National University of Oil
and Gas «Gubkin University»
ssturbo@mail.ru

Annotation. XX century was the era of Turbodrills, which were widely used in drilling oil and gas wells. The creation of turbodrills with a multi-stage turbine made the turbine method of drilling the main one in the construction of wells in the USSR and Russia. A high-speed turbodrills is used to realize high mechanical power on a bit. The main type of rock cutting tool, the most suitable for effective use with turbodrills, are abrasion-free support diamond bits. The main task in the near future is the modernization of Russian turbodrills in accordance with modern requirements of drilling technology.

Keywords: turbodrills, turbo drilling, hydraulic downhole motor, drilling of hydraulic downhole motors.

Введение

В истории буровой отрасли нефтяной и газовой промышленности XX век может быть назван Эпохой турбобуров. Турбинный способ бурения широко применялся при строительстве скважин во всех основных нефтегазовых регионах СССР. Относительный объём применения турбобуров в целом по стране составлял более 80 %, а в таких мегарайонах, как Западная Сибирь и Урало-Поволжье – около 100 %. Это объяснялось большим объёмом наклонно-направленного бурения, а также тем, что в то время в основном применялись трёхшарошечные долота с негерметизированными («открытыми») опорами, для которых требовались повышенные частоты вращения – 500–700 об/мин. Также с турбобурами использовались высокооборотные безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа при частотах вращения 700–900 об/мин. Но с конца 70-х годов в практику бурения стали интенсивно внедряться трёхшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами. Стойкость этих долоткратно превышала время работы шарошечных долот с открытыми опорами и за счёт этого обеспечивала значительный рост проходки на долото. Основным условием рационального применения трёхшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами было создание низкооборотного режима бурения – от 100 до 250 об/мин, которые серийные турбобуры обеспечить не могли. Поэтому появился новый низкооборотный гидравлический забойный двигатель (ГЗД) – винтовой забойный двигатель (ВЗД). Все попытки создания низкооборотного турбобура без использования редуктора оказались безуспешными. Редукторный турбобур не получил широкого распространения из-за сложности конструкции и технического обслуживания. С середины 80-х годов централизованное государственное финансирование НИОКР по турбобурам фактически было прекращено. Это сразу негативно сказалось на объёмах производства и применения турбобуров при бурении и ремонте скважин. Появление в конце 90-х годов новых высокопроизводительных долот РДС с алмазно-твёрдосплавными резцами не улучшило положение. И хотя для работы с этими долотами были необходимы не такие низкие частоты вращения, как для шарошечных долот, но из-за их высокой моментоёмкости требовались ГЗД с иной энергетической характеристикой. В итоге применение турбобуров в России к концу XX века значительно сократилось и в настоящее время их почти не используют. Означает ли это конец славной эпохи турбинного бурения или возможно новое возрождение?



Исторический аспект

Более 100 лет назад во всех нефтедобывающих странах был начат переход от малопроизводительного ударно-штангового (ударно-канатного) способа к вращательным способам бурения. Первый способ вращательного бурения – роторный, был изобретён в начале XX века. Породоразрушающий инструмент – буровое долото, приводился во вращение посредством колонны стальных бурильных труб, вращающихся с помощью специального силового устройства – ротора, размещённого в центре буровой площадки, прямо над устьем скважины. Осевая нагрузка передавалась на долото в результате разгрузки нижней части бурильной колонны. Промывка скважины осуществлялась путём непрерывной подачи буровыми насосами потока жидкости через бурильные трубы в долото и, таким образом, стала процессом, происходящим одновременно с разрушением горной породы на забое. Роторный способ бурения широко используется при строительстве нефтяных скважин во всём мире. Первая роторная скважина в России была пробурена в 1903 г. на Грозненских нефтепромыслах.

В 20-е годы прошлого века в Советском Союзе был изобретён другой способ вращательного бурения, при котором породоразрушающий инструмент приводился во вращение гидравлическим забойным двигателем, установленным в компоновку низа бурильной колонны непосредственно над долотом. При этом не надо было вращать бурильные трубы, что значительно снизило риск их поломки. Гидравлическая энергия промывочной жидкости, непрерывно подаваемой буровыми насосами в бурильную колонну, преобразовывалась в механическую энергию вращения вала забойного двигателя и передавалась долоту. Первым гидравлическим забойным двигателем, который стал широко применяться у нас в стране, был турбобур. А способ бурения с помощью турбобура стал называться «Турбинный способ бурения». В дальнейшем был изобретён другой ГЗД – винтовой забойный двигатель, который также стал широко применяться при бурении скважин. Поэтому современное название турбинного способа звучит, как «Способ бурения скважин гидравлическими забойными двигателями».

В 1922 г. советский изобретатель М.А. Капелюшников разработал турбобур, содержащий одноступенчатую турбину и зубчатый маслonaполненный редуктор. В 1924 г. этим турбобуром была пробурена первая скважина глубиной 600 м с высокими скоростными показателями. В дальнейшем турбобуры Капелюшникова применялись при бурении нефтяных скважин около 10 лет, но из-за низкой надёжности конструкции они были сняты с бурения.

В 1934 г. в Баку была организована Экспериментальная контора турбинного бурения, ведущие специалисты которой – П.П. Шумилов, Р.А. Иоаннесян, Э.И. Тагиев и М.Т. Гусман, активно занялись усовершенствованием конструкций турбобуров. Отказавшись от двух «слабых звеньев» турбобура Капелюшникова – одноступенчатой турбины и зубчатого редуктора, они создали безредукторный турбобур с многоступенчатой турбиной осевого типа. Принципы, заложенные в конструкцию безредукторного многоступенчатого турбобура, стали фундаментом для дальнейшего развития турбобуростроения, а теоретические разработки и положения его авторов легли в основу современной теории турбинного бурения.

Создание турбобуров с многоступенчатой турбиной сделало турбинный способ бурения основным при строительстве нефтегазовых скважин в СССР и России. Применение турбобуров обеспечило серьезные преимущества по сравнению с роторным способом бурения:

- Заметно снизились аварии с бурильными трубами.
- Существенно увеличились скорости бурения.
- Значительно улучшились возможности бурения наклонно-направленных скважин.

С 1953 г. все работы по созданию новых турбобуров сосредоточились в московском институте ВНИИБТ, который был главным научно-конструкторским центром в области техники и технологии турбинного бурения. За многие годы в этом институте были созданы десятки оригинальных конструкций турбобуров, предназначенных для бурения скважин. Это были турбобуры общего назначения, которые широко применялись в районах массового строительства нефтегазовых скважин – Урало-Волжский регион, Западная Сибирь и др., а также специальные турбобуры для особых условий бурения:

- турбобуры с подшипниками качения для бурения глубоких скважин с использованием буровых растворов повышенной плотности;
- турбобуры с системой гидродинамического торможения для работы на низкооборотных режимах;
- турбобуры с полым валом для обеспечения высокого перепада давления в долоте;
- турбобуры с вращающимся корпусом для обеспечения вертикальности ствола скважины;
- турбобуры с системой гашения вибраций;
- турбобуры с «плавающей» системой ротора и «плавающей» системой статора;
- турбобуры для отбора керна;
- турбобуры для работы с высокооборотными алмазными долотами;
- термостойкие турбобуры для бурения в геотермальных условиях;
- турбобуры вставного типа для бурения без подъёма труб, в т.ч. на обсадной колонне;



– турбобуры для агрегатов реактивно-турбинного (роторно-турбинного) бурения (РТБ) для бурения вертикальных стволов большого диаметра (до 5 м), и другие.

Многие конструкции турбобуров создавались для решения конкретных технологических задач и поэтому их производство прекращалось с окончанием необходимости решения этих задач. Для массового использования предназначались т.н. серийные турбобуры, выпускаемые Кунгурским машиностроительным заводом: стандартные турбобуры серий ТСШ и АШ (АГТШ).

Турбобур и Винтовой забойный двигатель

Они представляют собой принципиально разные забойные гидромоторы, имеющие специфические достоинства и недостатки. Несмотря на многообразие типов, конструкций и характеристик ГЗД, используемых сегодня при бурении нефтяных и газовых скважин, общим для всех гидравлических забойных двигателей является источник энергии – принудительный поток промывочной жидкости (бурового раствора), нагнетаемый буровыми насосами через бурильную колонну в ГЗД и далее в долото. Также турбобуры и ВЗД являются техническими средствами одного способа бурения нефтегазовых скважин. Производство и сервисное обслуживание этих забойных двигателей зачастую организовано на одних предприятиях. И для каждого типа ГЗД определена своя область эффективного применения.

Современные турбобуры являются высокооборотными забойными двигателями с частотой вращения от 400 до 1200 об/мин и применяются, в основном, с алмазными долотами истирающе-режущего типа и с шарошечными долотами с т.н. «открытыми» опорами – рисунок 1. Низкооборотные винтовые забойные двигатели, с частотами вращения от 100 до 300 об/мин, применяются в качестве привода трехшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами и высокопроизводительных долот PDC с алмазно-твердосплавными режцами – рисунок 1.

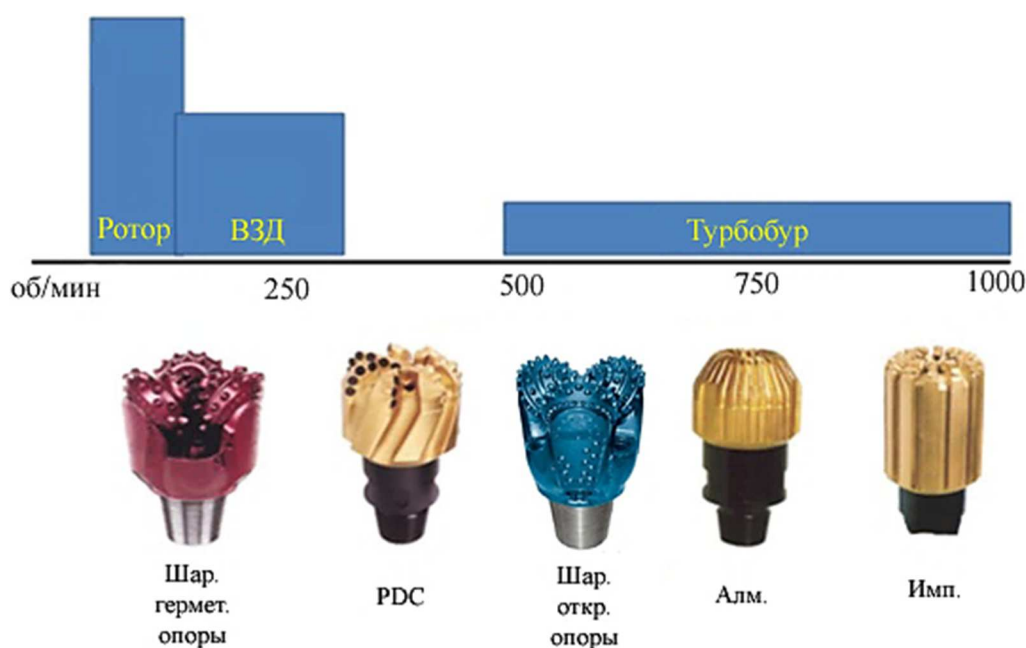


Рисунок 1 – Применение разных типов долот с разными видами привода

Значительным преимуществом ВЗД является их относительно короткая длина (8–12 м) по сравнению со стандартными трёхсекционными турбобурами (27–30 м). Это позволяет устанавливать телеметрические системы гораздо ближе к долоту и тем самым повысить точность передачи онлайн-информации об искривлении скважины. Это обстоятельство в основном и определило доминирование винтовых двигателей в современных условиях бурения наклонно-направленных скважин.

Низкооборотные винтовые забойные двигатели обладают также повышенным крутящим моментом по сравнению с высокооборотными турбобурами. Сравнение энергетических характеристик турбобура и ВЗД показывает, что турбобур обладает т.н. «мягкой» моментной зависимостью от частоты вращения, в то время как у ВЗД она имеет «жесткий» вид. Поэтому параметры режима бурения с ВЗД более стабильны, чем у турбобура. С другой стороны, в процессе работы и износа двигателей, энергетическая характеристика турбобура мало изменяется, тогда, как у ВЗД наблюдается существенное снижение энергетических параметров. Уровень поперечных вибраций, генерируемых ВЗД, также является высоким, что отрицательно сказывается на качестве ствола скважины.



Развитие турбобуров и винтовых двигателей шло разными путями, но в настоящее время сложился единый концептуальный подход к универсальной конструктивной схеме гидравлического забойного двигателя. Это короткий (8–15 м) забойный двигатель, с высокомоощным рабочим органом (многоступенчатая турбина или винтовая пара), оснащенный узлом искривления с регулируемым углом перекоса осей, сменными опорно-центрирующими устройствами и другими приспособлениями, необходимыми для его успешной эксплуатации – рисунок 2. Моторесурс забойного двигателя должен быть соизмерим со временем, необходимым для бурения заданного интервала скважины. Такие гидравлические забойные двигатели выпускаются сегодня американскими, российскими и китайскими производителями.



Рисунок 2 – Современные турбобур и винтовой забойный двигатель

Применение турбобуров

Турбобуры, являющиеся высокооборотными забойными двигателями, стали широко применяться при массовом разбуривании нефтяных месторождений Урало-Волжского региона, а в дальнейшем Западной Сибири. Геолого-технические условия применения турбобуров были разнообразны. Они использовались на разных глубинах. Известно, что турбобурами ВНИИБТ была пробурена Кольская сверхглубокая скважина, при этом был установлен мировой рекорд глубины бурения – 12262 м.

При турбинном бурении использовались разные составы буровых растворов: техническая вода, облегченные глинистые и безглинистые растворы, утяжеленные растворы, растворы на углеводородной основе. Для турбобуров практически не существует ограничение по температуре на забое скважины. Его обрешиненные детали могут быть заменены на металлические и твердосплавные, что позволяет использовать турбобур при температуре в скважине более 1800С. С помощью турбобуров, устанавливаемых в агрегаты РТБ, были пробурены стволы большого диаметра – до 5 м.

Широкое распространение турбобуров в XX веке объяснялось тем, что для бурения скважин, в основном, использовали трехшарошечные долота с «открытыми» опорами. Высокие скоростные показатели оправдывали и небольшие проходки за рейс, и значительные затраты времени на спускоподъемные операции (СПО). Однако в настоящее время применение шарошечных долот с «открытыми» опорами существенно сократилось. Появление трехшарошечных долот с герметизированными маслом наполненными опорами значительно увеличило конкурентные преимущества низкооборотных способов бурения – роторного и ВЗД.

Основным типом породоразрушающего инструмента, наиболее подходящего для эффективного использования с турбобурами, являются безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа. Алмазные долота с вооружением из природных или синтетических алмазов разрушают горную породу на забое скважины в основном истиранием (микрорезанием). Производительность такого долота существенно зависит от частоты его вращения. Поэтому для эффективной работы алмазного долота требуется высокооборотный режим бурения (более 700 об/мин), который достигается только применением турбобуров. В еще большей степени это требование важно при использовании импрегнированных (многослойных) алмазных долот. Для них требуется частота вращения более 900 об/мин. В связи с небольшим выступом алмазов из матрицы долота разрушение горных пород алмазными долотами характеризуется низкой механической скоростью проходки (не более 3 м/ч). Но безопорная конструкция и высокая прочность режущих элементов обеспечивают их повышенную износостойкость и позволяют обрабатывать алмазное долото при механическом бурении более 300 ч. Выбор алмазных долот с природными или синтетическими алмазами, включая импрегнированные, проводится при условии, что начальная глубина предполагаемого интервала бурения составляет более 2000 м, а необходимая длина интервала – не менее 250 м. При правильном применении алмазных долот они обеспечивают высокий экономический эффект, особенно при бурении в нижних интервалах глубоких скважин, за счет сокращения количества СПО и связанных с этим осложнений, улучшения качества ствола скважины, уменьшения затрат на бурение из-за высокой проходки за рейс долота и других факторов.

Эффективная работа алмазного долота и реализация форсированных режимов турбоалмазного бурения возможны при условии создания интенсивной очистки забоя скважины от выбуренной породы.



Большое значение также имеет выбор типа бурового раствора, соответствующего физико-механическим свойствам разбуриваемых горных пород и снижающего вероятность образования сальника на долоте. Хорошие результаты бурения алмазными долотами получаются при работе с буровыми растворами на углеводородной основе (РУО).

В настоящее время в России спрос на турбобуры резко снизился (во многих районах практически до 0), в то время как потребность в винтовых забойных двигателях постоянно увеличивается. Структура спроса на ГЗД по большому счету определяется региональными и горно-геологическими факторами, а также конструкциями скважин, которые нефтегазовые компании заказывают буровым подрядчикам. Сегодня массовое строительство нефтяных и газовых скважин в основном ведется в Западной Сибири, на севере Европейской части России и в районах Урала-Волги. Это относительно неглубокие скважины (2500–3500 м), без аномальных пластовых давлений и высоких забойных температур. Конструкции скважин, как правило, являются наклонно-направленными, часто с горизонтальным окончанием ствола. Для бурения этих скважин в основном применяются долота PDC с алмазно-твердосплавными резцами и трехшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами. Наиболее подходящим видом забойного привода этих долот являются винтовые двигатели. Жесткие требования по строгому обеспечению проектного профиля скважины вынуждают буровиков постоянно применять забойные телеметрические системы, которые могут успешно работать с короткими ВЗД. В капитальном ремонте скважин, при бурении боковых стволов, широко используются малогабаритные ВЗД. Все это способствует росту спроса на низкооборотные винтовые забойные двигатели.

Если в России появятся районы промышленной добычи углеводородов с другими горно-геологическими условиями, то спрос на ГЗД может измениться. Вполне вероятно, что потребуются забойные двигатели, предназначенные для работы на больших глубинах, при высоких забойных температурах (более 150 °С) и при низких расходах бурового раствора повышенной плотности.

Итоги

На протяжении своей славной 90-летней истории отечественное турбинное бурение доказало свою полезность и востребованность при строительстве нефтяных и газовых скважин в разных геологических условиях. Приоритет создания турбобуров и турбинного способа бурения принадлежит нашей стране и не оспаривается никем в мире.

На сегодня сложились следующие общие рекомендации по эффективному применению высокооборотных турбобуров при бурении скважин:

- бурение алмазными долотами истирающе-режущего типа, включая импрегнированные алмазные долота;
- бурение трёхшарошечными долотами с негерметизированными опорами;
- бурение высокотемпературных скважин алмазными долотами.

Обобщая богатейший отечественный опыт конструирования, исследований, испытаний и внедрения турбобуров и винтовых забойных двигателей в различных геологических условиях бурения нефтегазовых скважин, можно определить актуальные технологические требования к ГЗД. Они имеют императивное значение и состоят в том, что гидравлический забойный двигатель должен обеспечивать качество, эффективность и безопасность процесса бурения скважины [1]. Поэтому конструкция и энергетическая характеристика турбобура должна в максимальной степени способствовать бурению скважины по заданной траектории с целью реализации ее проектного профиля, не допускать произвольного искривления и не ухудшать состояние ствола скважины. Турбобур должен 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. Энергетические параметры турбобура не должны существенно изменяться в течение нормированного срока его работы. Также важно, чтобы применение турбобура не стало причиной возникновения осложнений и аварий при бурении. Его габаритный размер (наружный диаметр) должен соответствовать типоразмеру породоразрушающего инструмента. Конструкция турбобура должна быть оснащена противоаварийными приспособлениями и допускать использование, при необходимости, стандартного ловильного инструмента.

Высокооборотный турбобур – это надёжное техническое средство для реализации высокой механической мощности на долоте. Такая мощность может понадобиться в случае создания высокооборотных безопорных буровых долот с алмазно-твердосплавными резцами PDC или с гибридным вооружением, рассчитанных на работу при 800 – 1500 об/мин и выше. НИОКР в этом направлении интенсивно ведутся почти всеми мировыми долотными компаниями, включая российские, потому что применение таких долот откроет небывалые возможности по форсированию скорости бурения от 100 м/ч.

Перспективы

Главной задачей в ближайшей перспективе является модернизация российских турбобуров в соответствии с современными требованиями технологии бурения. При этом важно не только правильно обобщить и проанализировать богатый отечественный опыт разработки и применения турбобуров, но и изучить мировые достижения в этой области.



Необходимо отметить, что несмотря на то, что основным способом бурения нефтяных скважин за рубежом всегда являлся роторный, развитие конструкций турбобуров там никогда не прекращалось, а в последние годы только усилилось. Разработкой и производством высокомоментных и высокооборотных турбобуров занимаются две ведущие американские фирмы: Neufrog (принадлежит компании Schlumberger) и Turborpower (принадлежит компании Halliburton). Конструктивные схемы этих турбобуров принципиально ничем не отличаются от российских, однако их основные узлы изготовлены с использованием новейших технологий. Например, осевые опоры скольжения с алмазно-твердосплавными элементами PDC многократно увеличивают наработку на отказ и срок службы турбобуров. Кроме этого, американские турбобуры имеют повышенные энергетические параметры при небольшой длине. Диаметры турбобуров аналогичны диаметрам используемых утяжеленных бурильных труб. Турбобуры Neufrog и Turborpower успешно применяются во многих нефтегазовых регионах мира при проходке глубоких интервалов скважин с алмазными импрегнированными долотами в твердых абразивных породах и обеспечивают высокие рейсовые скорости бурения и снижение стоимости метра проходки.

Китайская компания Petro-King Oilfield Technology Ltd позиционирует себя, как производитель высокоскоростных турбобуров, предназначенных для работы с импрегнированными алмазными долотами в твердых абразивных породах. Конструкции турбобуров выполнены с учётом последних достижений мирового опыта современного турбобуростроения. Они отличаются высокой мощностью и короткой длиной. Применение турбобуров при строительстве скважин на разных нефтяных месторождениях Китайской Народной Республики продемонстрировало увеличение механической скорости проходки по сравнению с роторным способом бурения. В стране действуют и другие компании, производящие технику турбинного бурения, аналогичную российским конструкциям советского времени.

Российские ученые и конструкторы обязаны восстановить высокий статус отечественного турбобуростроения. В советское время такая задача несомненно была бы полностью решена при поддержке государственного механизма и решена наиболее эффективно. В настоящее время необходимо задействовать роль государственно-частного партнёрства и объединить научно-конструкторские силы машиностроителей, нефтяников и газовиков. Очевидно, целесообразно восстановить научный и производственный потенциал таких научно-исследовательских институтов, как московский ВНИИБТ и его Пермский филиал с их экспериментальными базами. Следует также подготовить новые высококвалифицированные кадры будущих Капелюшниковых, Шумиловых, Иоаннесянов, Тагиевых, Гусманов. С этой задачей могут справиться ведущие российские нефтяные вузы: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Тюменский ИУ, СПб Горный университет, Уфимский ГНТУ и др.

Отечественные наука, образование и промышленность, безусловно, могут создать новые высокоэффективные турбобуры мирового класса, но для этого необходимо начать эту благородную работу.

Литература

1. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями : учебное пособие. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 208 с.
2. Симонянц С.Л. Проверенный временем. К 90-летию создания и внедрения турбинного способа бурения // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 2–6.
3. Симонянц С.Л. Турбобур и винтовой забойный двигатель: диалектика развития // Доклад на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке, SPE-182147-RU. – М., 2016. – 16 с.

References

1. Simonyants S.L. Drilling of wells with hydraulic downhole motors : textbook. – М. : Gubkin University, 2018. – 208 p.
2. Simonyants S.L. Time-tested. To the 90th anniversary of the creation and implementation of the turbine method of drilling // Bulletin of Association of Drilling Contractors. – 2014. – № 3. – P. 2–6.
3. Simonyants S.L. Turbodrill and Screw Motor: development dialectics // Report at the Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. SPE-182147-RU. – М., 2016. – 16 p.



УДК 622.24

ФОРСИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ



FORCING ROTARY DRILLING MODES USING A SCREW DOWN HOLE MOTOR

Симонянц Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
ssturbo@mail.ru

Аль Тии Мостафа

аспирант кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
mustafa.altaee@mail.ru

Аннотация. Недостатком роторного способа бурения является невозможность форсирования скорости из-за относительно низкой частоты вращения долота. Применение ВЗД с одновременным вращением бурильных труб позволяет увеличить частоту вращения долота без дополнительного нагружения БК. При этом необходимо учитывать возможность перегрузки долота, из-за которой может произойти остановка работы ВЗД. Показано, что одним из актуальных направлений развития техники направленного бурения является создание гибридной роторной управляемой системы, интегрированной с гидравлическим забойным двигателем «РУС с ГЗД».

Ключевые слова: роторное бурение, гидравлический забойный двигатель, винтовой забойный двигатель, роторная управляемая система.

Simonyants Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Science, Professor,
Professor of drilling oil
and gas wells department,
National University of Oil and Gas
«Gubkin University»
ssturbo@mail.ru

All Taae Mostafa

Graduate student of drilling oil
and gas wells department,
National University of Oil and Gas
«Gubkin University»
mustafa.altaee@mail.ru

Annotation. The disadvantage of the rotary drilling method is the inability to speed up due to the relatively low bit rotation frequency. The use of PDM with the simultaneous rotation of the drill pipe allows you to increase the frequency of rotation of the bit without additional loading DC. At the same time, it is necessary to take into account the possibility of overloading the bit, because of which the stop of the operation of the PDM can occur. It is shown that one of the urgent directions in the development of directional drilling techniques is the creation of a hybrid rotary controlled system integrated with the downhole hydraulic motor «RSS & PDM».

Keywords: rotary drilling, hydraulic downhole motor, screw downhole motor, rotary steerable system.

При роторном способе бурения механическая мощность передается от ротора к породоразрушающему инструменту в результате вращения бурильной колонны (БК). При бурении с помощью гидравлического забойного двигателя (ГЗД) вращение породоразрушающего инструмента осуществляется забойным двигателем, устанавливаемым непосредственно над долотом. При этом бурильная колонна может проворачиваться, передавая крутящее усилие корпусу ГЗД. Вращение бурильных труб, являющееся обязательной и неотъемлемой операцией роторного способа бурения, имеет как положительные, так и отрицательные моменты. К последним относится большой расход мощности на вращение всей массы бурильной колонны и её трение о стенку скважины. Эти недостатки особенно сильно проявляются при бурении длинных, наклонных и горизонтальных стволов. В то же время, вращение БК значительно снижает риск затяжек и прихватов бурильного инструмента, а также обеспечивает высокое качество очистки и подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны.

Органическим недостатком роторного способа является невозможность форсирования скорости бурения из-за относительно низкой частоты вращения долота. Известно, что повышение частоты вращения долота приводит к увеличению скоростных показателей бурения, но на практике реализация такого режима, как правило, ограничена прочностными характеристиками оборудования ротора и бурильной колонны, и даже наличие верхнего силового привода (ВСП) не всегда расширяет эти возможности. В то же время, большой потенциал роторного способа бурения, особенно с помощью ВСП,



может быть реализован при использовании в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) гидравлического забойного двигателя (ГЗД), в частности, винтового забойного двигателя (ВЗД) [1]. Применение ВЗД с одновременным вращением бурильных труб с помощью ВСП позволяет увеличить частоту вращения долота без дополнительного нагружения бурильной колонны. При этом частота вращения долота становится равной сумме частот вращения бурильной колонны с помощью ВСП и винтового забойного двигателя.

При увеличении осевой нагрузки на долото частота вращения вала ВЗД незначительно снижается, а суммарную частоту вращения долота можно определить по формуле [2]:

$$n = (n_x + n_{БК}) \left[1 - \left(\frac{M}{M_T} \right)^\alpha \right], \quad (1)$$

где n – частота вращения долота; n_x – частота вращения ВЗД на холостом режиме; $n_{БК}$ – частота вращения БК; M – крутящий момент ВЗД, равный моменту на долоте; M_T – тормозной момент ВЗД; α – показатель степени, характеризующий нелинейность зависимости $n(M)$, для новых (неизношенных пар) ВЗД можно принимать $\alpha = 3$.

Работа винтового забойного двигателя в режиме постоянного вращения бурильной колонны является сложным производственным процессом. В последнее время эта технология широко применяется для бурения наклонных и горизонтальных скважин с постоянным контролем параметров кривизны при помощи забойных телеметрических систем MWD [3]. Она позволяет обеспечить качественную проводку всех участков направленной скважины с доведением забоя до проектной глубины без подъема ВЗД и долота на поверхность. При этом используется короткий винтовой двигатель с искривленным переводником, имеющим небольшой угол перегиба осей. В процессе бурения вертикального или наклонно-прямолинейного интервала стабилизации зенитного угла бурильная компоновка медленно вращается с помощью ротора или ВСП. При необходимости изменить угол наклона скважины, вращение компоновки прекращается, винтовой забойный двигатель устанавливается в нужном азимутальном направлении и бурение продолжается с невращающейся бурильной колонной до набора требуемого значения зенитного угла. Этот режим углубления скважины называется «слайдированием или скольжением». Если следующим является наклонно-прямолинейный или вертикальный интервал, то бурильная колонна вновь приводится во вращение. Весь процесс производится под постоянным контролем оператора с помощью забойной телесистемы. Технология «вращения-слайдирования» позволяет осуществить не только качественную проводку наклонной скважины, но и обеспечить значительный рост технико-экономических показателей бурения за счёт уменьшения времени спускоподъемных операций.

Вращение бурильной колонны при работе ВЗД в наклонной скважине имеет ряд технологических преимуществ:

- уменьшаются силы трения бурильной колонны в стволе скважины;
- увеличивается механическая скорость проходки;
- обеспечивается более качественная очистка ствола скважины от выбуренной породы.

Однако, в результате вращения также возрастает нагрузка на конструкцию винтового забойного двигателя. Это может быть критичным при установке на ВЗД больших углов перегиба, особенно на участках чрезмерного искривления ствола скважины. Интенсивное вращение бурильной колонны при неблагоприятных условиях может приводить к быстрому износу ротора и статора, избыточной нагрузке и износу радиальных опор шпинделя, нагреву корпуса ВЗД из-за трения о стенку скважины, повышенной усталости компонентов двигателя ввиду знакопеременной нагрузки. В каталогах компаний-производителей ВЗД даются специальные рекомендации по предельным величинам интенсивности набора кривизны, рассчитанным на основе угла перегиба, диаметра ствола скважины и установленных стабилизаторов. Когда режим эксплуатации забойного двигателя близок к этим предельным величинам, частоту вращения бурильной колонны и осевую нагрузку на долото необходимо соответствующим образом ограничивать для сведения к минимуму негативных последствий от перегрузки ВЗД [3].

При вращении бурильной колонны с одновременной работой ВЗД необходимо также учитывать возможность перегрузки долота, из-за которой может произойти остановка работы двигателя. Бурильная колонна при этом может продолжать вращаться, но заблокированное долото вызовет торможение винтового забойного двигателя, сопровождающееся резким скачком давления на выходе насоса, достигающим значительных величин [2].

Повышенное давление на выходе бурового насоса является существенным негативным фактором, сопровождающим применение любого гидравлического забойного двигателя. Однако, при использовании ВЗД следует принять во внимание, что давление насоса будет не только больше, чем при роторном способе, но оно также будет возрастать в процессе увеличения осевой нагрузки на долото. В момент внезапной остановки ВЗД в циркуляционной системе возникает гидравлический удар, который гасится с помощью переливного клапана, установленного над забойным двигателем и сбрасывающего поток бурового раствора в затрубное пространство. Указанные факторы следует учитывать при совместном применении ВСП и ВЗД.



В работе [1] были представлены результаты промысловых исследований показателей бурения трёх наклонных скважин на одном из нефтяных месторождений, расположенном в южной части Республики Ирак. Литологический состав и механические свойства горных пород рассматриваемых скважин были идентичны. В первой скважине использовался роторный способ бурения с помощью ВСП, во второй скважине винтовой забойный двигатель, а в третьей скважине ВЗД с одновременным вращением бурильной колонны с помощью ВСП. На всех буровых установках использовались однотипные буровые насосы, УБТ и бурильные трубы, а также долота PDC одного производителя. В результате сравнительного анализа показателей бурения в интервале от 1800 до 3500 м было установлено, что средняя механическая скорость проходки в указанных скважинах составила 2,16, 3,55 и 4,60 м/ч соответственно. Увеличение механической скорости является закономерным и объясняется, прежде всего, ростом частоты вращения долота. В результате расчета технико-экономических показателей установлено, что применение винтового забойного двигателя в составе роторной КНБК с целью увеличения частоты вращения долота, обеспечивает рост механической скорости проходки и рейсовой скорости при снижении стоимости метра проходки.

В последние годы роторный способ получил серьёзные преимущества в результате создания компьютеризированных роторных управляемых систем (РУС), которые позволяют осуществлять проводку скважины при точном выполнении проектного профиля практически любой пространственной конфигурации. Появление РУС составило серьёзную конкуренцию современным ГЗД, которые до последнего времени считались наилучшим техническим средством проводки наклонных и горизонтальных скважин.

Сегодня роторные управляемые системы выпускаются ведущими американскими компаниями Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford. Подобные разработки ведутся и российскими предприятиями [4]. Они представляют собой новое поколение бурового оборудования повышенной надёжности и производительности с возможностью обеспечения оптимизации траектории ствола скважины при сокращении времени бурения. Автоматическое поддержание зенитного угла позволяет исключить человеческий фактор и обеспечивает строгое выполнение проектного профиля скважины, в т.ч. с длинным горизонтальным стволом. В разных конструкциях РУС используются внешние или внутренние отклоняющие элементы, которые управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны и находятся в постоянном контакте со стенкой скважины или приводным валом вблизи долота, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины. РУС устанавливается в нижней части бурильной колонны, постоянно вращающейся с помощью ВСП. В сочетании с функцией автоматического поддержания угла полное вращение обеспечивает гладкость стенки скважины. Роторные управляемые системы позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали.

Указанные преимущества технологии направленного роторного бурения с помощью РУС во многих случаях компенсируют высокую стоимость аренды зарубежного оборудования, особенно при проводке скважин на морских нефтегазовых месторождениях. Вместе с тем, недостатком роторного способа является невозможность форсирования скорости бурения из-за относительно низкой частоты вращения долота. Поэтому одним из актуальных направлений развития техники направленного бурения является создание гибридной роторной управляемой системы, интегрированной с гидравлическим забойным двигателем. Например, компания Schlumberger создала и выпускает роторную управляемую систему «PowerDrive Vortex», оснащённую высокомоментной силовой секцией, которая преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую [5]. Аналогичные разработки ведут и другие компании.

Пример компоновки «РУС с ГЗД» в модульном исполнении показан на рисунке 1. Над буровым долотом устанавливается роторная управляемая система (управляющий модуль), которая получает основное вращение от винтового забойного двигателя (моторный модуль). Выше устанавливается забойная телеметрическая система MWD (измерительный модуль). Далее УБТ и бурильные трубы. Вся бурильная колонна вращается с помощью верхнего силового привода. Таким образом РУС и долото вращаются с частотой, равной сумме частот вращения ВСП и ВЗД.

Увеличенные частоты вращения необходимы для повышения скоростных показателей бурения безопорными долотами PDC с алмазно-твердосплавными резцами. Лучшими значениями частот вращения для этих долот являются 250–450 об/мин. Реализовать такой режим бурения без применения гидравлического забойного двигателя невозможно.

Использование винтового забойного двигателя для стимулирования процесса роторного бурения является весьма эффективным способом повышения технико-экономических показателей [1, 3]. Увеличение частоты вращения долота приводит к закономерному росту механической скорости проходки. Однако эта схема повышает и технологический риск при строительстве скважины, т.к. применение винтового гидромотора для вращения РУС и долота может быть осложнено в случае перегрузки забойного двигателя, неустойчивости его работы и возможной остановки («срыва»). Частые отказы винтового забойного двигателя из-за перегрузки приведут к снижению результативности и эффективности процесса бурения рассматриваемого интервала скважины. Поэтому при эксплуатации системы «РУС с ГЗД» существенно необходимо ограничивать осевую нагрузку и не допускать работу забойного двигателя в неустойчивом режиме.

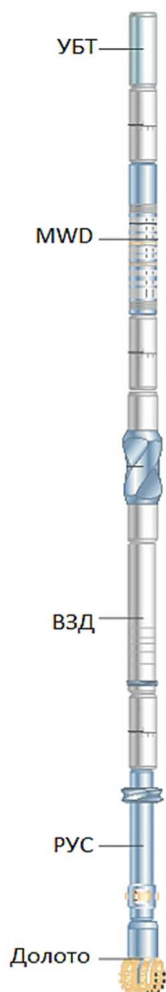


Рисунок 1 – Компоновка низа бурильной колонны с РУС и ВЗД

Также следует учитывать, что вращение несбалансированной компоновки, состоящей из роторной управляемой системы с долотом, общей длиной 3–3,5 м, может привести к поломке вала шпинделя винтового забойного двигателя. Такая поломка чревата серьезными последствиями, вплоть до оставления на забое дорогостоящего оборудования и необходимости проведения противоаварийных ловильных работ.

Экономическая эффективность моторизованного роторного способа бурения обеспечивается в основном за счет увеличения механической скорости проходки по сравнению с другими технологиями. Понятно, что суммарные затраты на аренду роторной управляемой системы и гидравлического забойного двигателя будут больше затрат на аренду только РУС (или только ГЗД). Поэтому разность этих затрат должна быть меньше экономического эффекта, полученного от ускорения проводки скважины.

Выводы

Использование гидравлического забойного двигателя, в частности ВЗД, для форсирования параметров режима роторного бурения является весьма эффективным способом повышения технико-экономических и скоростных показателей бурения.

Система «РУС с ГЗД» является эффективным буровым оборудованием, позволяющим форсировать параметры режима бурения и за счет этого увеличивать технико-экономические показатели строительства наклонных скважин.

Для снижения технологического риска при эксплуатации системы «РУС с ГЗД» существенно необходимо ограничивать осевую нагрузку и не допускать работу забойного двигателя в неустойчивом режиме.

Литература

1. Симонянц С.Л., Аль Тии М. Стимулирование процесса бурения верхним силовым приводом с использованием винтового забойного двигателя // Записки Горного института. – 2019. – Т. 238. – С. 438–442. – DOI: 10.31897/PMI.2019.4.354.



2. Симонянц С.Л., Аль Тии М. О вращении бурильной колонны при работе винтового забойного двигателя с долотом // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 44–48.
3. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями : учебное пособие. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 208 с.
4. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // PRO Нефть. – 2016. – № 2. – С. 43–47.
5. PUC PowerDrive vortex. Интернет-сайт Schlumberger. [Электронный ресурс]. – URL : https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/powerdrive_family/powerdrive_vortex/ (дата обращения 10.01.2020).

References

1. Simonyants S.L., All Tae M. Stimulation of the drilling process of the top drive system using a downhole motor // Journal of Mining Institute. – 2019. – V. 238. – P. 438–442. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.354.
2. Simonyants S.L., All Tae M. About the rotation of the drill string during operation of a downhole screw motor with a drill bit // Bulletin of Association of Drilling Contractors. – 2019. – № 3. – P. 44–48.
3. Simonyants S.L. Drilling of wells with hydraulic downhole motors : Textbook. – М. : Gubkin University, 2018. – 208 p.
4. Zakirov A.Ya. The first test results of rotor-controlled systems of Russian production // PRO Neft. – 2016. – № 2. – P. 43–47.
5. RCS PowerDrive vortex. Schlumberger. [Electronic resource]. – URL : https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/powerdrive_family/powerdrive_vortex/ (date of the application 10.01.2020).



УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ФОРМИАТОВ КАЛИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СКОРОСТЕЙ БУРЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ



DRILLING SYSTEM APPLICATION BASED ON POTASSIUM FORMATES FOR INCREASING DRILLING SPEEDS IN COMPLICATED CONDITIONS

Соловьева В.А.

студентка,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова
id.yug2016@gmail.com

Рыбальченко Ю.М.

кандидат технических наук,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова

Аннотация. В статье предлагается рассмотреть новый высокоэффективный буровой раствор на основе формиата калия. В рамках внедрения такой системы раствора на месторождениях деятельности ПАО «Газпромнефть» проведены полномасштабные лабораторные исследования, на основании которых разработаны и определены к применению в полевых условиях рецептуры, а также разработаны алгоритмы поддержания инженерного сопровождения свойств данной системы бурового раствора при бурении.

Ключевые слова: раствор на основе формиата калия, степень ингибированности глинистых отложений, экологическая безопасность, термостабильность, реологический профиль, строительство сложных наклонно-направленных и горизонтальных скважин, показатель фильтрации, пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига.

Solovieva V.A.

Student,
South Russian State Polytechnic University
(NPI) named after M.I. Platov
mustafa.altaee@mail.ru

Rybalchenko Yu.M.

Candidate of Technical Science,
South Russian State Polytechnic University
(NPI) named after M.I. Platov

Annotation. The article proposes to consider a new highly effective drilling fluid based on potassium formate. As part of the introduction of such a solution system, full-scale laboratory studies were conducted at the fields of Gazpromneft PJSC, on the basis of which formulations were developed and determined for use in the field, and algorithms were developed to maintain engineering support for the properties of this drilling mud system during drilling.

Keywords: solution based on potassium formate, degree of inhibition of clay deposits, environmental safety, thermal stability, rheological profile, construction of complex directional and horizontal wells, filtration rate, plastic viscosity and dynamic shear stress.

Минимизация проблем в процессе строительства скважин-одна из основных задач, стоящих перед промывочными жидкостями.

Наиболее актуальным является вопрос создания и внедрения в производство простых, но вместе с тем эффективных систем буровых растворов, в составе которых дефицитные дорогостоящие компоненты используются минимально или не используются вовсе. При этом в качестве главной выдвигается задача получения максимальных показателей работы долота, проходки за рейс и механической скорости бурения.

Промывка скважин относится к ключевым элементам проводки скважин, именно от нее порой зависит судьба глубокой скважины в осложненных условиях. При выборе типа промывочной жидкости и ее составляющих для конкретных условий бурения необходимо выполнение основных параметров бурения.

В зависимости от расположения геологического района, различных глубин технология бурения может кардинально отличаться. Поэтому не одинаковы и требования, предъявляемые к промывочным жидкостям. В настоящее время существует широкий спектр буровых промывочных жидкостей, каждая из которых решает определенные проблемы в процессе углубления скважин.

Диапазон типов промывочных жидкостей, применяемых в буровой практике, варьируется от технической воды и глинистых растворов различного качества, а также естественных, наработанных из разбуриваемых пород, до ингибированных, эмульсионных реверсивно-инвертируемых, полимер-катионных и других систем для бурения сложнейших скважин в условиях с тяжелой геологической нагрузкой.

Кроме того, сегодня в зарубежной и отечественной буровой практике разработаны и внедрены в практику бурения буровые растворы с низким содержанием твердой фазы и безглинистые буровые растворы, имульсионно-глинисто-карбонатные растворы, буровые растворы пониженной плотности с естественной полисолевой минерализацией, безглинистые полимерно-солевые буровые растворы и растворы на основе пластовых вод для бурения соленосных отложений и заканчивания скважин [1].



Успешность проводки скважин главным образом зависит от использования эффективных составов БР и технологии управления их свойствами.

Несмотря на значительное многообразие существующих типов БР, повышение эффективности строительства скважин за счет их дальнейшего совершенствования в большей мере исчерпано.

Поэтому на данном этапе развития технологии бурения разработка новых, более совершенных БР для повышения скоростей бурения в сложных горно-геологических условиях является весьма актуальной задачей.

В последние годы достаточно новым направлением в создании эффективных рецептур БР является разработка и внедрение безбаритовых систем БР на основе формиата калия-абсолютно органического продукта.

В свою очередь формиаты обладают рядом преимуществ по сравнению с неорганическими солями, как по степени ингибированности глинистых отложений, сланцев, так и в области экологической безопасности. Одновременно с этим использования формиатов калия приводит к повышению термостабильности буровых растворов на основе полисахаридных реагентов. Такие промывочные жидкости имеют низкую коррозионную активность, что позволяет использовать дорогостоящее оборудование для бурения, освоения скважин и инструменты. Формиат калия полностью совместим с пластовыми флюидами по уровню pH, воздействию на буровые растворы.

Применение органических солей приводит к снижению коэффициента трения буровых растворов, что особенно важно при сложном наклонно-направленном, горизонтальном бурении скважин.

Термостабильность буровых растворов на основе формиатов позволяет бурить любые скважины, вне зависимости от их градиента температур. Благодаря возможности применения полисахаридных реагентов для стабилизации реологических и фильтрационных параметров таких промывочных жидкостей удаётся достигать низких значений показателя фильтрации и стабильных, регулируемых в широких пределах значений пластической вязкости и динамического напряжения сдвига [1,2,3].

Обладая рядом значительных технических преимуществ, перечисленных выше, основным недостатком солей формиатов является сравнительно высокая стоимость по сравнению с другими солями, традиционно применяемыми для приготовления буровых растворов. Таким образом, при решении вопроса о применении систем буровых растворов на основе формиатов, ключевым является выбор между высокой стоимостью, сопоставимой со стоимостью растворов на углеводородной основе, и ожидаемым технологическим эффектом от применения.

На основании проведенных лабораторных исследований, включавших в себя замеры ингибирующей и смазывающей способностей, было принято решение о реализации полномасштабных полевых испытаний на Яунлорском месторождении [3,4].

Для реализации опытно-промышленных работ на суше была выбрана горизонтальная скважина. Строительство горизонтальных скважин на Яунлорском месторождении осложнено рядом геологических особенностей, в том числе: для входа в продуктивный пласт под углом 85–90° и последующего спуска эксплуатационной колонны приходится прибегать к бурению интервалов со сложной пространственной интенсивностью в условиях повышенных геомеханических напряжений разбурываемых пород, которое сочетается с проявлением пластовой агрессии (карбонатной/бикарбонатной), влияние которой негативным образом сказывается на управлении физико-химическими параметрами бурового раствора.

В результате вышеуказанных особенностей, процесс строительства горизонтальных скважин на Яунлорском месторождении в ряде случаев осложняется нестабильностью ствола, нарушением свойств буровых растворов, что приводит к увеличению сроков строительства относительно плановых. Для сокращения сроков строительства и минимизации геологических осложнений, на протяжении всего времени разбуривания месторождения применялись различные технологические решения и приемы, направленные на оптимизацию процесса бурения.

Для бурения интервала 220 мм было реализовано применение рецептуры, приведенной в таблице 1.

Таблица 1 – Рецептура бурового раствора для применения на Южно-Приобском месторождении

Материал		Кония	Функция
Формиат калия	м ³ /м ³	0,95	Основа раствора, утяжелитель, ингибитор глин
Карбонат калия	кг/м ³	4–5	Буфер pH
Кальц. соды	кг/м ³	5	Буфер pH
Каустическая сода	кг/м ³	0,5	Регулятор pH
Ксантановая смола	кг/м ³	2–2,5	Структурообразователь
ПАЦ высоковязкая	кг/м ³	2	Понизитель фильтрации
ПАЦ низковязкая	кг/м ³	4	Понизитель фильтрации
Мод. крахмал	кг/м ³	16	Понизитель фильтрации
Карбонат кальция	кг/м ³	80	Формирование фильтрационной корки



С использованием системы на основе формиата предполагалось пробурить интервал с последовательным увеличением удельного веса с 1,25 г/см³ при выходе из-под башмака кондуктора до 1,41 г/см³ на окончательном забое.

Применение данного технологического приема позволило снизить концентрацию твердой фазы низкой плотности и обеспечить достижение высоких технико-экономических показателей бурения. По окончании бурения интервала 220 мм предполагалось разбавить оставшийся буровой раствор и продолжить бурение горизонтального участка в продуктивном пласте с плотностью 1,25–1,30 г/см³, снизив концентрацию выбуренной породы низкой плотности.

В процессе бурения интервала 220 мм проблем с движением инструмента при проведении плановых СПО не возникало. В целом процесс строительства интервала проходил в плановом режиме, параметры бурового раствора на основе формиата калия на всём протяжении бурения выдерживались в рамках программы. С глубины 1800 м в работу были запущены две центрифуги, которые позволяли эффективно контролировать выбуренную породу, а концентрация карбоната кальция в буровом растворе периодически восполнялась дополнительными обработками циркулирующего объема. Показатель водоотдачи системы регулировался обработками полианионной целлюлозы низкой и высокой вязкости, позже применялись обработки полианионной целлюлозой низкой вязкости в сочетании с модифицированным крахмалом. Данное сочетание позволило эффективно снизить показатель фильтрации до минимальных значений.

Основным ингибитором в системах на основе формиата калия является катион калия K⁺ в очень большой концентрации. В силу размеров ионного радиуса катионы калия могут входить в межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно срачивая их пакеты, способствуя межслойной дегидратации глин. [5] Начальные значения данного показателя при бурении интервала транспортной колонны составили 250000 мг/л. Обработки на пополнение позволяли поддерживать концентрацию ионов калия при бурении, интенсивность снижения концентрации напрямую соотносилась с бурением интервалов, сложенных глинистыми породами.

В таблице 2 и 3 приведены параметры бурового раствора на основе формиата калия при бурении интервалов 220 и 154 мм.

Таблица 2 – Параметры раствора при бурении интервала 220 мм

		Интервал, м			
		1385-2300	2300-2600	2600-2950	2950-3129
Плотность раствора	г/см ³	1,28-1,33*	1,33-1,36*	1,36-1,4*	1,4 - 1,45*
Условная вязкость	с/кварта	40-55	40-55	45-60	45-60
Пластическая вязкость	сП	15-35			
ДНС	фнт/100фт ²	≥15	≥17		≥19
СНС (10сек/10мин)	фнт/100фт ²	6-15/10-35			
Содержание песка	%	<1			
pH	--	9,5-11			
Толщина корки	мм	<1			
Содержание Cl ⁻ /K ⁺	мг/л	0/≥200000			0/≥220000
Содержание Ca ⁺⁺	мг/л	<3000			
МВТ	кг/м ³	<45			
Содержание смазки	%	0			
Водоотдача	мл/30мин	≤6,5	≤6		≤5,5
Содержание CaCO ₃	кг/м ³	≥60	≥80/≤120		

На рисунке 1 выделена скважина, пробуренная с применением раствора на основе формиата калия. Хотя с применением системы пробурен не самый сложный профиль, достигнуты минимальные сроки строительства, составившие 10 дней. Средние сроки строительства интервала транспортной колонны на данной кустовой площадке составляют 26 дней в подготовленной выборке скважин.



Таблица 3 – Параметры раствора при бурении интервала 154 мм

Плотность раствора	г/см ³	1,25-1,3*
Условная вязкость	с/кварта	45-60
Пл-ская вязкость	сП	12-30
ДНС	фунт/100фт ²	20-35
СНС (10сек/10мин)	фунт/100фт ²	10-15/15-30
Содержание песка	%	<0,5
рН	--	≥9,5-11
Толщина корки	мм	<1
Содержание Cl ⁻ /K	мг/л	0/≥80000
Содержание Ca ⁺⁺	мг/л	<3000
МВТ	кг/м ³	<12
Содержание смазки	%	-
Фильтрация	мл/30мин	≤5
CaCO ₃	кг/м ³	≥40/≤120
LSRV	мПа*с	≥25000
НТНР	мл/30мин	<12

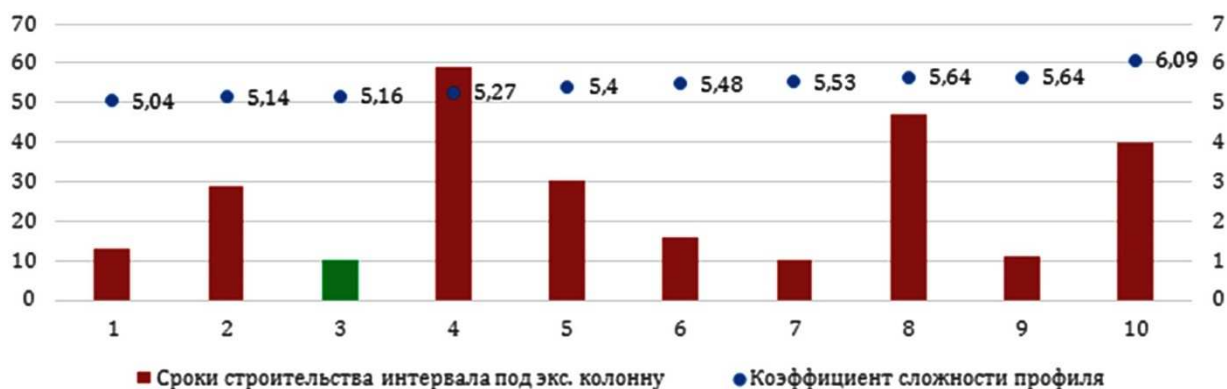


Рисунок 1 – Сравнительный анализ сроков строительства интервала под эксплуатационную колонну по кустовой площадке

В дополнение к сокращению сроков строительства, при проводке скважины с применением системы на основе формиата калия, за счет применения одного типа бурового раствора для бурения двух интервалов, были получено снижение общего объема приготовления бурового раствора и сокращение объема отходов при бурении.

С применением системы на основе формиата калия на Яунлорском месторождении удалось на 32 % снизить объем приготовления бурового раствора, при этом основные параметры раствора (содержание твердой фазы и концентрация коллоидной твердой фазы МВТ) были ниже, чем на других скважинах с применением стандартной рецептуры бурового раствора. Дополнительно получено снижение общего объема утилизации бурового раствора на 56 % относительно среднего значения для соседних скважин. За счет гибкости системы бурового раствора на основе формиата калия, в конце бурения интервала под транспортный ствол он был конвертирован для бурения горизонтального участка, что позволило отказаться от чистки емкостей перед бурением интервала под хвостовик и утилизации отработанного объема бурового раствора.

Высокая устойчивость к цементной агрессии позволила провести разбурку цементного стакана без изменения физико-химических параметров бурового раствора. Бурение по продуктивному пласту было продолжено без каких-либо временных затрат и дополнительных сбросов и обработок.

Опытное применение раствора на основе формиата калия на Яунлорском месторождении подтвердило возможность получения сниженных реологических параметров, минимальной концентрации твердой фазы и, как следствие, снижение ЭЦП и давления на буровом насосе.



Несмотря на ряд преимуществ, достигнутых по реологическим параметрам, снижению содержания твердой фазы и снижению коэффициента трения, оценить влияние системы раствора на мех. скорость бурения на пробной скважине в полной мере не удалось, скважина пробурена с мех. скоростью, близкой к средней по 526 кусту. Важно отметить, что при бурении скважин использовались различные КНБК и различные подрядчики по наклонно-направленному бурению. Основное сокращение по срокам строительства интервала достигнуто за счет сокращения времени на промывку, шаблонировку и СПО на 28 %. Сравнительный анализ приведен на рисунке 1.

Основным ингибитором в системах на основе формиата калия является катион калия K^+ в очень большой концентрации. Начальные значения данного показателя при бурении интервала транспортной колонны составили 250 000 мг/л. Обработки на пополнение позволяли поддерживать концентрацию ионов калия при бурении, интенсивность снижения концентрации напрямую соотносилась с бурением интервалов, сложенных глинистыми породами.

Проведенные опытно-промышленные работы по применению бурового раствора на основе формиата калия в условиях проводки горизонтальных скважин Яунлорского месторождения ПАО «ГАЗПРОМнефть» позволяют рекомендовать разработанную систему промывочной жидкости для продолжения лабораторных исследований и опытно-промышленных работ по более убедительному выявлению эффективности предлагаемой системы раствора и окончательному технико-экономическому обоснованию применения данной рецептуры.

Выводы

1. Доказано преимущество формиата калия перед другими системами буровых растворов, в частности перед раствором на углеводородной основе.
 2. Разработана и предложена технология приготовления и применения буровых растворов на основе формиата калия.
 3. Доказана эффективность предложенного бурового раствора, за счет высокого ингибирующего действия, снижения реологических показателей, минимальной концентрации твердой фазы, уникальной смазывающей способности при достаточной экологической безопасности.
 4. Показана способность такого раствора оказывать укрепляющее действие на стенки скважины в интервалах, сложенных глинами и глиносодержащими породами, склонными к разупрочнению.
- Применение раствора на основе формиатов калия позволяет успешно сооружать скважины с высоким коэффициентом сложности в условиях АВПД, а также малых диаметров.

Литература

1. Крысин Н.И., Крапивина Т.Н. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин : монография. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 340 с.
2. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учеб. пособ. ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
3. Рожкова О.В., Федоровская В.А. Применение солей формиатов калия и натрия в качестве компонентов для приготовления биополимерсолевого карбонатного раствора.
4. Черевко С.А., Хомутов А.Ю., Сыроегин М.А. и др. Применение безбаритовой системы БР UNIFORMK на основе формиата калия при строительстве горизонтальной скважины на продуктивный пласт «АС» Южно-Приобского месторождения // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 48–53.
5. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях : дис. ... канд. техн. наук. – М., 2009. – 150 с.

References

1. Krysin N.I., Krapivina T.N. Increasing drilling speeds and oil and gas production rates : Monograph. – M. : Infra-Engineering, 2018. – 340 p.
2. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluid : Textbook. benefits SRSPU (NPI) named after M.I. Platov. – Novocherkassk : Lik, 2014. – 374 p.
3. Rozhkova O.V., Fedorovskaya V.A. The use of salts of potassium and sodium formates as components for the preparation of biopolymer salt carbonate solution.
4. Cherevko S.A., Khomutov A.Yu., Syroegin M.A. etc. The use of the UNIFORMK barite-free BR system based on potassium formate in the construction of a horizontal well on the AS production reservoir of the South Priobskoye field // Drilling and Oil. – 2017. – № 7–8. – P. 48–53.
5. Rybalchenko Yu.M. Development of flushing fluid for drilling exploratory wells in complicated conditions : dis. ... cand. tech. sciences. – M., 2009. – 150 p.



УДК 622.24

УДАЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПРОЦЕССЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ



REMOVAL OF FILTRATION CAKE OF DRILLING FLUIDS DURING ACID TREATMENT TAKING INTO ACCOUNT THE CONTENT AND FRACTIONAL COMPOSITION OF THE CARBONATE FILLER

Сулейменов Нуржан Султанулы
старший преподаватель
кафедры нефтегазовый инжиниринг,
Кызылординский государственный
университет имени Коркыт Ата
Nurzhan_Suleymen@mail.ru

Suleimenov Nurzhan Sultanuly
Senior Lecturer
of the Department of oil and gas engineering,
Korkyt ATA Kyzylorda state University
Nurzhan_Suleymen@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена повышению технологии эффективности заканчивания скважин с открытым забоем.

Annotation. This article is devoted to improving the technology of efficiency of completion of wells with an open face.

Ключевые слова: фильтрационная корка, зона кольтматации, ПЗП, кислотная обработка, вскрытия продуктивного пласта.

Keywords: filtration cake, colmatation zone, bottom-hole formation zone, acid treatment, productive formation opening.

С целью разработки оптимального состава наполнителя в буровых суспензиях для заканчивания эксплуатационных скважин с «открытым» стволом, который при вскрытии проницаемого пласта бурением ограничивал проникновение твёрдой фазы в ПЗП, а при вызове притока способствовал удалению ФК и ЗК, были проведены исследования формирования ФК и ЗК на песчаных набивках песка фракции с $r_{cp} = 1250$ мкм (*набивка 1*) и песка фракции с $r_{cp} = 300$ мкм (*набивка 2*) при перепадах давления 0,1 МПа и 0,7 Мпа [2–3].

Исследования показали, что после контакта с буровым раствором обе набивки песка снизили скорость фильтрации на два порядка (в 100 раз). Введение наполнителя увеличивает скорость фильтрации по сравнению с чистым бентонитовым раствором в 4-5 раз (Рисунок 1).

Определяющая роль при этом принадлежит ФК, проницаемость которой зависит не только от структурообразующей глинистой фазы, но и от формы и размера частиц наполнителя.

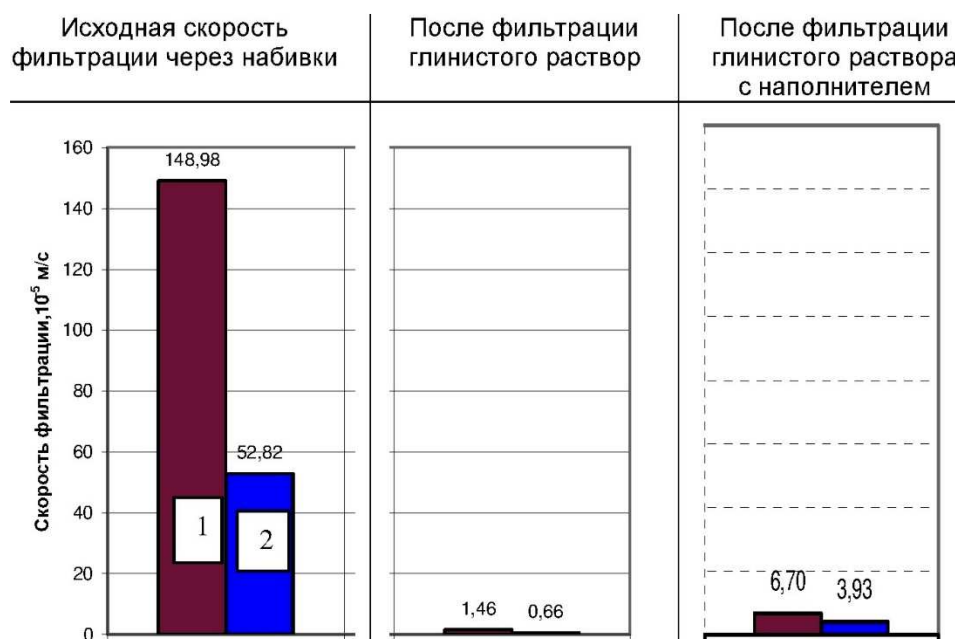


Рисунок 1 – Скорость фильтрации воды через набивки песка до и после фильтрации высококачественного бурового раствора 1 – *набивка песка* $r_{cp} = 1250$ мкм; 2 – *набивка песка* $r_{cp} = 300$ мкм



Если тонкодисперсные частицы наполнителя существенно не нарушают слоистую структуру ФК, создаваемую высококачественными глинистыми минералами, то крупные частицы наполнителя внедряясь раздвигают или разрывают эту структуру и провоцируют увеличение скорости фильтрации через ФК и, как следствие, интенсифицируют формирование фильтрационных барьеров в ПЗП (рис. 2).



Рисунок 2 – Срез ФК на сканирующем электронном микроскопе

Основой фильтрационной корки является тонкодисперсная глинистая фаза. Регулируя фильтрационные свойства буровых растворов, можно обеспечить формирование малопроницаемой фильтрационной корки, которая в значительной степени затруднит проникновение твердой и жидкой фаз в призабойную зону пласта (ПЗП).

Наполнители, внедряясь в структуру корки и обладая относительно более крупными размерами частиц, увеличивают проницаемость фильтрационных корок. При содержании в корке наполнителя от 4 до 6 % сохраняются приемлемые фильтрационные свойства (рис. 3).

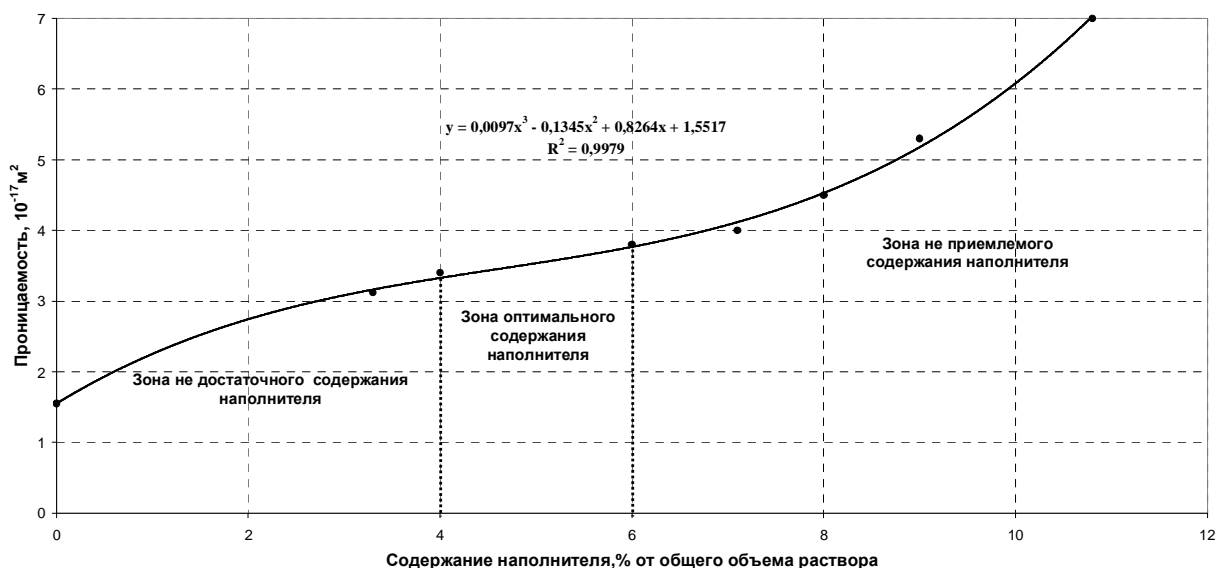


Рисунок 3 – Изменения проницаемости фильтрационной корки с изменением концентрации наполнителя

Кислоторастворимые наполнители, внедряясь в структуру корки и обладая относительно более крупными размерами частиц, увеличивают проницаемость фильтрационных корок. При содержании в корке карбоната кальция 0,063 г/см³ сохраняются приемлемые фильтрационные свойства (показатель в 6 см³ за 30 мин) и, в то же время, количество наполнителя становится достаточным, чтобы разрушить



структуру глинистой корки при воздействии кислотой.

При введении в раствор наполнителей (твёрдая фаза, которая не образует в растворе структуры) наблюдается отклонение от прямолинейности зависимости соотношении V_1/V_2 (V_1 – исходная водоотдача глинистого раствора и V_2 – (водоотдача раствора после введения в 4 % суспензию бентонита твёрдой фазы) от концентрации твёрдой фазы в растворе (см. рис. 4).

Характер влияния наполнителей на показатель V_1/V_2 растворов зависит в значительной степени от типа структурообразующей фазы в растворе.

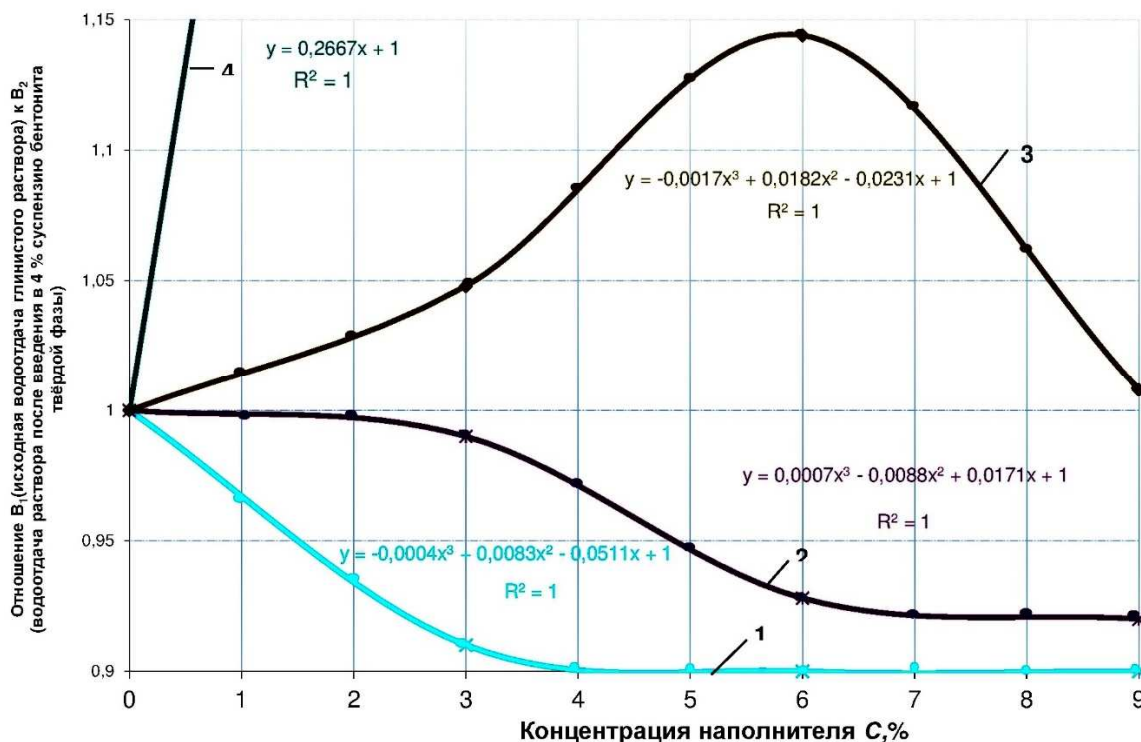


Рисунок 4 – Изменение показателя водоотдачи в 4 % суспензии бентонита в зависимости от концентрации, типа и размеров частиц наполнителя:

- 1 – Фракция известняка с размером частиц $r > 400$ мкм;
- 2 – Фракция известняка с размером частиц $160 < r \leq 400$ мкм;
- 3 – Фракция известняка с размером частиц $r \leq 160$ мкм;
- 4 – Саригюхский бентонит, 55,2 % по массе частицы $r \leq 1$ мкм

Определяющую роль в данном случае имеет форма частиц и их размеры. Так, прямоугольные частицы известняка при введении в раствор снижают величину исходного показателя соотношении V_1/V_2 бентонитовой суспензии. Для 4 % суспензии саригюхского бентонита оптимальная концентрация барита составляет 6 %.

Эксперименты показали, что эффективность кислотного разрушения глинистой ФК зависит от концентрации и состава кислотных композиций, от размера фракции и концентрации кислоторастворимого наполнителя, внедрённого в структуру корки (рис. 5).

Как показали исследования наличие относительно крупных фракций наполнителя при кислотной обработке затрудняет удаление ФК, т.к. характер кислотного разрушения ФК кислотой зависит от размера частиц наполнителя.

Мелкие частицы наполнителя в ФК при контакте с кислотой распределяются равномерно в объёме ФК и разрушаются кислотой полностью, в то время как, более крупные карбонатные частицы (размером больше 200 мкм) при контакте с кислотой уменьшаются в размерах, за счёт растворения контактирующей с кислотой поверхности, и создают фрагменты, незатронутые реакцией, на поверхности ФК. Равномерная и полная очистка ствола скважины от фильтрационной корки (ФК) вдоль всего участка открытого забоя, особенно в протяженных горизонтальных стволах, является необходимым условием подготовки к эксплуатации с высокими показателями добычи.

Основные требования, предъявляемые к обработкам для удаления ФК следующие:

- равномерность распределения кислотного состава по всему интервалу обработки;
- полное удаление ФК за счёт деструктурирующего действия растворимых кислотой наполнителей (тонкодисперсная фракция равномерно распределяется в структуре ФК и разрушает её при взаимодействии с кислотой);



- низкая скорость фильтрации кислоты для обеспечения взаимодействия по всей поверхности ФК и предотвращения образования незатронутых реакцией участков ФК;
- сохранение устойчивости пород коллектора (ингибирование по отношению к глинистым минералам коллектора);
- предотвращение коррозии, конденсации новообразований и образования эмульсий.

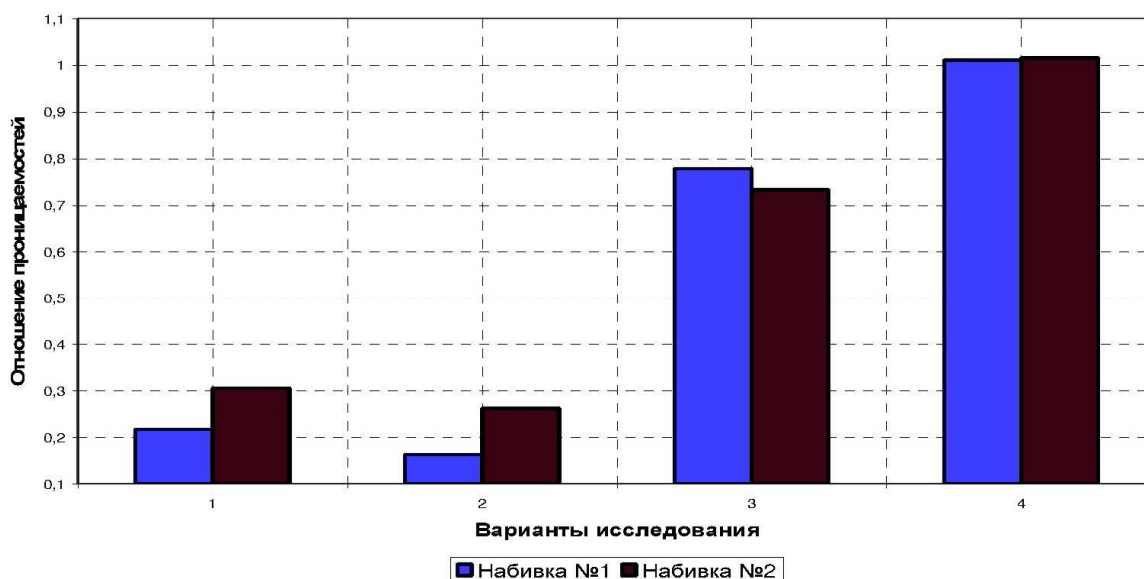


Рисунок 5 – Восстановление проницаемости песчаных набивок после обработки различными кислотными композициями:

- 1 – обработка глинистой корки 15 % HCl; 2 – обработка глинистой корки 15 % maleиновая кислота;
- 3 – обработка глинистой корки 15 % сульфаминовой кислотой;
- 4 – обработка глинистой корки с наполнителем сульфаминовой кислотой

Для более полного разрушения ФК желательно кислотную обработку осуществлять при равенстве давлений в скважине и пласте, не создавая репрессии. Не смотря на более низкий показатель Пк при обработке соляной кислотой, по сравнению с другими кислотами, интенсивное продвижение соляной кислоты за ФК, приводит к тому, что за счёт сокращения контакта с кислотой остаются неразрушенные фрагменты ФК [2].

Эффективность кислотной обработки для удаления ФК смоделирована для безглинистого биополимерного хлоркалийевого раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта. Рецепт раствора: калий хлористый 40 г/л; оксид магния 2,5 г/л; крахмал 15г/л; ксантан 3,5 г/л; пеногаситель 1,5 г/л; карбонатный наполнитель CaCO₃ 60г/л. Плотность бурового раствора 1,1 г/см³ и водоотдача 6 см³.

Гранулярный состав наполнителя принимался на основе результатов, приведённых выше исследований, в соответствии с которыми:

- тонкодисперсные фракции наполнителя (размером до 150 мкм), которые хорошо разрушаются кислотой и при этом сохраняют низкие водоотдачу раствора и проницаемость ФК, в количестве 70 % от общего содержания наполнителя в растворе;
- крупные фракции (размером более 200 мкм), которые в соответствии с теорией кольматации поровых каналов породы, должны быть не больше 30 % от общего содержания наполнителя в растворе (табл. 1).

Таблица 1 – Оптимальный гранулярный состав наполнителя в буровом растворе

Размер фракции наполнителя, мкм	С учетом формирования плотной ФК, % от общего состава наполнителей	Удержания частиц в ФК, формирования поверхностного КЭ, % от общего состава наполнителей
20	30	
50	20	
150	20	
200		30

Результаты удаления фильтрационных корок безглинистого биополимерного хлоркалийевого раствора и глинистого раствора с оптимальным гранулярным составом приведены на таблице 2.



Таблица 2 – Результаты удаления фильтрационных корок безглинистого полимерного раствора KCL и глинистого раствора с оптимальной концентрацией карбонатного наполнителя

Параметры	FANN – фильтр-пресс	Условия эксперимента	ФК до и после обработок различными кислотами
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,012 3,5	Воздействие 15 % сульфаминовой кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,046 12,5	Воздействие 15 % малеиновой кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 74,96 0,012 3,5	Воздействие 15 % соляной кислотой на KCL биополимерную корку	
Пк0 Пк1 Пк2 θ	0,004 82,46 0,02 5,5	Воздействие 15 % сульфаминовой кислотой на глинистую корку с наполнителем	

Выбор в качестве кислотного раствора сульфаминовой кислоты является приемлемыми как с точки зрения эффективности удаления ФК и низкого значения pH, так и по причине того, что она не образует вторичных осадков, а также не обладает сильным коррозионным действием и не требует применение ингибиторов коррозии.

Для определения эффективность кислотной обработки ФК соляной и сульфаминовой кислотой сравнили пропускную способность подложек фильтр-пресса после обработки ФК, сформированных на их поверхности глинистым и калийнохлористым биополимерным растворами на их поверхности, позаимствовав идею, изложенную в [1].

Эффективность кислотной обработки КЭ можно определить, сравнивая объемы, фильтрующиеся при депрессии до и после кислотных обработок КЭ, сформированных глинистым и биополимерным растворами (рис. 6).

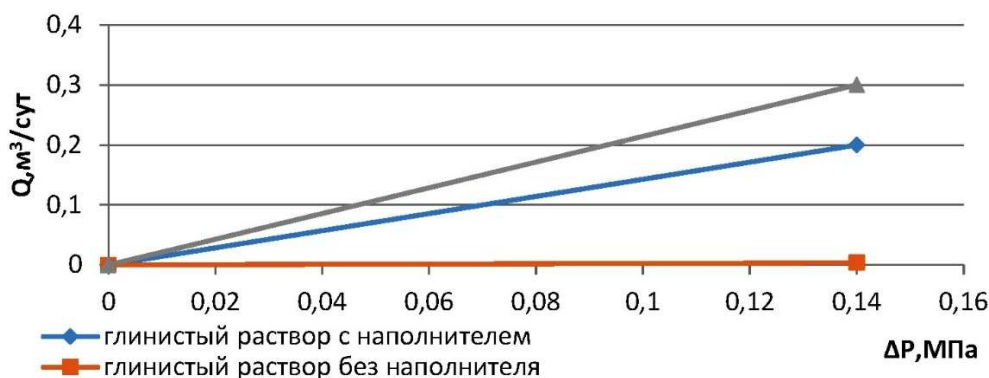


Рисунок 6 – Зависимость расчётного объёма фильтрующейся жидкости после кислотной обработки от депрессии при фильтрации через проницаемую набивку с фильтрационным экраном, сформированный глинистым и биополимерным растворами



Таким образом, на основании выполненной работы можно сделать следующие выводы:

1. При планировании фракционного состава карбонатного наполнителя в буровом растворе для кольматации коллектора необходимо учитывать зависимость эффективности кислотного взаимодействия скважины от размера частиц наполнителя в структуре ФК при освоении.
2. Для исключения «очагового» разрушения фильтрационной корки необходимо ограничить содержание крупных фракций наполнителя и снизить скорость фильтрации кислоты через ФК.
3. Для полного удаления фильтрационной корки желательнее проводить кислотную обработку в режиме равенства давлений на забое скважины и пласте.
4. Сульфаминовая кислота с невысокой скоростью кислотного взаимодействия с карбонатным наполнителем для удаления ФК со стенок ствола скважины предпочтительнее соляной кислоты.

Литература

1. Накопленная добыча нефти при средневзвешенной депрессии – основной показатель эффективного применения бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта / В.В. Следков, Е.Г. Леонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 26–32.
2. Сулейменов Н.С., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки с учётом фракционного состава карбонатного наполнителя // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 4. – С. 8–11.
3. Сулейменов Н.С. Исследования процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой // Булатовские чтения. – 2018. – С. 303–306.

References

1. Accumulated oil production in a weighted average depression is the main indicator of the effective use of drilling equipment in the opening of a productive reservoir / V.V. Sledkov, E.G. Leonov and others // Drilling and oil. – 2015. – № 10. – P. 26–32.
2. Suleimenov N.S., Podgornov V.M. Removing the filter cake of drilling fluids during the acid treatment taking into account the fractional composition of the carbonate filler // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2019. – № 4. – P. 8–11.
3. Suleimenov N.S. Studies of the process of acid destruction of filtration crusts and the colmatation site by acid treatment // Bulatov readings. –2018. – P. 303–306.



УДК 622.32

ИССЛЕДОВАНИЕ, ДИАГНОСТИКА ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ



INVESTIGATION, DIAGNOSIS OF THE CAUSES OF INTER-COLUMN PRESSURE IN WELLS AND THEIR ELIMINATION

Султанов Динар Ризифович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
dingood@mail.ru

Баймаханов Абилкасим Елеусизович

кандидат технических наук,
исполнительный директор ТОО «Clinal» «Клинал»
a.baimakhanov@clinal.kz

Абилтаева Айсамал Зангаркызы

директор ТОО «Clinal» «Клинал»
a.abiltayeva@clinal.kz

Баймаханов Ержан Абилкасимович

директор НИИ ГИ и СО ТОО «Clinal» «Клинал»
y.baimakhanov@clinal.kz

Аннотация. Рассмотрено решение проблемы наличия межколонных давлений на эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах, предложена техника и технология ликвидации межколонного давления и перетоков флюида по заколонному пространству скважины.

Ключевые слова: межколонные давления, межколонные перетоки, герметичность заколонного пространства, обводненность скважины, грифон, негерметичность колонн.

Sultanov Dinar Rizifovich

Ph.D. in technical sciences,
Associate Professor
of the Department of Oil and Gas Well Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
dingood@mail.ru

Baimakhanov Abilkasim Eleusizovich

PhD in technical sciences,
executive director of Clinal LLP Klinal
a.baimakhanov@clinal.kz

Abiltaeva Aisamal Zangarkyzy

director of Clinal LLP Kanal
a.abiltayeva@clinal.kz

Baimakhanov Yerzhan Abilkasimovich

Director of NII GI and CRM «Klinal» LLP
y.baimakhanov@clinal.kz

Annotation. The article discusses the solution to the problem of the presence of annular pressures in production oil and gas wells, proposes techniques and technology for the elimination of annular pressure and fluid flows through the annulus of the well.

Keywords: pressure between casing strings, inter-casing flows, tightness of annulus, water cut of a well, griffin, leakage of strings.

Актуальной проблемой разработки газовых, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений не только в России и Казахстане, но и во всем мире, является безопасная эксплуатация скважин с межколонными давлениями и перетоками флюида. Как известно более 25 % нефтегазовых скважин в мире имеют межколонные давления различной интенсивности, которые приводят к большим экономическим потерям.

Межколонные давления (далее – МКД) проявляются в виде выхода газа и нефти на устье скважины, либо в виде межколонных перетоков. Движение флюида в межколонном пространстве (далее – МКП) происходит по сообщающимся между собой порам, полостям, трещинам и зазорам, образовавшимся как при строительстве, так и во время эксплуатации скважины.

Получение достоверной информации о состоянии и емкостно-энергетических характеристиках источников (пластов) межколонных давлений, о фильтрационной способности цементного камня и межколонного пространства в целом, выбор оптимальной технологии работ по ограничению или ликвидации межколонных давлений требуют проведение исследований межколонных пространств скважин, имеющих межколонные давления.

Основные причины появления межколонного давления на ранее пробуренных эксплуатирующихся скважинах это миграция газов по каналам или микротрещинам в цементном камне, между цементным камнем и обсадной колонной, между цементным камнем и породой. Миграция газов появляется из-за негерметичности, составляющих конструкцию скважины узлов (колонна, соединительные элементы, цементное кольцо и т.п.). Кроме того, при эксплуатации скважины на целостность цементного камня в межколонных пространствах влияют различные геолого-технические факторы, такие как тектонические сдвиги пород, воздействие давления при гидроразрыве пласта (ГРП) и перфорации



скважин, естественный износ металла обсадных колонн и цементного камня, воздействие водяных пластов и т.д. В неглубоких скважинах на месторождениях, сложенных терригенными отложениями, отличающихся высокой глинистостью, происходит плохое сцепление цементного камня с породой, что в свою очередь является причиной дальнейшего возникновения МКД.

В некоторых новых скважинах давление в межколонном пространстве появляется сразу после освоения скважины. Это следствие некачественного цементирования обсадных колонн при бурении скважины. Несмотря на то, что на появление межколонного давления могут повлиять много факторов, устранение МКД должно осуществляться по единому порядку (в 3-х этапах):

Первый этап – этап исследования

Этап исследования предусматривает исследование скважин для выявления причин возникновения межколонного давления на нефтегазовых месторождениях:

1) Изучение документации скважины: геология недр, характеристики пластов, характеристики углеводородного сырья, конструкции скважины, характеристики обсадных колонн, проведенные работы (капитальный ремонт скважины, подземный ремонт скважины), результаты гидродинамического исследования скважины, результаты акустического каротажа цемента, результаты исследования межколонного пространства (стравливание, наблюдение) в разные времена года.

2) Исследование газа/флюида, химического состава, запись кривой восстановления давления и кривой падения давления.

3) Исследование и определение герметичности колонн, колонной головки, подвески колонн, проверка герметичности между пространствами обсадных колонн.

4) Исследование целостности цементного камня межколонного пространства.

5) Определение характеристик цементного камня, приемистость межколонного пространства при закачке ингибированных жидкостей с разными характеристиками и плотностями. Изучение характеристик микротрещин цементного камня и пространства между колонной и цементным камнем.

Второй этап – этап диагностики

Этап диагностики осуществляется на основании отчета по исследованию причин возникновения межколонного давления в лаборатории производится подбор химических составов для конкретной скважины. Проводятся испытания на стендах лабораторий и при достижении положительных результатов, химический состав применяется для ликвидации межколонного давления на этой скважине. Диагностика также подразумевает, подготовку скважины к закачке герметизирующего состава. В некоторых скважинах при исследовании выявляется низкая проницаемость трещин цементного камня. Для закачки необходимого количества герметизирующих составов проводятся работы по увеличению приемистости камня в заколонном пространстве. Проводятся работы по механическому воздействию на камень в межколонном пространстве.

Третий этап – этап ликвидации МКД

На данном этапе, прежде чем приступить к ликвидации необходимо провести высвобождение флюида из МКП. В целях достижения положительного результата по исследованию, диагностике и ликвидации МКД, работа может продлиться на несколько повторных этапов ликвидации. Согласно программе работ после проведения исследования и диагностики причин возникновения МКД, необходимо провести ликвидацию данной причины. Ликвидация осуществляется закачкой герметизирующей жидкости (далее – ГЖ) путем создания противодействия в межколонное пространство. В некоторых случаях МКД только снижается на несколько показателей, не достигнув полной ликвидации. В таких ситуациях выполняется повторная закачка ГЖ, после истечения определенного периода времени.

Стравливание давления МКП давления и постепенное снижение МКД является обязательным этапом ликвидации МКД.

Далее герметизирующая жидкость приготавливается на месте закачки, на основании лабораторных данных.

Для осуществления данных видов работ авторами этой статьи разработана техника, называемая Лабораторией ИДП-1, предназначенная для решения проблем межколонного давления (далее – МКД) нефтяных и газовых скважин. Лаборатория ИДП-1 запатентована в Республике Казахстан (Патент № 2045 «Исследовательско-диагностическая и ликвидационная лаборатория») и применяется на месторождениях нефти и газа.

Лаборатория ИДП-1 относится к нефтегазодобывающей промышленности: к средствам исследования, диагностики и ликвидации проявленных осложнений в скважинах, а также может быть использовано в любой другой области, где возникает необходимость в проведении ремонтных или изоляционных работ с применением высоких давлений.

Новым, по сравнению с аналогичными установками, является: объединение в единый технологический процесс операций по диагностированию причин осложнений в скважинах методом стравливания и регистрации устьевых давлений и задавливанию растворов в межколонное пространство скважин как для переточных каналов, так и для создания противодействия с целью предотвращения перетоков.



Первые опытно-промышленные испытания по данной технологии прошли на газовом месторождении Амангельды. В результате (работы были выполнены в полном объеме и надлежащим образом) Лаборатория ИДЛ-1 показала свою эффективность, и был получен положительный отзыв. После успешных проведенных работ данная технология начала постепенно внедряться на других месторождениях и показала свою эффективность.

При работе Лаборатории ИДЛ-1, на стадии исследования и диагностики проводят анализ геолого-технического состояния скважины и взятие пробы флюида из межколонного пространства (далее – МКП) с последующим геохимическим анализом. Лаборатория ИДЛ-1 включает в себя патентованную технику и технологию, направленную на консервацию МКП с последующей ликвидацией МКД, путем создания противодействия дозировочным насосом с устья скважины специальным технологическим раствором с постоянным мониторингом давлений в соседних МКП.

Во время консервации МКП, по результатам анализа состояния скважины и флюида МКП, определяется источник и причины возникновения МКД техническим устройством для определения источника МКД. И только на основе глубокого анализа, исследования и составления заключений с Недропользователем обсуждается и согласуется выбор и обоснование дальнейших работ по ликвидации МКД. Любые работы по стравливанию МКП, взятию и анализу проб, закачке технологических растворов производятся только по согласованию и разрешению с Недропользователем.

Стоит отметить, что лаборатория является мобильной (на шасси автомобиля высокой проходимости) и не зависит от внешнего электроснабжения (оборудована автономной электростанцией). Работы проводятся без остановки скважины, а также не требуется привлечение дополнительной спецтехники и бригады подземного капитального ремонта скважин.

Резюмируя, остановимся в преимуществах выполнения работ с помощью техники «Исследовательско-диагностическая и ликвидационная лаборатория» ИДЛ-1 по технологии авторов:

- Мобильность лаборатории, модернизированная на базе «Газель»;
- Проведение исследований без привлечения бригады КРС;
- Проведение исследований без остановки скважины;
- Наблюдение и мониторинг за кривой восстановления давления (КВД);
- Возможность создания противодействия;
- Увеличение приемистости МКП;
- Использование специальной герметизирующей жидкости;
- Закачка герметизирующей жидкости (ГЖ) в межколонное пространство производится при помощи продавочной жидкости, то есть ГЖ не закачивается, а продавливается;
- Ежемесячный мониторинг за состоянием скважин и закачка при повторном выявлении;
- Постоянный мониторинг с помощью измерительных преобразователей;
- Безопасность технологического процесса.

В заключение хотим добавить, что скважины, нарушение герметичности которых приводит к межколонным перетокам пластовых флюидов – явление довольно распространенное. При проектировании скважины предусмотрен только процесс контроля за межколонным пространством, в связи с этим предлагается завершение данного технологического процесса работами по исследованию, определению причин возникновения МКД и их ликвидации при строительстве, эксплуатации, консервации и ликвидации скважины.

В связи с этим, все вышеупомянутые этапы нельзя рассматривать как отдельно взятое, так как они дополняющие друг друга процессы. Скважина не может быть ликвидирована без предварительного исследования с последующей диагностикой. Ликвидация скважины, где не выявлены первопричины возникновения межколонного давления, является нецелесообразной. А в случае определения причин межколонного давления нельзя оставить скважину без ликвидации, так как выявляя их наличие и не предпринимая никаких мер, мы подвергаем опасности персонал, работающий на промысле и окружающую среду.

Литература

1. Геология нефти и газа / Г.Ж. Жолтаев, П.Т. Гайковой, Б.М. Абишев, Г.Г. Еремекбаева. – Алматы : КазНТУ, 2011. – 193 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М. : Образовательно-издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.

References

1. Geology of oil and gas / G.Zh. Zholtaev, P.T. Gaykova, B.M. Abishev, G.G. Ermekbaeva. – Almaty : KazNTU, 2011. – 193 p.
2. Vadetsky Yu.V. Drilling oil and gas wells. – M. : Educational and publishing center «Academy», 2003. – 352 p.



УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА**DRILLING MUD QUALITY IMPROVEMENT TECHNOLOGY****Третьяк Александр Александрович**

доктор технических наук, профессор,
И.о. декана факультета геологии,
горного и нефтегазового дела,
Южно-Российский государственный
политехнический университет
(НПИ) им. М.И. Платова
id.yug2016@gmail.com

Онофриенко Сергей Александрович

старший преподаватель кафедры
«Нефтегазовые техника и технологии»,
Южно-Российский государственный
политехнический университет
(НПИ) им. М.И. Платова

Аннотация. На уровне изобретения разработан состав бурового раствора, обладающий высокими ингибирующими, фильтрационными, структурно-реологическими, антиприхватными и природоохранными свойствами для осложненных условий бурения. С целью улучшения параметров бурового раствора и экономии химических реагентов его пропускают в замкнутом цикле через омагничивающее устройство.

Ключевые слова: состав и параметры бурового раствора, омагничивающее устройство, экспериментальные исследования.

Tretyak Aleksandr Aleksandrovich

Doctor of engineering, Professor,
Acting Dean of the Faculty of Geology,
Mining and Oil and Gas,
Platovs South Russian State
Polytechnic University (NPI)
id.yug2016@gmail.com

Onofrienko Sergej Aleksandrovich

Senior Lecturer,
Department of Oil
and Gas Engineering and Technology,
Platovs South Russian State
Polytechnic University (NPI)

Annotation. This article states that a composition of drilling mud having high inhibitory, filtration and rheological, anti-seize and environmental properties for complicated drilling conditions, was developed as the invention. This drilling mud should be closed-circuit passed through a magnetizing device to improve its parameters and save chemicals.

Keywords: drilling mud composition and parameters, magnetizing device, experimental research.

Предложен наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор с высокой степенью ингибирования, предназначенный для бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях (патент RU 2708849). Буровой раствор обладает высочайшими ингибирующими, фильтрационными, коркообразующими, смазывающими, антиприхватными свойствами и обеспечивает установление осмотического равновесия, а также создает условия, когда осмос направлен из пласта в скважину. При этом водоотдача его составляет более 1 см³ за 30 минут, а коэффициент трения не больше 0,1.

Раствор включает полианонную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, алюминат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, мраморную крошку, отходы растительного масла, кремнийорганическую жидкость, ГКЖ-11, сульфанол, нанодисперсную медь при следующем соотношении компонентов, масс. %: мраморная крошка – 5–10, полианонная целлюлоза ПАЦ – 85/700-5-10, сульфанол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, алюминат калия – 1–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, нагнодисперсная медь – 0,5–4,0, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении 55/45 – 80/20.

Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами – ингибиторами. При бурении разведочных скважин на юге Ростовской области доказано улучшение крепящих свойств раствора за счет синергетического эффекта от действия предлагаемых химических реагентов.

С целью решения этой проблемы на кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова был выполнен комплекс исследований по изучению влияния физических полей на свойства буровых растворов. Нами был разработан новый технологический подход к решению этой проблемы за счет использования



устройства для омагничивания высокоингибированного бурового раствора в постоянном магнитном поле. Вопросы влияния физических полей на буровой раствор на кафедре исследовалось ранее (патент RU № 2255199).

Экспериментальные исследования выполнялись с целью решения следующих вопросов:

- изучить влияние постоянного магнитного поля на физико-химические и реологические свойства бурового раствора;
- разработать вопросы теоретического воззрения на механизм магнитной обработки бурового раствора;
- оценить влияние постоянного магнитного поля на процентное содержание реагентов в растворе, плотность раствора, вязкость, водоотдачу, СНС, рН бурового раствора;
- оценить влияние постоянного магнитного поля на процесс осаждения глинистых частиц из раствора.

Для изучения эффекта обработки наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора нами было изготовлено устройство для омагничивания промывочных жидкостей (рис. 1). Устройство состоит из: 1 – переводник для соединения с промывочным насосом, 2 – постоянные магниты, 3 – переводник для соединения с нагнетательным шлангом, 4 – соединительные диэлектрические патрубки.

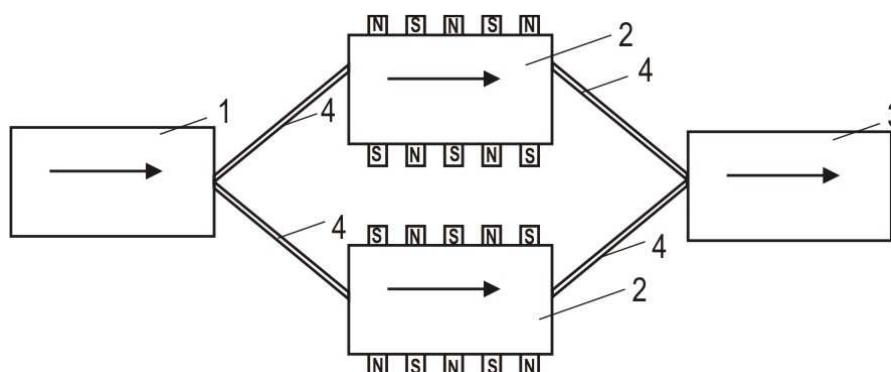


Рисунок 1 – Устройство для омагничивания промывочной жидкости

Устройство монтируется на нагнетательном шланге бурового насоса и работает в замкнутом цикле. Напряженность постоянного магнитного поля составляет 2000 эрстед и измеряется с помощью веберметра. Выполненные экспериментальные исследования позволили получить оптимальные параметры наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора (табл. 1).

Таблица 1 – Параметры наноструктурированного бурового раствора

№	Состав бурового раствора, масс. %	Параметры раствора	
		До омагничивания	После омагничивания
1	Мраморная крошка – 6	Плотность – 1,25 г/см ³ Вязкость – 32 с Водоотдача – 2 см ³ /30 мин СНС 1/10 – 15/20 дПа Содержание песка – 0,5 % рН – 12, Липкость корки – 0 Коэффициент трения – 0,1 Толщина корки – 0,5 мм	Плотность – 1,25 г/см ³ Вязкость – 40 с Водоотдача – 1 см ³ /30 мин СНС 1/10 – 20/30 дПа Содержание песка – 0,5 % рН – 12, Липкость корки – 0 Коэффициент трения – 0,1 Толщина корки – 0,5 мм
2	Полианонная целлюлоза – 5		
3	Хлористый калий – 3		
4	Феррохромлигносульфонат– 2		
5	Алюминат калия – 3		
6	Метилсиликонат калия – 3		
7	Ацетат калия – 3		
8	Бишофит – 3		
9	Сульфонол – 2		
10	ГКЖ-11 – 3		
11	Барит – 0,5		
12	Пеногаситель – 0,5		
13	Нанодисперсная медь – 3		
14	Жидкая среда – отходы растительного масла в соотношении 55/45 – 80/20 – остальное		



Известно, что полимеры полианонной целлюлозы являются высокомолекулярными соединениями, макромолекулы ее имеют линейную структуру. При обработке раствора магнитным полем происходит увеличение длины макромолекулы и ее выравнивание. На ее поверхности адсорбируется еще большее количество свободной воды из раствора, за счет этого и происходит повышение вязкости и снижение водоотдачи.

Анализ экспериментальных данных (табл. 1) позволяет утверждать, что испытываемый буровой раствор приобретает наноструктуру, то есть частицы раствора начинают измельчаться и коагулировать, таким образом увеличивая его вязкость. При этом определяющую роль в растворе играет нанодисперсная медь.

Выполненные экспериментальные исследования позволяют констатировать:

1) магнитный метод обработки бурового раствора является достаточно эффективным, при этом уменьшается водоотдача до 2 раз и вязкость увеличивается до 25 %;

2) применение этого раствора позволяет успешно сооружать скважины, представленные неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;

3) предлагаемый состав раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений, позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, способствует уменьшению дифференциальных прихватов;

4) доказано, что предлагаемый раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины;

5) в растворе, при оптимальном соотношении компонентов, происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, фильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоизносного действия отдельных компонентов;

6) выполненные теоретические и экспериментальные исследования, а также исследования разработанного наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора до и после магнитной обработки методом рентгеноструктурного анализа на микроскопе Quanta 200 позволили установить, что физическая обработка в постоянном магнитном поле приводит к заметным изменениям дисперсной структуры раствора. Общее представление о механизме, а, следовательно, и описание процессов взаимодействия магнитного поля с наноструктурированным высокоингибированным буровым раствором в настоящее время отсутствуют;

7) решающее влияние на эффективность изменения параметров при магнитной обработке оказывает присутствие ионов электролитов, находящихся в буровом растворе. В течение нескольких минут раствор омагничивается и хранит «память» в течение 20 часов. Очевидно, что это – индивидуальное свойство молекул бурового раствора. При наложении на раствор постоянного магнитного поля происходит нарушение седиментационной устойчивости, структура становится более упорядоченной, образуются области имбилизированной жидкости.

Литература

1. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.
2. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas Journal Russia. – 2011. – № 11. – С. 52–57.
3. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 2. – С. 28–31.
4. Способы борьбы с дифференциальными прихватами / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 3. – С. 56–65.
5. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях // Изд-во Вузов Сев.-Кав. регион. Технич. науки. – 2006. – № 7. – С. 56–61.
6. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для сооружения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3. – С. 66–74.
7. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz.RU. – 2018. – № 1. – С. 80–85.
8. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях / В.Ф. Чихоткин [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 7–8. – С. 58–160.
9. Разработка ингибированного раствора для бурения скважин в осложненных условиях / Ю.М. Рыбальченко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 6. – С. 29–33.
10. Патент 2303047 РФ МПКС09К 8/20 Высокоингибированный буровой раствор / Третьяк А.Я., Мацканов В.А., Зарецкий В.С., Шаманов С.А., Фролов П.А. Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М.; заявитель и патентообладатель ООО «Бурга», № 2006116111/03, заявл. 10.06.06, опубл. 20.07.07.



References

1. Koshelev V.N. General principles of the clay rocks inhibition and clay layers // Construction of the oil and gas wells on the land and at sea. – 2004. – № 1. – P. 13–15.
2. Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M. Biopolymer solution for complicated drilling conditions // Oil and Gas Journal Russia. – 2011. – № 11. – P. 52–57.
3. Drilling mud for construction of wells in difficult conditions / A.A. Tretyak [et al.] // Oil industry. – № 2. – P. 28–31.
4. Methods of struggle with differential tackles / A.Ya. Tretyak [et al.] // Coiled tubing time. – 2016. – № 3. – P. 56–65.
5. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Theoretical studies on a drilling mud management in the complicated conditions // Izd vo Vuzov, Sev. Technical sciences. – 2006. – № 7. – P. 56–61.
6. Biopolymeric highly inhibiting drilling mud for construction of the directional and horizontal wells / A.Ya. Tretyak [et al.] // Coiled tubing time. – 2011. – № 2–3. – P. 66–74.
7. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf // Neftgaz.RU. – 2018. – № 1. – P. 80–85.
8. Drilling mud and control of its rheological properties at well drilling in the complicated conditions / V.F. Chihotkin [et al.] // Drilling and oil. – 2007. – № 7–8. – P. 58–160.
9. Development of the inhibited solution for wells drilling in the complicated conditions / Yu.M. Rybalchenko [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2000. – № 6. – P. 29–33.
10. Patent 2303047 RF MPKS09K 8/20 Highly inhibited drilling mud / Tretyak A.Ya., Matzakanov V.A., Zaretskiy V.S., Shamanov S.A., Frolov P.A. Chihotkin V.F., Rybalchenko Yu.M.; applicant and patent holder of «Burg» Ltd., № 2006116111/03, declared. 10.06.06, op. cit. 20.07.07.



УДК 622

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СОКРАЩЕНИЯ РАСХОДА КСАНТАНОВОЙ КАМЕДИ КАК СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

●●●●●

THE STUDY OF THE POSSIBILITY OF CONSUMPTION REDUCING OF XANTHAN GUM AS A STRUCTURE BUILDER IN DRILLING FLUIDS

Чирков Спартак Александрович

ведущий инженер-технолог,
филиал «ССК-Технологии»,
АО «Сибирская Сервисная Компания»
ChirkovSA@nf.sibserv.com

Лышко Олег Георгиевич

ведущий инженер технического отдела,
филиал «Краснодар бурение»,
ООО «Газпром бурение»
burserv@mail.ru

Аннотация. Показано, что применение ксантановой смолы совместно с имеющим молекулы разветвленной формы полимером – полисахаридом приводит к повышению вязкостных и структурных свойств их водного раствора, но не обеспечивает желаемого усиления псевдопластических свойств растворов.

Ключевые слова: буровой раствор, псевдопластические реологические свойства, биополимер, ксантановая камедь, полисахарид.

Chirkov Spartak Alexandrovich

Leading Technology Engineer,
a branch of «SSK-Technology»,
JSC Siberian Service Company
ChirkovSA@nf.sibserv.com

Lyshko Oleg Georgiyevich

Lead Engineer in the technical department,
Krasnodar Drilling branch,
Gazprom burenie
burserv@mail.ru

Annotation. It is shown that the use of xanthan gum in conjunction with a branched molecules polymer — polysaccharide increases the viscosity and structural properties of an aqueous solution of polymers, but does not provide the desired enhancement of pseudoplastic properties.

Keywords: drilling fluid, pseudoplastic rheological properties, biopolymer, xanthan gum, polysaccharide.

Безглинистые буровые растворы за последние два десятка лет нашли широкое применение. В качестве структурообразователя в таких растворах используют биополимеры, чаще всего ксантановую камедь (смолу). Биополимер обеспечивает псевдопластическое реологическое поведение бурового раствора: низкие значения показателей вязкости и прочности структуры при высоких градиентах скорости сдвига и повышение значений этих показателей при снижении градиента скорости сдвига.

Развитые псевдопластические свойства бурового раствора положительно влияют на ускорение механического разрушения породы, очищение забоя от выбуренной породы и дальнейшую транспортировку шлама на поверхность или удержание его во взвешенном состоянии при остановке циркуляции.

Преимущества ксантановой камеди очевидны. К недостаткам же этого реагента относятся: его высокая стоимость и неспособность обеспечить очень высокие значения так называемой «вязкости при низких скоростях сдвига» (ВНСС) при сохранении приемлемо невысоких значений структурных показателей: статического и динамического напряжений сдвига (СНС и ДНС).

Была поставлена задача уменьшить удельное содержание ксантановой камеди в буровых растворах при сохранении псевдопластических свойств растворов на прежнем уровне. При этом стремились к повышению ВНСС без превышения СНС и ДНС определенного уровня. Решить задачу предполагалось за счет аддитивного или синергетического эффекта при применении ксантана с другим, дополнительным полимером. Рассчитывали на взаимодействие полимеров в паре и создание таким образом тиксотропной, то есть легко разрушающейся при течении и восстанавливающейся при замедлении течения или в покое, структуры.

При выборе направления поиска дополнительного полимера, способного усилить функциональные свойства ксантановой камеди как структурообразователя, в качестве руководства были приняты, в частности, выводы работы Шарифутдинова З.З. и Шарифутдиновой Р.З. [1]. Приводим выдержку из указанной публикации: «Для создания псевдопластических жидкостей с пониженными величинами псевдопластичности $<0,3$ необходим ввод в состав бурового раствора высокомолекулярных соединений, равномерно распределяющих прочность водородных связей по объему раствора, или же необходимо использование сочетания реагентов, помогающих друг другу более равномерно распределить прочность связей по объему раствора. Одни реагенты будут создавать первоначальную сетку на основе водородных связей, задавать тем самым структуру раствора, другие же за счет своей гидратации будут



ее перераспределять между собой, с одновременным выравниванием прочности водородных связей по объему раствора. Поэтому, например, сочетание в буровом растворе реагентов с различной природой растворения, или сильно различающихся по молекулярной массе, способствует получению оптимальных свойств связей».

Исходя из выводов Шарифутдинова З.З. и Шарифутдиновой Р.З., было решено испытать водорастворимые полимеры, отвечающие следующим требованиям: большая доступность; санитарная и экологическая безопасность; существенно меньшая стоимость, чем у ксантана – с целью обеспечения экономического эффекта за счет снижения стоимости раствора при неизменности (или улучшении) его качества; значительно меньшая, чем у ксантана, молекулярная масса.

Наиболее подходящими и в максимальной степени отвечающими вышеприведенным требованиям могут быть природные полисахариды различного молекулярной массы с различными по составу и расположению функциональными группами.

Испытанию были подвергнуты 4 образца серийно выпускаемых полимеров-природных полисахаридов разных производителей.

Состав подвергнутого испытаниям модельного биополимерного безглинистого бурового раствора приведен в таблице 1.

Таблица 1

Компонент бурового раствора и его назначение	Массовая доля, кг/куб.м
Ксантановая камедь как структурообразователь	2,0
Полисахарид (один из 4-х испытанных образцов) как второй структурообразователь	2,0
Модифицированный крахмал как понизитель фильтрации	25
Хлорид калия как минеральный ингибитор гидратации глин	40
Микрокальцит фракций 5/20/60/100 мкм как кольматант	90
Вода как дисперсионная фаза	остальное

Для бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом и горизонтальных интервалов большой протяженности в Западной Сибири желательное достижение следующих целевых значений реологических параметров безглинистого бурового раствора:

Таблица 2

Пластическая вязкость (ПВ), мПа·с	10–25
Вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС), мПа·с	>30 000
Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа	70–120
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10с/10мин, дПа	15–70/25–145

Полученные осредненные результаты опытов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Показатель	Значение показателя после термостатирования в течение 16 часов при температуре 85 °С при применении полисахарида			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
ПВ, мПа·с	11,0	11,6	14,9	17,7
ВНСС, мПа·с	<10 000	<20 000	40 000–43 000	14 000–18 000
ДНС, дПа	66	95	151	200
СНС 10 с, дПа	22,6	35,1	58,0	60,0
СНС 10 мин., дПа	30,7	39,4	83,5	71,0

Как видно из таблицы 3, ни один из 4-х испытанных полисахаридов не позволил получить требуемые целевые значения реологических параметров бурового раствора. Если удастся достичь желаемое значения ВНСС больше 30 000 мПа·с, то при этом недопустимо высоким оказывается ДНС.



Полученный результат объясняется тем, что ни один из испытанных в качестве второго полимера полисахарид в паре с ксантаном не проявляет способность усиливать псевдопластические свойства раствора. Происходит это, видимо, потому что молекулы всех выбранных в качестве вторых полимеров являются по форме не линейными, а разветвленными. Поэтому в потоке не происходит их ориентация вдоль направления течения жидкости и за счет этого ее «разжижение».

Заключение

1. Не выявлен полимер – полисахарид, обеспечивающий в качестве второго реагента-структурообразователя в паре с ксантаном достижение требуемых реологических характеристик бурового раствора, предназначенного для бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом и горизонтальных стволов большой протяженности.

2. Продолжающееся снижение стоимости ксантановой камеди в последние несколько лет и согласие исполнителей буровых работ на повышение значений ДНС биополимерных буровых растворов до 150–160 дПа может в ближайшее время исключить вышеуказанную проблему из актуальных.

Литература

1. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Нефтяное дело. – 2004. – URL : <http://www.ogbus.ru> (Дата обращения: 02.02.2017).

References

1. Water-based drilling solutions and control of their rheological parameters / Z.Z. Sharafutdinov, R.Z. Sharafutdinova // Petroleum business. – 2004. – URL : <http://www.ogbus.ru> (date of address : 02.02.2017).



УДК 622.24

РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC



DEVELOPMENT OF BHA WITH DYNAMIC ACTIVE ELEMENT TO INCREASE WELL DRILLING EFFICIENCY WITH PDC DRILL BITS

Шайхутдинова Алия Фаритовна

кандидат технических наук,
старший преподаватель,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
alia.ingener@mail.ru

Sheikhutdinova Aliya Faritovna

Ph.D. in Technical Sciences,
Senior Lecturer,
Almetyevsk State Oil Institute
alia.ingener@mail.ru

Аннотация. Как показывают многочисленные исследования и опыт бурения, значительного улучшения показателей бурения можно добиться путем наложения динамических нагрузок на породоразрушающий инструмент при сохранении его непрерывного контакта с забоем. Автором разработана схема динамической компоновки низа бурильной колонны, позволяющая сочетать статическую нагрузку на долото с динамическим импульсом. В качестве динамически активного участка в компоновке применяется наддолотный осциллятор-турбулизатор, разработанный на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института.

Annotation. As is proved by numerous studies and by drilling experience the higher drilling indices may be achieved through imposing the dynamic loads upon rock-cutting tools while preserving its constant contact with BH. The author has designed the scheme of dynamic bottom-hole assembly (BHA) that enable combining drill bit load with dynamic impulse. For the dynamically active section of BHA they use the near-bit oscillating baffle designed at the Chair of «Drilling Oil and Gas Wells» at Almetyevsk State Petroleum Institute.

Ключевые слова: породоразрушающий инструмент, компоновка низа бурильной колонны (КНБК), наддолотный осциллятор-турбулизатор, строительство скважин, долота PDC (Polycrystalline Diamond Compact).

Keywords: rock-cutting tool, bottom-hole assembly (BHA), near-bit oscillating baffle, well construction, PDC (Polycrystalline Diamond Compact) drill bit.

Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение технико-экономических показателей строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

Как показывает практика, за счёт правильного подбора породоразрушающего инструмента, можно увеличить механическую скорость бурения, проходку на долото и получить экономию капитальных затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин до 30-40 % от общей стоимости скважины. Отмечается, что в последние годы наблюдается значительный рост применения долот PDC (Polycrystalline Diamond Compact) в компоновке низа бурильной колонны, в частности, на месторождениях Республики Татарстан доля использования долот PDC в 2012 году составляла 0,5 %, а в 2019 году составила 85 %. Однако при прохождении пород, перемежающихся по твёрдости (Республика Татарстан, Восточная Сибирь), у долот типа PDC, как правило, наблюдаются низкая механическая скорость бурения и стойкость инструмента.

Одним из путей улучшения эффективности разрушения горной породы является включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) наддолотных технических устройств, усиливающих динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Однако практическая реализация преимуществ, связанных с внедрением в практику бурения динамических КНБК, оказалась сопряжена со значительными трудностями, которые, в первую очередь, касаются сложности конструкций существующих устройств [1, 2].

Таким образом, проведение комплекса работ по исследованию и разработке динамической компоновки, позволяющей сочетать статическую нагрузку на долото PDC с динамическим импульсом, при сохранении непрерывного контакта долота с забоем и улучшение качества проводки скважины, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Проведённый анализ обработки долот на 220 скважинах, пробуренных на месторождениях Татарстана, показал износ вооружения долот PDC, низкую механическую скорость проходки при бурении под эксплуатационную колонну, что, скорее всего, связано с прохождением перемежающихся по твёрдости горных пород, а также подвисанием долота, недохождением необходимой нагрузки до него и плохим контактом с забоем. Включение в компоновку специальных вибрационных наддолотных механизмов при бурении нефтяных скважин оказывает положительное влияние на эффективность разрушения



горной породы. На сегодняшний день разработано мало надежных, эффективных и недорогих элементов КНБК, способных усилить динамическую нагрузку на долото, с применением современного породоразрушающего инструмента типа PDC [3].

На рисунке 1 представлена типовая компоновка низа бурильной колонны с динамически активным элементом на долото PDC [4], где в качестве динамически активного элемента включён скважинный осциллятор. Рассмотрим более подробно механизм работы скважинного осциллятора, разработанного на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» АГНИ [5]. Скважинный осциллятор работает следующим образом. Промывочная жидкость (техническая вода, глинистый раствор, нефтяная эмульсия и т.п.) закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал струя жидкости попадает на клапанный узел. Под ее действием клапан начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к внутренней стенке корпуса, в результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается перекрытым. Это приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости.

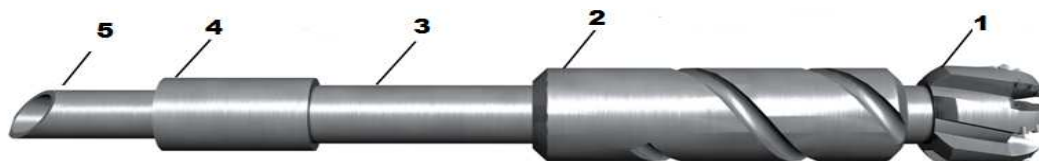


Рисунок 1 – Типовая компоновка низа бурильной колонны с динамически активным элементом:
1 – долото PDC, 2 – осциллятор-турбулизатор, 3 – винтовой забойный двигатель (ВЗД),
4 – телесистема, 5 – бурильные трубы

Впервые скважинный осциллятор был предложен на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института в 2011 году. Однако, для дальнейших проведенных опытно-промысловых испытаний на скважинах и создания его устойчивой работы были необходимы изменения в конструкции скважинного осциллятора:

- наружный диаметр осциллятора 203 мм, предложено изготовить диаметром 178 мм, так как при работе в 216мм стволе диаметр более 195 мм считается неизвлекаемым при возникновении слома, а также возникает опасность непрогнозируемого поведения траектории ствола скважины;
- резьбу между корпусом и верхним переводником рекомендовано заменить на МК-156 (или подобную);
- отсутствует герметизация диффузоров (насадок) и вставки, из-за чего возможно неконтролируемое размытие вставки, корпуса, диффузора и, как следствие, аварийный слом;
- отсутствует крепление диффузоров (насадок) из-за чего возможно неконтролируемое перемещение вставки, диффузора и, как следствие, отказ в работе;
- материал для изготовления должен быть не ниже по прочностным характеристикам Ст.40ХН;
- на корпусе осциллятора появились винтовые насечки (пазы), которые будут способствовать лучшему выносу шлама на горизонтальном участке скважины.

На усовершенствованную конструкцию скважинного осциллятора был получен патент «Осциллятор-турбулизатор» [6]. Для снятия гидравлических и технических характеристик скважинного осциллятора-турбулизатора были проведены испытания на обкаточно-испытательном стенде типа СОИ-500, установленного в цеху № 4 ООО «РИНПО» р.п. Карабаш «УК «Система-Сервис». Проведенные лабораторные исследования скважинного осциллятора-турбулизатора в условиях максимально приближенным к промысловым показали его работоспособность [7]. Определены рабочие параметры осциллятора-турбулизатора, что послужило основанием для проведения испытаний на скважине. Стендовыми испытаниями установлено:

- при расходе промывочной жидкости 0,008 м³/с частота колебаний осциллятора-турбулизатора составила 18Гц, при 0,012 м³/с – 24Гц; 0,016 м³/с – 32 Гц; 0,020 м³/с – 48 Гц; 0,025 м³/с -56Гц; 0,030 м³/с – 64 Гц; 0,035 м³/с – 78 Гц;
- при расходе промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с перепад давления со временем увеличивается от 1,2 МПа до 11,89 МПа соответственно.

Опытно-промысловые испытания проводились на четырех скважинах месторождений Республики Татарстан. Для оценки результатов опытного бурения были выбраны соседние скважины, пробуренные в равноценных геолого-технических и технологических условиях, при одинаковых параметрах режима бурения. Скважинный осциллятор устанавливался в компоновке над долотом. Результаты опытно-промысловых испытаний на скважинах ПАО «Татнефть» приведены в таблице 1. В результате опытно-промысловых испытаний с помощью осциллятора-турбулизатора было пробурено более 2305 метров горных пород, средняя механическая скорость составила 23 м/ч, что превысило показатели механических скоростей бурения до 20–35 % и проходки на долото на 10 % по сравнению с опытными скважинами. Включенный в КНБК скважинный осциллятор-турбулизатор проработал без аварий и



осложнений, при этом износ долот PDC незначительный, что объясняется лучшим контактом долота с забоем, устранением подвисания породоразрушающего инструмента, которому способствуют, создаваемые осциллятором, малоамплитудные продольные колебания, усиливающие динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Предполагаемый экономический эффект от внедрения предлагаемой разработки составляет более 650 тыс. рублей в расчёте на одну скважину, который достигается за счет увеличения механической скорости бурения, проходки на долото, сокращения непроизводительного времени, связанного с подъёмом КНБК для смены породоразрушающего инструмента [8].

Таблица 1 – Результаты опытно-промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора на скважинах ПАО «Татнефть»

Площадь (месторождение)	№ скв.	Интервал бурения, м	Средняя проходка на долото, м	Средние показатели мех. скорости бурения, м/ч	КНБК
1. Шереметьевское месторождение	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	305–800	495	30,8	PDC 215,9 + осциллятор + ДР-172 + центратор 212 + 72 м УБТ (178) + 18 м ЛБТ+ бурильный инструмент
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	685–921	236	21,6	PDC 215,9 + ДР-172 + центратор 212 + 72 м УБТ (178) + 18 м ЛБТ + бурильный инструмент
	Скв. 2	328–650	322	21	
	Скв. 3	495–712	217	24	
Средние показатели по оценочным скважинам			258	22	
2. Аканское месторождение (скважина малого диаметра)	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	53–490	437	21,9	PDC215.9 + осциллятор + ВЗД + центратор 212 + УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	53–493	440	13	PDC215.9 + ВЗД + центратор 212 + 100 м УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скв. 2	48–483	435	19	
	Скв. 3	49–495	446	14	
Средние показатели по оценочным скважинам			440	15,3	
3. Аканское месторождение (скважина малого диаметра)	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв.2	51–470	419	21,3	PDC215.9 + осциллятор + ВЗД + центратор 212 + 49 м УБТ (178) + бурильный инструмент (89)
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	50–470	420	13	PDC215.9 + ВЗД+ центратор 212 + 49 м УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скв. 2	50–471	421	20	
	Скв. 3	52–475	423	14	
Средние показатели по оценочным скважинам			421	15,6	
4. Берёзовская площадь	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	266–1220	954	16,3	PDC215.9 + Осциллятор + переводник + ДШОТР-178 + КОБ + Телесист.: АТЗ + Пер-к ТБПК + УБТ + Пер-к + ТБПК + Вед. труба
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	286–1219	933	21	PDC215.9 + переводник + ДШОТР-178 + КОБ + Телесист.: АТЗ + Пер-к ТБПК + УБТ + Пер-к + ТБПК + Вед. труба
Скв. 2	244–1242	998	13,8		
Средние показатели по оценочным скважинам			965	17,4	



Таким образом, применение разработанной КНБК в составе с наддолотным скважинным осциллятором-турбулизатором совместно с долотами PDC позволяет эффективно использовать ее, увеличивая механическую скорость бурения и проходку на долото.

Литература

1. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин / М.С. Габдрахимов [и др.]. – СПб. : ООО «Недра», 2011. – 244 с.
2. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Автореф. дисс. ... д-ра техн. наук : специальность: 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин. – Уфа, 2006. – 42 с.
3. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б., Хузин Б.А. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 15–19.
4. Патент № 126748. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А. Опубл. 10.04.2013. – Бюл. № 10.
5. Патент РФ № 96160. Скважинный осциллятор / Хузина Л.Б., Набиуллин Р.Б., Любимова С.В. Опубл. 20.07.2010. – Бюл. № 20.
6. Патент № 131792. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В. Опубл. 27.08.2013. – Бюл. № 24.
7. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14–18 апреля 2014 г. Часть I. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – С. 187–191.
8. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Л.Б. Хузина [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 12. – С. 18–22.

References

1. Drilling tool dynamics at vertical, inclined and horizontal wells / M.S. Gabdrakhimov [et al.]. – St. Petersburg : Nedra, 2011. – 244 p.
2. Khuzina L.B. Improving the Efficiency of Drilling of Slope and Horizontal Wells using a Complex of Vibration Amplifiers. Author's abstract of the dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences : speciality : 25.00.15 – Technology of drilling and well development. – Ufa, 2006. – 42 p.
3. Shaikhutdinova A.F., Khuzina L.B., Khuzin B.A. Analysis and proposal for effective application of PDC drill bits in the fields of PJSC TATNEFT // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2017. – № 11. – P. 15–19.
4. Patent № 126748. Bottom of the drill string with increased dynamic load on the bit / L.B. Khuzina, A.F. Shaikhutdinova, R.H. Fatkullin, A.A. Muhutdinova, E.A. Telasheva Opuble 10.04.2013. – Bul. № 10.
5. Patent of the Russian Federation № 96160. Well oscillator / Khuzina L.B., Nabiullin R.B., Lyubimova S.V. Obbl. 20.07.2010. – Bul. № 20.
6. Patent № 131792. Turbulizer oscillator / Khuzina L.B., Farkhutdinov Sh.H., Khuzin B.A., Eromasov A.V. Obbl. 27.08.2013. – Bul. № 24.
7. Khuzina L.B., Shaikhutdinova A.F., Fakhrutdinov Sh.H. Laboratory tests of supra-high-grade oscillator // Proceedings of the All-Russian scientific-practical conference «Oil and gas complex: education, science and production» April 14–18, 2014. Part I. – Almet'yevsk : AGNI, 2014. – P. 187–191.
8. Field tests of drill string bottom assembly with increased dynamic load on bit / L.B. Khuzina [et al.] // Territory «NEFTEGAZ». – 2016. – № 12. – С. 18–22.



УДК 622

**РАЗРАБОТКА ДЛЯ ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОДГОТОВКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ
К ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА**



**DEVELOPMENT OF THE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS
FOR THE PYAKYAKHINSKY FIELD FOR PREPARING THE WELL BORE
FOR CEMENTING AND IMPROVING THE QUALITY
OF CEMENTING USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE**

Шалыпин Денис Валерьевич

инженер 2 категории отдела
научно-исследовательских работ
по буровым и тампонажным растворам,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
shalyapindv@tmn.lukoil.com

Щербаков Андрей Валерьевич

начальник отдела проектирования строительства
и реконструкции скважин,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
scherbakovav@tmn.lukoil.com

Бакирова Аделя Данияровна

ассистент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский индустриальный университет
adelyabakirova@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, связанные с повышением качества крепления скважин на Пякяхинском месторождении, в частности: большой объем работы по нахождению взаимосвязи между лабораторными исследованиями и фактическими данными с промысла; трудность нахождения логически обусловленных связей между параметрами и итоговым качеством крепления скважин. Предлагается использовать принципы математической обработки больших массивов данных с использованием нейронных сетей. С учетом выявленных факторов выработаны решения по повышению герметичности крепи скважин и адгезии цементного камня с ограничивающими поверхностями.

Ключевые слова: нейронная сеть, математические методы, адгезия, крепь скважины, буферная жидкость, Пякяхинское месторождение.

Shaliapin Denis Valeryevich

Engineer of 2nd grade Discovery Jobs
in Drilling and Cement Muds Department,
Branch of the «LUKOIL-Engineering»
«KogalymNIPIneft» in Tyumen
shalyapindv@tmn.lukoil.com

Sherbakov Andrey Valeryevich

Department chief, Department
of the planning and reconstruction wells,
Branch of the «LUKOIL-Engineering»
«KogalymNIPIneft» in Tyumen
scherbakovav@tmn.lukoil.com

Bakirova Adelya Daniyarovna

Assistant of the Drilling Oil
and Gas Wells Department,
Industrial University of Tyumen
adelyabakirova@mail.ru

Annotation. The article discusses the problems associated with improving the quality of the well casing at the Pyakyakhinsky field. In particular: a large amount of work of finding the relationship between laboratory studies and actual data from the field; the difficulty of finding logically determined relationships between the parameters and the final quality of well casing. It is proposed to use the principles of mathematical processing of large data sets using neural networks. Moreover, solutions were developed to improve the tightness of the well casing and the adhesion of cement stone with limiting surfaces.

Keywords: neural network, mathematical methods, adhesion, well support, buffer fluid, Pyakyakhinskoye field.

Современное состояние нефтегазовой отрасли России и мира характеризуется тем, что многие крупные месторождения углеводородов находятся на завершающей стадии разработки, а новые месторождения располагаются в труднодоступных регионах (Арктика, Заполярье), что делает добычу полезных ископаемых на данных территориях зачастую нерентабельной. Это повышает требования к качеству крепления скважин как на старых, так и на новых месторождениях, поскольку от состояния цементного кольца и обсадной колонны в основном зависит продолжительность эксплуатации скважин.

Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1989 году скважиной № 2001 «Главтюменьгеологии». В 2009 году ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приступило к обустройству нового перспективного месторождения на Ямале. Всего на Пякяхинском месторождении



планируется пробурить 420 скважины, из них – 219 нефтяных, 105 нагнетательных, 96 газовых. Но уже на данный момент четко прослеживается ситуация с низким качеством крепи скважин (рис. 1), несмотря на целый комплекс мер по ее улучшению, что обуславливает актуальность поиска новых подходов по повышению качества цементирования.

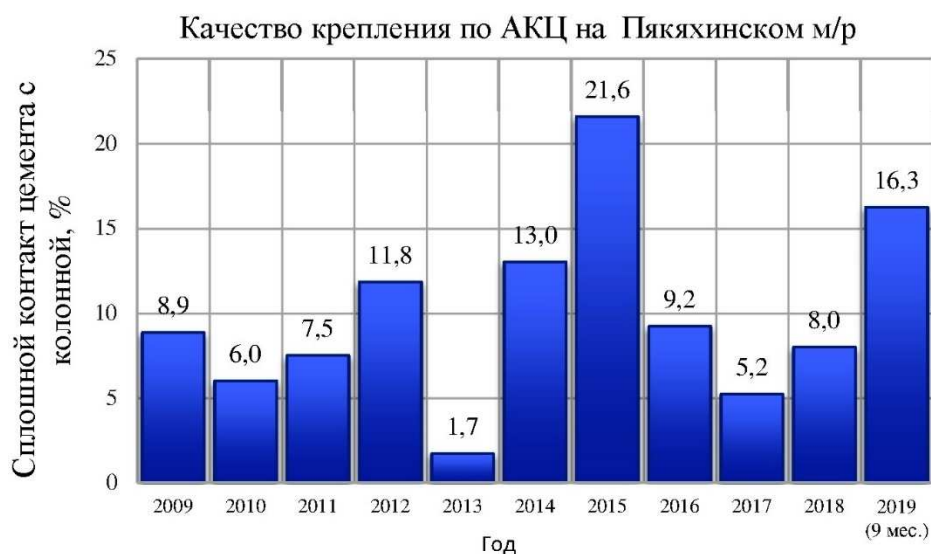


Рисунок 1 – Качество крепления скважин на Пяяхинском месторождении

На первом этапе были рассмотрены современные подходы по решению подобных проблем в отечественных компаниях [1].

Выбирается модель искусственной нейронной сети, которая применяется для обработки большого объема данных и прогнозирования результатов при изменении входных параметров.

Вторым этапом следует выбор программного обеспечения (ПО) для работы с нейронными сетями с целью точного определения наиболее значимых факторов. ПО посредством обратной связи позволяет вносить изменения в исходные данные.

Объектами исследования выбраны скважины, пробуренные на пласты БУ15 Пяяхинского месторождения. По данному месторождению сформирована база данных по следующим параметрам: инклинометрия (интенсивность изменения пространственного угла, глубина по стволу, интервал проведения исследований, зенитный угол в начале и в конце интервала); интервал подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной; даты цементирования и проведения акустической цементометрии; характеристика контакта цементного камня с колонной и с горной породой; характеристика заполнения затрубного пространства (однородное, неоднородное); степень эксцентриситета колонны; плотность и глубина расположения разных видов цементного раствора; параметры бурового раствора (плотность, условная вязкость, показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки, рН, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига, пластическая вязкость, содержание песка и твердой фазы).

На третьем этапе на основе созданной нейронной сети производится анализ и исследование свойств различных химических добавок для повышения адгезии цементного камня с колонной и горной породой, проводится анализ влияния параметров бурового раствора на качество крепления скважины.

Практическая значимость заключается в комплексном подходе к анализу промысловых данных, что позволяет оперативно изменять параметры, влияющие на крепь скважины для повышения качества их заканчивания.

Искусственная нейронная сеть является математическим подобием человеческого мозга в части принципа обработки информации (рис. 2). Человеческий нейрон, помимо сбора, обработки и передачи информации к другим нейронам, выполняет еще ряд сложнейших функций по поддержанию жизнедеятельности человека. Большинство моделей нейронных сетей состоят лишь из одного или нескольких нейронов, но даже такое количество позволяет решать сложные задачи (рис. 3) [2].

Принципиальная схема работы нейрона заключаются в том, что в каждом нейроне одного уровня заложена одинаковая функция для обработки информации, но сигнал на стыке двух нейронов приобретает весовой коэффициент, который усиливает или ослабляет сигнал, за счет этого нейросети обладают стойкостью к «шумам» (к той информации, которая для решения задачи не важна) [3].

Каждый искусственный нейрон имеет входные сигналы, которые приобретают «веса» и затем они, усиленные или ослабленные, суммируются (т. о. получается степень возбуждения нейрона), что позволяет применить функцию активации для вывода конкретного решения из нейрона [4].

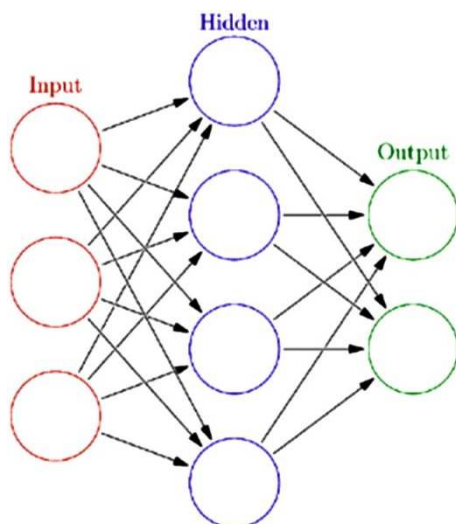


Рисунок 2 – Схема работы искусственной нейронной сети

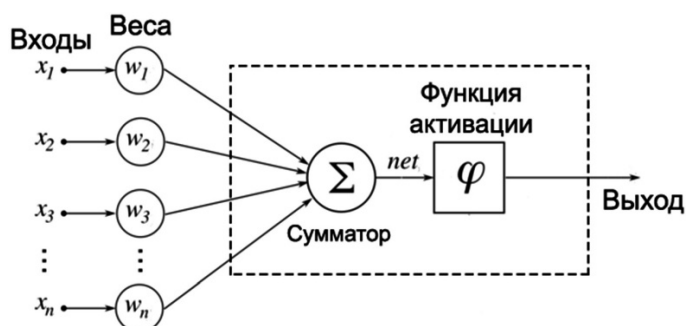


Рисунок 3 – Принципиальная схема искусственного нейрона

К функциям активации относят:

- 1) функцию единичного скачка;
- 2) сигмоидальную функцию;
- 3) гиперболический тангенс.

В работе будет использоваться сигмоидальная функция (рисунок 4), как самая распространенная функция для решения задач, направленных на прогнозирование [5]:

$$out(net) = \frac{1}{1+e^{(-a \cdot net)}}$$

где net – значение, полученное после суммирования входных коэффициентов; e – коэффициент, равный 2,7; a – безразмерный коэффициент, отвечающий за форму сигмоиды.

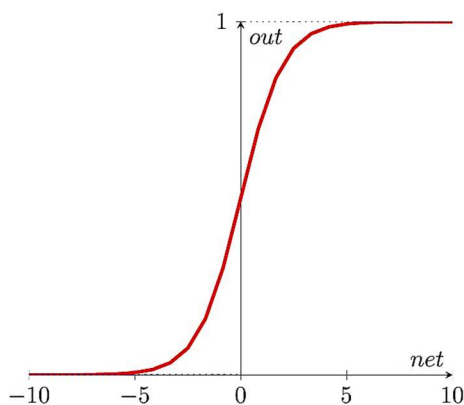


Рисунок 4 – Сигмоидная функция

Использование данной функции обусловлено тем, что ответ на выходе получается неявным, приближая, таким образом, ответ к реальной ситуации принятия решения человеком [6].



На основе теоретических данных и обзора существующих ПО авторами принято решение о необходимости использования открытой облачной платформы Microsoft Azure Machine Learning для анализа уже имеющейся информации, а также обучения системы для дальнейшего прогнозирования. Помимо этого, сервис Microsoft Azure интегрирован с множеством других программных продуктов в одну систему, что позволяет распространить опыт применения нейронных сетей для улучшения крепления на другие области (процессы, месторождения), связанные с бурением скважин.

Перед началом использования математического аппарата нейронных сетей был вручную проведен анализ входных параметров, влияющих на крепь скважин на Пякяхинском месторождении. Предварительный анализ подтвердил необходимость более качественной подготовки ствола скважины перед закачкой тампонажного раствора, что в перспективе будет достигнуто использованием специальной буферной жидкости.

В дальнейшем будет проведена обработка сформированной базы данных с использованием нейронной сети, созданной на платформе Microsoft Azure Machine Learning.

Анализ современной теории применения нейронных сетей для прогнозирования определенной ситуации позволил установить, что сигмоидальная функция является самой подходящей при наличии сложного выбора. Применительно к задаче повышения качества крепления скважины нейросеть первоначально будет «обучаться» на уже законченных скважинах до получения ответов, близких к реальным итогам крепления скважин.

Промежуточным этапом стала работа по созданию нового состава буферной жидкости для более качественной подготовки ствола скважин перед процессом ее цементирования.

Завершающим этапом работы является получение обратной связи сети для изменения входных параметров (техничко-технологические режимы крепления скважины) для комплексной оптимизации процесса заканчивания нефтегазовых скважин.

Литература

1. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / Р.Ф. Галиев, И.П. Рафиков, А.В. Самсыкин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29–33.
2. Data-driven Model for the Identification of the Rock Type at a Drilling Bit / N. Klyuchnikov, A. Zaytsev, A. Gruzdev, G. Ovchinnikov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019.
3. Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models / E. Cayeux, B. Daireaux, E.W. Dvergsnes, F. Florence // SPE-163440-PA. – 2014.
4. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System / T. Chen, C. Guestrin // In Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery and data mining. – ACM, 2016. – P. 785–794.
5. A Phenomenological Model for the Drilling Action of Drag Bits / E. Detournay, P. Defourny // In International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – Elsevier. – 1992. – № 29. – P. 13–23.
6. G.C. Downton. Challenges of Modeling Drilling Systems for the Purposes of Automation and Control // IFAC Proceedings Volumes. – 2012. – № 45 (8). – P. 201–210.
7. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
8. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин / А.А. Мелехин, С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
9. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня / Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, О.А. Ожгибесов, Р.В. Дворецкас // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 23–25.
10. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов / С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков, Н.И. Крысин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
11. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин / А.А. Мелехин, С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
12. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками / Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29–37.
13. Исследование свойств полимерной буферной жидкости для повышения качества крепи скважин / Х Лю., Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 6. – С. 38–41.
14. Разработка седиментационно-устойчивых тампонажных составов для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками / Н.И. Николаев, Е.В. Кожевников, А.С. Силюян, Р.Р. Агишев // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 15–17.
15. Кожевников Е.В. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления скважин и боковых стволов с наклонными и горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 24–31.
16. Тенденции исследования и технические проблемы в тампонажной области / Чи Фензен, Шен Жыцен, Лю Ин // Технология бурения и добычи. – 2004. – № 27 (4). – С. 7–10.



17. Лю Хаоя. Исследование глинистой корки на качество крепления скважин // Экологические проблемы нефтедобычи – 2015 : материалы V Международной конференции с элементами научной школы для молодежи. – Уфа, 2015. – С. 30–31.

18. Исследование влияния глинистой корки на качество сцепления цементного камня с породой / Лю Хаоя, Табатабаи Мореди Сейед Шахаб, Н.И. Николаев // Инженер нефтяник. – 2015. – № 2 – С. 22–25.

References

1. Integrated solution for improving the quality of the wells fixing in the intervals of the terrigenous deposits / P.F. Galiev, I.R. Rafikov, A.V. Samsykin // Oil economy. – 2019. № 9. – P. 29–33.

2. Data-driven Model for the Identification of the Rock Type at a Drilling Bit / N. Klyuchnikov, A. Zaytsev, A. Gruzdev, G. Ovchinnikov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019.

3. Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models / E. Cayeux, B. Daireaux, E.W. Dvergsnes, F. Florence // SPE-163440-PA. – 2014.

4. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System / T. Chen, C. Guestrin // In Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery and data mining. – ACM, 2016. – P. 785–794.

5. A Phenomenological Model for the Drilling Action of Drag Bits / E. Detournay, P. Defourny // In International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – Elsevier. – 1992. – № 29. – P. 13–23.

6. G.C. Downton. Challenges of Modeling Drilling Systems for the Purposes of Automation and Control // IFAC Proceedings Volumes. – 2012. – № 45 (8). – P. 201–210.

7. Chernyshov S.E. Perfection of the additional wells construction technology from the previously drilled wells // Petroleum industry. – 2010. – № 6. – P. 22–24.

8. Expanding plugging compositions for liquidation of an absorption at fastening of the casing strings of the producing wells / A.A. Melekhin, S.E. Chernyshov, M.S. Turbakov // Neftyanoe obrazovanie. – 2012. – № 3. – P. 50–52.

9. Investigation of the plugging solution sedimentation influence on the properties of the obtained cement stone / E.V. Kozhevnikov, N.I. Nikolaev, O.A. Ozhgibesov, R.V. Dvoretzskas // Oil economy. – 2014. – № 6. – P. 23–25.

10. Main directions of effectiveness increase of the side shaft construction / S.E. Chernyshov, M.S. Turbakov, N.I. Krysin // Petroleum economy. – 2011. – № 8. – P. 98–100.

11. Expanding plugging compositions for liquidation of absorption at fixing of the casing strings of the producing wells / A.A. Melekhin, S.E. Chernyshov, M.S. Turbakov // Oil economy. – 2012. – № 3. – P. 50–52.

12. Improvement of quality of the wells fastening with the horizontal sections / N.I. Nikolaev, E.V. Kozhevnikov // Vestnik of Perm National Research Polytechnic University. Oil-gas and mining business. – 2014. – № 11. – P. 29–37.

13. Investigation of the polymer buffer liquid properties for improvement of the well fastening quality / X. Liu.; N.I. Nikolaev, E.V. Kozhevnikov // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 6. – P. 38–41.

14. Development of the sedimentation-resistant plugging compositions for the wells fixing with the inclined and horizontal sections / N.I. Nikolaev, E.V. Kozhevnikov, A.S. Siloyan, R.R. Agishev // Petroleum engineer. – 2015. – № 2. – P. 15–17.

15. Kozhevnikov E.V. Properties research of the plugging solutions for the wells and sidetracks fixing with the inclined and horizontal sections // Vestnik of Perm National Research Polytechnic University. Oil-gas and mining. – 2015. – № 17. – P. 24–31.

16. Trends of research and technical problems in plugging area / Chi Fenzen, Shen Zhitsen, Liu In // Drilling and production technology. – 2004. – № 27 (4). – P. 7–10.

17. Liu Haoya. Study of clay crust on the quality of well fixing // Ecological problems of oil production – 2015 : proceedings of the V International Conference with elements of scientific school for youth. – Ufa, 2015. – P. 30–31.

18. Research of clay crust influence on quality of cement stone adhesion with rock / Liu Khaoya, Tabatabai Moradi Seyed Shahab, N.I. Nikolaev // Petroleum Engineer. – 2015. – № 2 – P. 22–25.



УДК 622.243

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БУРЕНИЯ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ



DRILLING GUIDELINES FOR THE BAZHENOV FORMATION

Шемелина Ольга Николаевнааспирант,
Тюменский индустриальный университет
onshemelina@mail.ru**Shemelina Olga Nikolaevna**Graduate Student,
Tyumen Industrial University
onshemelina@mail.ru

Аннотация. Данная научная работа включает в себя основные положения бурения двух скважин – вертикальной и горизонтальной или двух горизонтальных стволов у одной вертикальной скважины для разработки замкнутых линзовидных нефтяных залежей в отложениях Баженовской свиты.

Ключевые слова: скважина, баженовская свита, горизонтальный ствол, нефть, залежь.

Annotation. This scientific work consists of the main provisions of drilling two wells – vertical and horizontal or two horizontal wells at one vertical well for the development of closed lenticular oil deposits in sediments of Bazhenov formation.

Keywords: well, Bazhenov formation, horizontal borehole, oil, deposit.

Нефтяные залежи в отложениях Баженовской свиты представлены в виде отдельных замкнутых линз с аномально высоким пластовым давлением. Аномально высокое пластовое давление является верным признаком того, что нефтяная залежь замкнута и не имеет связи с законтурной водоносной областью, с её большим упругим запасом жидкости [1]. Возможный порядок разбуривания и разработки нефтяной залежи (предложен В.Д. Лысенко):

1. Сначала бурят вертикальную скважину предположительно в центре залежи.

2. По этой вертикальной скважине отбирают нефть, определяют коэффициент продуктивности по нефти, фиксируют накопленный отбор нефти и снижение пластового давления. По суммарному отбору жидкости и снижению пластового давления определяют упругий запас жидкости, определяют геологические запасы нефти и возможную площадь нефтяной залежи. По нефтяной площади определяют её вероятный средний радиус.

3. После этого из вертикальной скважины бурят второй горизонтальный ствол. Проектная длина горизонтального ствола должна быть больше вероятного среднего радиуса залежи. Горизонтальный ствол бурят с постоянным контролем выбуриваемой породы. Такой контроль в пределах продуктивного пласта был при бурении вертикальной скважины. Горизонтальный ствол бурят до пересечения с границей нефтяной залежи. Если граница нефтяной залежи оказалась слишком близко, то придется бурить второй горизонтальный ствол в противоположную сторону и снова пересекать границу нефтяной залежи. Горизонтальный ствол надо будет обсаживать эксплуатационной колонной с цементированием заколонного пространства, а перфорировать надо начинать с дальнего конца ствола.

4. Вертикальную скважину, как добывающую, надо будет эксплуатировать при забойном давлении на уровне давления насыщения нефти газом. При этом надо будет определять минимальное забойное давление фонтанирования чистой нефтью, и если оно ниже давления насыщения, то искусственно с помощью штуцера повышать устьевое давление так, чтобы забойное давление было на уровне давления насыщения.

Две скважины – вертикальная и горизонтальная или два горизонтальных ствола у одной вертикальной скважины необходимы, чтобы осуществлять поддержание пластового давления путем заводнения; две скважины или два ствола у одной скважины должны быть максимально возможно удалены друг от друга (один из стволов будет нагнетательным, а другой добывающим), чтобы максимально уменьшить геометрическую неравномерность вытеснения нефти водой и тем самым увеличить коэффициент нефтеотдачи [2].

Переход с фонтанной эксплуатации на глубинно-насосную эксплуатацию надо будет осуществлять тогда, когда из-за возросшей обводненности отбираемой нефти забойное давление фонтанирования станет выше давления насыщения, и для его увеличения уже не надо будет применять штуцер. Ради увеличения добычи нефти пластовое давление можно сделать значительно выше гидростатического давления, например, на 50–100 атм [3].

Существенно усложняется конструкция вертикальной скважины с одним или двумя горизонтальными стволами или двух горизонтальных скважин, направленных в целях разведки границ нефтяной залежи в противоположные стороны. Если только будут позволять размеры нефтяной залежи и вблизи от нее будут газовые залежи с природным высоким давлением газа, то можно будет осуществлять



газовое заводнение, что в 1,5–2 раза увеличит извлекаемые запасы нефти [4]. Для осуществления газового заводнения необходим газ газовой залежи и одноступенчатые компрессоры повышенной прочности, способные увеличить давление газа в 3–5 раз [5].

В процессе эксплуатации первой вертикальной скважины по накопленному отбору нефти и снижению пластового давления определяется упругий запас нефти, по упругому запасу нефти определяются геологические запасы нефти, а по геологическим запасам определяется нефтяная площадь. Геологические запасы нефти и нефтяная площадь могут оказаться маленькими, а могут оказаться относительно большими [6]. Если маленькие, то на 2–3 скважины, а если большие, то на 10–20 и более скважин. Если маленькие, то нужны горизонтальные скважины для разведки границ и удаления места закачки от места отбора; если большие и многослойные (расчлененные), то возрастает ценность вертикальных скважин [7].

Для того чтобы увеличить нефтеотдачу, надо учитывать и использовать аномальность пластового давления, учитывать давление насыщения нефти газом и минимальное забойное давление фонтанирования чистой нефтью [8].

Вот некоторые параметры одной нефтяной залежи в отложениях Баженовской свиты: продуктивный пласт похож на трещиноватый сланец с пористостью 8 %, общая толщина 30–40 м, эффективная толщина 7–10 м, начальное пластовое давление 395 атм, гидростатическое давление при глубине залегания 2750 м равно 275 атм, аномальность 120 атм, давление насыщения нефти газом 150 атм, минимальное забойное давление фонтанирования скважины чистой нефтью 70 атм, следовательно, возможно самопроизвольное снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения и значительное снижение их коэффициента продуктивности по нефти, чего нельзя допускать; вязкость нефти в пластовых условиях 0,7 мПа·с, газосодержание нефти 170 м³/м³.

У другой нефтяной залежи в отложениях БС начальное пластовое давление 331 атм, а начальная нефтенасыщенность равна 0,9 вместо обычной 0,5 в других нефтяных пластах. При этом ни в коем случае нельзя допустить катастрофического снижения пластового давления, т.е. необходимо осуществить поддержание пластового давления; ни в коем случае нельзя допустить самопроизвольного снижения забойного давления добывающих скважин и катастрофического снижения их продуктивности по нефти [9].

Выводы

Для разработки замкнутых линзовидных нефтяных залежей в отложениях Баженовской свиты предложен новый вариант адаптивной системы разработки, обязательно совмещающий промышленную добычу нефти с разведкой и доразведкой геологического строения, продуктивности и геологических запасов нефти.

Литература

1. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С. Афанасьев [и др.] // Российские нефтегазовые технологии. – 2011. – № 25. – С. 24–35.
2. Белозеров В.Б. Трещиноватость баженовской свиты юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и проблемы разработки сланцевых толщ / В.Б. Белозеров, Л.А. Краснощеква, В.П. Меркулов // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 1. – С. 108–117.
3. Ильюша А.В. Инновационные технологии освоения запасов высоковязкой нефти / А.В. Ильюша, Д.А. Панков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 6. – С. 26–32.
4. Овчинников В.П. Крепления глубоких скважин / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, О.В. Рожкова // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2016. – № 3. – С. 46–49.
5. Павельева О.Н. Изменение фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О.Н. Павельева, Ю.Н. Павельева, В.П. Овчинников // LAP LAMBERT Academic Publishing. – Saarbrücken, Germany. – 415 p. – ISBN 978-620-0-27931-6.
6. Процессы изменения фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа при сооружении и эксплуатации скважин : учебник / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 331 с.
7. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты / В.П. Сонич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 36–68.
8. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты / В.П. Сонич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9.
9. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности Баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100–104.
10. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения / В.П. Степанов [и др.] // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 211–218.

References

1. Bazhenovs entourage. General review, the unsolved problems / I.S. Afanasiev [et al.] // Russian oil and gas technologies. – 2011. – № 25. – P. 24–35.



2. Belozеров V.B. Cracks in the Bazhenov Formation in the South-Eastern Part of West Siberian Plate and Problems of Shale Thicknesses Development / V.B. Belozеров, L.A. Krasnoschekova, V.P. Merkulov // *Geology and Geophysics*. – 2018. – Vol. 59. – № 1. – P. 108–117.
3. Ilyusha, A.V. Innovative technologies of the high-viscosity oil reserves development / A.V. Ilyusha, D.A. Pankov // *Business journal Neftegaz.RU*. – 2017. – № 6. – P. 26–32.
4. Ovchinnikov V.P. Mounting of the deep wells / V.P. Ovchinnikov, N.A. Aksenova, O.V. Rozhkova // *Business journal Neftegaz.RU*. – 2016. – № 3. – P. 46–49.
5. Pavelieva O.N. Variation of the filtration properties in the reservoir rocks at drilling / O.N. Pavelieva, Yu. – Saarbrücken, Germany // LAP LAMBERT Academic Publishing. – 415 p. – ISBN 978-620-0-27931-6.
6. Processes of oil and gas reservoir filtration properties change at well construction and operation : a textbook / V.P. Ovchinnikov [et al.]. – Tyumen : TIU, 2019. – 331 с.
7. Problems and prospects of development of Bazhenov formation / V.P. Sonich [et al.] // *Oil economy*. – 2001. – № 9. – P. 36–68.
8. Problems and prospects of development of Bazhenov formation / V.P. Sonich [et al.] // *Oil economy*. – 2001. – № 9.
9. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Some aspects of geological structure and prospects of oil bearing capacity of Bazhenov formation in the west of Shirotniy Priobye // *Oil economy*. – 2007. – № 8. – P. 100–104.
10. Basic results and prospects of development of the Bazhenov formation in Salym field / V.P. Stepanov [et al.] // *Geophysics*. – 2007. – № 4. – P. 211–218.



УДК 622.248 (031)

О ПРИЧИНАХ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В ЖЕЛОБАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА СКВАЖИНАХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ



ABOUT THE REASONS FOR THE SEIZURE OF DRILLING TOOLS IN THE TRENCHES DRILLED IN THE WELLS OF THE CASPIAN SEA

Ширели Искендер Ягуб оглы

доктор технических наук,
профессор кафедры
«Нефтегазовая инженерия»,
Азербайджанской государственной
университета нефти и промышленности,
Азербайджан
isgandar.shirali@socar.az

Shireli Iskender Yagub oglu

Doctor of technical sciences,
Professor of the department
«Oil and gas engineering»,
Azerbaijan State University of Oil
and Industries, Azerbaijan
isgandar.shirali@socar.az

Аннотация. В данной статье изложены что, стволы скважин вследствие пространственного искривления имеют вогнутые, выпуклые и наклонные участки, обуславливающие возможность образования желобообразных выработок, которые в последующем способствуют прихватам. Предупреждение или уменьшение количества прихватов бурильного инструмента из-за указанных причин имеют большое практическое значение. Известно, что, основным фактором, способствующим образованию желобов, является прижимающая сила бурильного инструмента, определим его значение на выпуклом и вогнутом участках ствола скважины при одинаковых значениях растягивающей нагрузки. Следовательно, нормальная составляющая веса участка труб на выпуклом интервале будет увеличивать прижимающую силу, а на вогнутом – уменьшать ее, т.е. как бы отрывать трубы от верхней стенки ствола скважины.

Ключевые слова: стволы скважины, прихват, прижимающая сила, бурильные трубы, турбобур, долото, желобообразный, перепада давления.

Annotation. In this article, it is stated that, due to spatial curvature, wellbores have concave, convex and inclined sections, which make it possible to form gutter-like workings, which subsequently contribute to tacking. The prevention or reduction of the number of seizures of the drilling tool due to these reasons are of great practical importance. It is known that the main factor contributing to the formation of gutters is the clamping force of the drilling tool, we determine its value on the convex and concave sections of the wellbore at the same tensile load. Consequently, the normal component of the weight of the pipe section on the convex interval will increase the pressing force, and on the concave – decrease it, i.e. as if to tear off pipes from the upper wall of the wellbore.

Keywords: boreholes, tack, pressing force, drill pipes, turbodrill, chisel, trough, differential pressure.

С стволы скважин вследствие пространственного искривления имеют вогнутые, выпуклые и наклонные участки, обуславливающие возможность образования желобообразных выработок, которые в последующем способствуют прихватам. Предупреждение или уменьшение количества прихватов бурильного инструмента из-за указанных причин имеют большое практическое значение.

Рассматривая бурильную колонну как подвешенную гибкую тяжелую нить, можно утверждать, что при наличии растягивающей нагрузки бурильные трубы на выпуклом участке ствола будут прилегать к нижней стенке скважины, а на вогнутом участке – к верхней (см. рис. 1 а).

В качестве примера, подтверждающего указанное, можно привести данные по скв. «Гюнашли», где бурение под спуск 273 мм промежуточной колонны в интервале 1172–2827 м на участках 1200–1300 м и 1600–1700 м, первый из которых выпуклый, а второй – вогнутый, велось долотом диаметром 346 мм, над долотом были установлены 203 мм УБТ длиной 01 м; 178 мм – 9 м и 140 мм бурильные трубы.

При прохождении УБТ на участке первого интервала в процессе подъема бурильного инструмента наблюдались затяжки и прихваты, при прохождении второго участка осложнений не наблюдалось.

Исходя из условия, что основным фактором, способствующим образованию желобов, является прижимающая сила бурильного инструмента, определим его значение на выпуклом и вогнутом участках ствола скважины при одинаковых значениях растягивающей нагрузки. Для этого рассмотрим участок длиной dl с приложением к ней действующий усилий (рис. 1 б, в).

Значения прижимающей силы бурильного инструмента к стенке ствола скважины для рассматриваемых вариантов согласно [1] будут:

$$dF = dN + dQ';$$

$$dF = dN - dQ'.$$



где $dN = Pd\delta$ – нормальная составляющая осевой силы в кгс; $dQ' = qdl\sin\alpha$ – нормальная веса элементарного участка труб в кгс (P – сила, приложенная к выделенному элементу по направлению оси труб, в кгс; α – угол наклона ствола; δ – угол перегиба ствола; q – вес 1 м труб с учетом потери веса в жидкости в кгс).

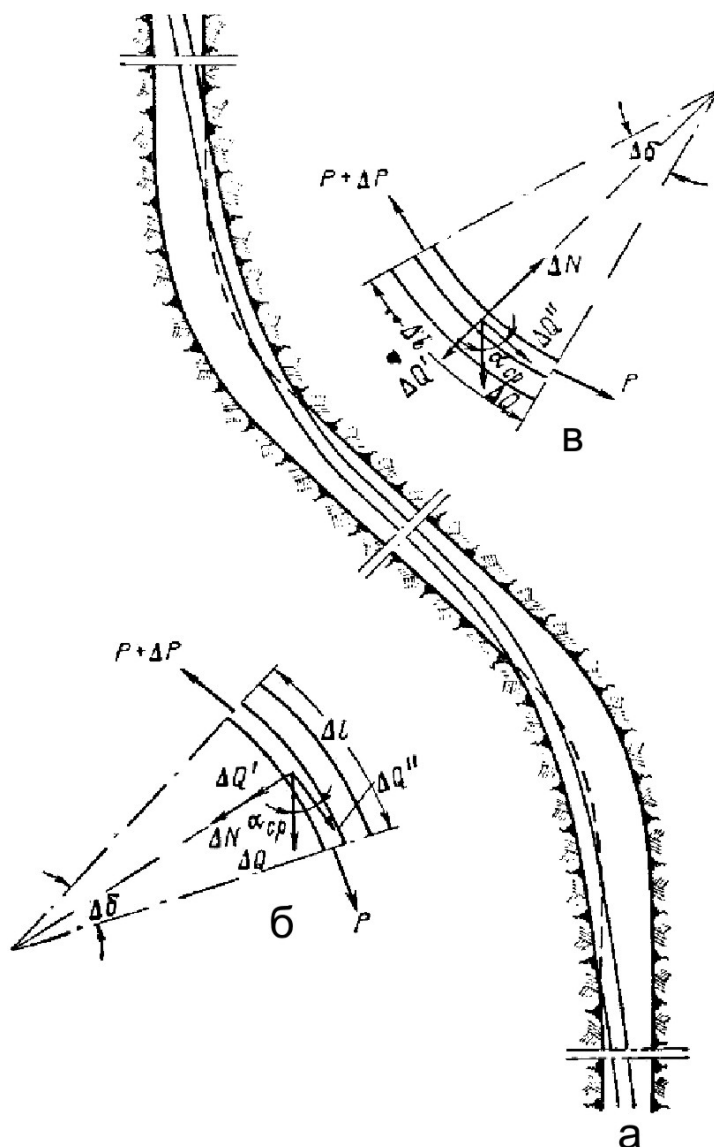


Рисунок 1 – Возможные положения буровой колонны в искривленных участках ствола:

а – образование желобообразных выработок, б и в – схемы определения прижимающих усилий соответственно на выпуклом и вогнутом участках ствола, dl – длина элементарного участка ствола, Δ – угол перегиба, α_{cp} – средний угол наклона участка, ΔQ – вес элементарного участка труб, $\Delta Q'$, $\Delta Q''$ – составляющие веса элементарного участка труб, ΔN – нормальная составляющая осевой силы, P – сила, приложенная по направлению оси труб

Очевидно, что прижимающая сила F бурового инструмента к стенке ствола скважины на выпуклом участке ствола равна сумме нормальных составляющих осевой силы и веса элементарного участка труб. На вогнутом участке – разности этих сил.

Следовательно, нормальная составляющая веса участка труб на выпуклом интервале будет увеличивать прижимающую силу, а на вогнутом – уменьшать ее, т.е. как бы отрывать трубы от верхней стенки ствола скважины.

Из данных, приведенных в таблице 1, видно, что суммарные прижимающие силы в интервале 1200–1300 м достигают почти до 1 тс (988 кгс). В то же время в интервале 1600–1700 м, когда УБТ находится против этого интервала, их значения отрицательны. Последнее свидетельствует о том, что УБТ отошли от верхней стенки ствола скважины к нижней (в нашем случае они вышли из желобообразной выработки в основной ствол), до подъема их в указанный интервал.



Таблица 1

Глубина, м	Длина участка, м	α	$\alpha_{ср}$	Форма участка	$\Delta\phi$	$\sin \alpha_{ср}$	δ , рад
1200	20	8	7030'	Выпуклая	160	0,1305	0,0407
1220	20	7	6035'	–	120	0,1146	0,0279
1240	20	6010'	5040'	–	100	0,0987	0,0245
1260	20	5010'	4005'	–	80	0,0712	0,0390
1280	20	30	2040'	–	60	0,0465	0,0175
1300		2020'					
1600	20	5030'	60	Вогнутая	20	0,1045	0,0181
1620	20	6030'	6035'	–	30	0,1146	0,0069
1640	20	6040'	6050'	–	50	0,1190	0,0119
1660	20	70	7025'	–	10	0,1291	0,0148
1680	20	7050'	7055'	–	30	0,1377	0,0105
1700		80					
Глубина, м	q, кгс	P, кгс	N, кгс	Q', кгс	F, кгс	примечания	
1200	148	14800	602	386	988	Затяжки и прихваты инструмента	
1220	148	11840	94	339	433		
1240	148	8 880	218	292	510		
1260	148	5 920	231	211	442	Нормально	
1280	148	2 960	52	138	190		
1300							
1600							
1620	148	14800	268	–309	–41		
1640	148	11840	81	–339	–258		
1660	148	8 880	106	–352	–246		
1680	148	5 920	88	–382	–294		
1700	148	2 960	31	–408	–377		

Указанные действия сил совместно с интенсивным осаждением частиц выбуренной породы могут дать совершенно точное объяснение причин появления затяжек и прихватов бурильного инструмента на желобообразных выработках выпуклого интервала после относительно небольшого углубления ствола скважины по сравнению с вогнутым.

Поэтомк при бурении глубоких скважин, когда необходимо, принудительное, резкое снижение кривизны ствола скважины, необходимо сделать перед спуском очередной промежуточной колонны с последующим перекрытием этого интервала трубами увеличенной толщины стенок.

Известно, что в желобообразных выработках в основном оказываются прихваченными элементы низа бурильного инструмента: УБТ, турбобур, долото.

Некоторые исследователи [2] прихваты бурильного инструмента в желобе объясняют действием перепада давления.

На возможность интенсивного осаждения частиц выбуренной породы на нижнюю стенку наклонного ствола (на желобах выпуклого участка) указано в [4].

В работе [5] отмечено, что прихват бурильного инструмента в желобах значительно возрастает даже при наличии в скважине бурового раствора удовлетворительного качества. Данное утверждение они объясняют тем, что раствор циркулирует лишь в пределах основного ствола, тогда как в желобе, как правило, образуется застойная зона с усиленным коркообразованием.

Однако в [6] отмечено, что при повороте потока бурового раствора максимальные скорости смещаются к внутренней стенке.

Исходя из этого можно предположить, что повышенная (за счет поворота потока) скорость бурового раствора вместе с механическим воздействием колонны бурильных труб (при ее вращении) создает благоприятные условия для циркуляции раствора в желобных выработках.

Некоторые авторы [5] рекомендуют отворот рабочей трубы производить вручную, чтобы предотвратить попадание инструмента в желоб.



Однако указанная предосторожность не обоснована, так как часть бурильных труб под действием прижимающих сил всегда находится в желобах. Поэтому причину прихвата в этих случаях следует рассматривать исходя из конкретных условий: присасывание, заклинивание в результате осаждения выбуренных частиц и т.д.

В работе [7] отмечается, что при наличии плотного контакта инструмента со стенками ствола скважины или больших значений прижимающих сил последний может быть прихвачен против любой, даже непроницаемой породы под действием гидростатического давления.

В работе [3], который отмечал, что глинистые породы большой мощности, не набухающие и не подверженные обвалам, безопасны в отношении прихвата даже при наличии желобов. Трубы, оставленные на долгое время (несколько недель) против этих пород при закрытом превенторе, не были прихвачены.

Экспериментальными исследованиями также доказано, что гидростатическое давление не может вызвать прихвата колонны труб, находящихся против непроницаемых пород.

Таким образом, существуют различные взгляды на природу прихвата бурильного инструмента в желобе, которые свидетельствуют о недостаточной полноте изучения этого вопроса. Поэтому однозначного ответа без всестороннего анализа промысловых материалов и особенно без широкого проведения экспериментальных исследований быть не может.

Тем не менее, учитывая то обстоятельство, что ствол скважины нередко имеет вогнутые, выпуклые и наклонные участки, часто в различных плоскостях, наиболее опасными, с точки зрения прихвата инструмента в желобах, являются выпуклые участки.

На основе изложенного можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Различные взгляды на природу прихватов бурильного инструмента в желобах свидетельствуют о недостаточной изученности этого вопроса.
2. Наиболее опасными, с точки зрения прихватов в процессе подъема бурильного инструмента, являются выпуклые участки ствола.
3. На основе анализа производственного материала установлено, что нормальная составляющая низа бурильного инструмента оказывает решающее влияние на его прихват в желобных выработках.
4. Если необходимо принудительно снизить кривизну ствола скважины, желательно это сделать перед спуском очередной промежуточной колонны с последующим перекрытием этого интервала трубами с увеличенной толщиной стенок.

Литература

1. Александров Б.Л. Анамально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. – М. : Недра, 1987.
2. Линевский А.А. Вопросы прихватов труб при проводке скважин // АНХ. – 1960. – № 8.
3. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – М. : Недра, 1985.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М. : Недра, 1986.
5. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М. : Недра, 1984.
6. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.А. Предупреждение и ликвидация прихватов при бурении скважин. – М. : Недра, 1979.
7. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М. : Недра, 1991.

References

1. Alexandrov B.L. Anamalously high reservoir pressures in oil and gas bearing basins. – M. : Nedra, 1987.
2. Linevskiy A.A. Problems of pipe clamping at conducting of wells // ANKh. – 1960. – № 8.
3. Bulatov A.I. Handbook of a drilling engineer. In 2 volumes. – M. : Nedra, 1985.
4. Mirzajanzade A.H., Shirinzade S.A. Increase of efficiency and quality of deep wells drilling. – M. : Nedra, 1986.
5. Samotoy A.K. Prevention and elimination of complications in drilling. – M. : Nedra, 1984.
6. Sherstnev N.M., Rasizade Ya.M., Shirinzade S.A. Warning and elimination of tackles during drilling. – M. : Nedra, 1979.
7. Yasov V.G., Myslyuk M.A. Complications in Drilling. – M. : Nedra, 1991.



УДК 621.22

ОЦЕНКА УВЕЛИЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАПУСКЕ БУРОВЫХ НАСОСОВ



BOTTOM HOLE PRESSURE GROWTH ESTIMATION DURING DRILLING PUMP START

Андрианов Николай Игоревич

кандидат технических наук, доцент,
доцент Института нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
nick_andrianov@hotmail.com

Andrianov Nikolay Igorevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor, Associate
Professor of Oil and gas institute,
North-Caucasus federal university
nick_andrianov@hotmail.com

Аннотация. Предложены зависимости для оценки градиентов гидродинамических давлений, возникающих при восстановлении циркуляции тиксотропного бурового раствора. Численным экспериментом продемонстрировано влияние основных значащих факторов на величину градиента гидродинамического давления.

Annotation. Given formulas for hydrodynamic pressure gradient estimation during tixotropic drilling mud circulation start. Numerical experiment indicates the influence of general factors on hydrodynamic pressure gradient value.

Ключевые слова: буровая гидравлика, гидродинамическое давление на забой, восстановление циркуляции бурового раствора.

Keywords: drilling hydraulic, hydrodynamic bottom hole pressure, drilling mud circulation start.

Решим задачу определения величины импульса давления на забое скважины при восстановлении циркуляции тиксотропного бурового раствора. Задача является составной частью расчета «пускового давления» на буровом насосе [1] (расчетная схема представлена на рис. 1).

Кольцевое пространство образовано стенкой скважины и наружными стенками труб бурильной колонны, которая состоит из секций труб двух наружных диаметров d_1 и d_2 . Длина секций соответственно l_1 и l_2 . Диаметр скважины D . Длина колонны L_k . Считаем, что плотность ρ и статическое напряжение сдвига θ бурового раствора постоянны для внутритрубного и кольцевого пространств.

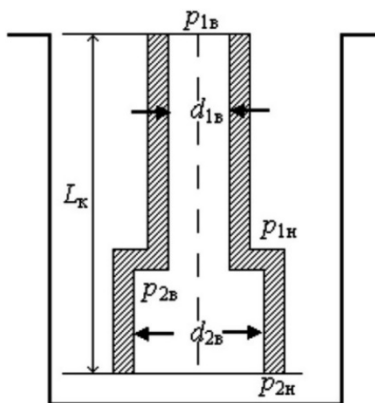


Рисунок 1 – Расчетная схема для двухсекционной колонны бурильных труб [1]

Условие предельного равновесия бурового раствора в кольцевом пространстве выражается формулой:

$$p_3 - (p_{1н} + p_{2н}) = 0, \tag{1}$$

где p_3 – забойное давление, необходимое для сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве; $p_{1н}$ и $p_{2н}$ – давления, необходимые для преодоления сил, вызванных статическим напряжением сдвига в кольцевом пространстве.

Определим давления $p_{1н}$ и $p_{2н}$.

Для первого интервала кольцевого пространства (первой секции):

$$p_{1н} = \frac{4(\pi D + \pi d_1)\theta l_1}{\pi(D^2 - d_1^2)} = \frac{4\theta l_1}{D - d_1}. \tag{2}$$



Для второго интервала кольцевого пространства (второй секции):

$$p_{2н} = \frac{4(\pi D + \pi d_2)\theta_{1_2}}{\pi(D^2 - d_2^2)} = \frac{4\theta_{1_2}}{D - d_2} \quad (3)$$

После подстановки в формулу (1) имеем

$$p_3 = 4\theta \left(\frac{I_1}{D - d_1} + \frac{I_2}{D - d_2} \right) \quad (4)$$

При n-ом числе интервалов кольцевого пространства (секций) формула (4) принимает вид:

$$p_3 = 4\theta \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{D - d_i} \quad (5)$$

В тиксотропных буровых растворах, оставленных в состоянии покоя, происходит упрочнение структуры, характеризуемое ростом статического напряжения сдвига. Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения величины статического напряжения сдвига делаются через 1 мин (θ_1) и через 10 мин (θ_{10}) покоя. Степень нарастания структуры оценивается коэффициентом тиксотропии ($K_T = 1 \div 2$) [2]:

$$K_T = \frac{\theta_{10}}{\theta_1} \quad (6)$$

Требуемая величина статического напряжения сдвига через 1 мин может быть рассчитана по формуле (7, [2]):

$$\theta_1 = 5 \left[2 - \exp(-110d_c) \right] d_c (\rho_n - \rho) \quad (7)$$

где d_c – диаметр шламовой частицы, удерживаемой покоящимся буровым раствором; ρ_n – плотность горной породы.

В первом приближении рассмотрим случай одноразмерной бурильной колонны.

Согласно «Инструкции по расчету бурильных колонн» [3] при диаметре обсадной колонны $D_{ок} \leq 300$ мм наружный диаметр бурильных труб должен составлять:

$$0,46D_{ок} \leq d \leq 0,67D_{ок} - 15,0 \quad (8)$$

Здесь размерности d и $D_{ок}$ в мм.

Считая, что диаметр ствола скважины D равен диаметру обсадной колонны $D_{ок}$, спущенной в нее, имеем следующий диапазон разностей ($D - d$):

$$D - d = D - 0,46D = 0,54D \quad (9)$$

$$D - d = D - 0,67D + 15,0 = 0,33D + 15,0 \quad (10)$$

В формулах (9) и (10) размерность D в мм.

Плотность бурового раствора определяется согласно «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]:

$$\rho = \frac{K P_{пл}}{gL} \quad (11)$$

где K – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым давлением; $P_{пл}$ – пластовое давление на глубине L ; g – ускорение свободного падения; L – глубина.

Пластовое давление было рассчитано с использованием величины коэффициента аномальности пластового давления K_a :

$$P_{пл} = K_a \rho_v g L \quad (12)$$

где ρ_v – плотность воды.

Подстановка выражений (6), (7) и (9)–(12) в формулу (5) для случая $n = 1$ дает следующее итоговое выражение для расчета забойного давления, способного вызвать сдвиг бурового раствора в кольцевом пространстве:

$$P_3 = \frac{2 \cdot 10^4 d_c K_T [2 - \exp(-110d_c)] (\rho_n - K K_a \rho_v) L}{[(0,33D + 15,0) \div 0,54D]} \quad (13)$$



или в форме градиента давления:

$$\frac{P_3}{L} = \frac{2 \cdot 10^4 d_c K_T [2 - \exp(-110d_c)] (\rho_n - K K_a \rho_v)}{[(0,33D + 15,0) \div 0,54D]} \tag{14}$$

В формулах (13) и (14) размерность D в мм.

Следует отметить, что формула (14) имеет физический смысл при выполнении условия:

$$\rho_n - K K_a \rho_v > 0 \tag{15}$$

или

$$K_a > \frac{\rho_n}{K \rho_v} \tag{16}$$

Проиллюстрируем полученное выражение (14) расчетами для следующих условий: $\rho_n = 2300 \text{ кг/м}^3$; $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$; $K = 1,05$; $D = 168 \text{ мм}$; $d_c = 0,001 \text{ м}, 0,002 \text{ м}, 0,003 \text{ м}, 0,005 \text{ м}, 0,010 \text{ м}$; $K_T = 2$; $K_a = 1,0 \div 2,1$. Так как значения, определенные по выражениям (9) и (10) составляют диапазон 70÷90 мм, принимаем среднюю величину для подстановки в знаменатель формулы (14), равную 80 мм. Результаты расчетов отражены на рисунке 2.

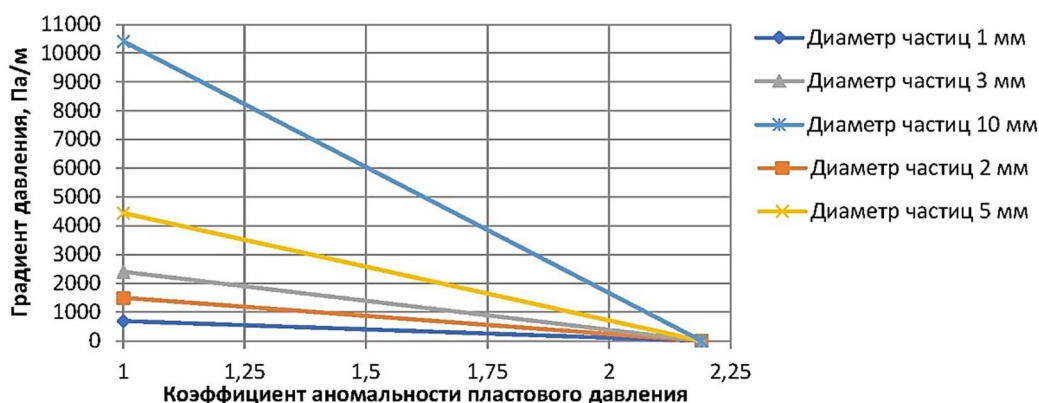


Рисунок 2 – Зависимость градиента давления, необходимого для сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, от диаметра взвешенных шламовых частиц

Как видно из рисунка 2 градиент давления, необходимый для сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, при прочих равных условиях увеличивается с диаметром шламовых частиц. Эта закономерность связана с увеличением статического напряжения сдвига, необходимого для удержания частиц во взвешенном состоянии.

Также прослеживается тенденция уменьшения градиента давления с ростом коэффициента аномальности пластового давления. Эта закономерность объясняется увеличением Архимедовой силы, действующей на взвешенную шламовую частицу с увеличением плотности бурового раствора, вызванной необходимостью уравновешивания возрастающего пластового давления.

Проведем аналогичные расчеты по полученному выражению (2.14) для следующих условий: $\rho_n = 2300 \text{ кг/м}^3$; $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$; $K = 1,05$; $D = 168 \text{ мм}$; $d_c = 0,003 \text{ мм}$; $K_T = 2$; $K_a = 1,0 \div 2,1$. Разность диаметров скважины и бурильных труб принимаем равными 70 мм, 80 мм, 90 мм для подстановки в знаменатель формулы (14). Результаты расчетов отражены на рисунке 3.

Снижение градиента давления с увеличением зазора между стенкой скважины и бурильной колонной закономерно связано с уменьшением разности площадей цилиндрических поверхностей, вдоль которых будет происходить сдвиг бурового раствора. Следовательно, уменьшится и необходимое усилие сдвига, оцениваемое через давление.

Проведем аналогичные расчеты по полученному выражению (14) для следующих условий: $\rho_n = 2300 \text{ кг/м}^3$; $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$; $K = 1,05$; $D = 168 \text{ мм}$; $d_c = 0,003 \text{ мм}$; $K_T = 1, 1,5 2$; $K_a = 1,0 \div 2,1$. Разность диаметров скважины и бурильных труб принимаем равным 80 мм для подстановки в знаменатель формулы (14). Результаты расчетов отражены на рисунке 4.

Полученный график отражает закономерное увеличение градиента давления с ростом коэффициента тиксотропии, то есть увеличением величины статического напряжения сдвига, измеренного через 10 мин покоя раствора.

Полученные зависимости могут быть использованы при проектировании конструкции скважины, составлении гидравлической программы промывки и в других проектных и инженерных расчетах.

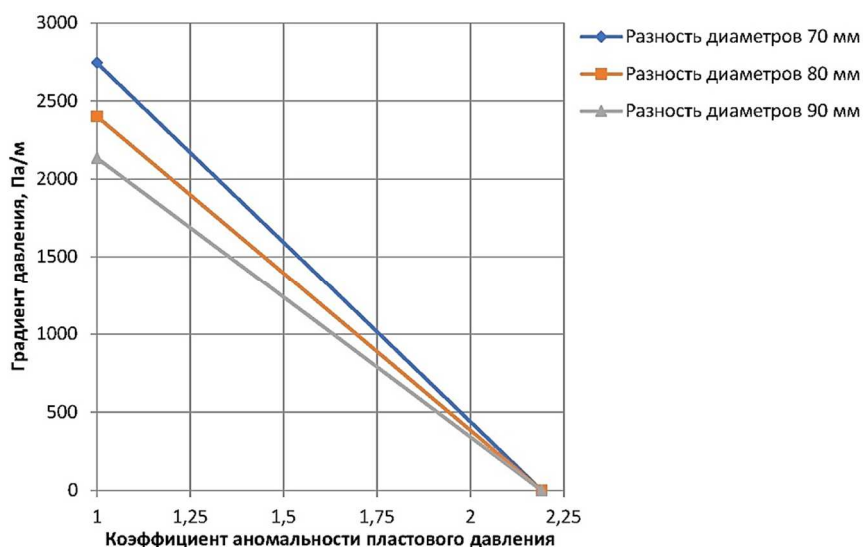


Рисунок 3 – Зависимость градиента давления, необходимого для сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, от разности диаметров скважины и бурительных труб

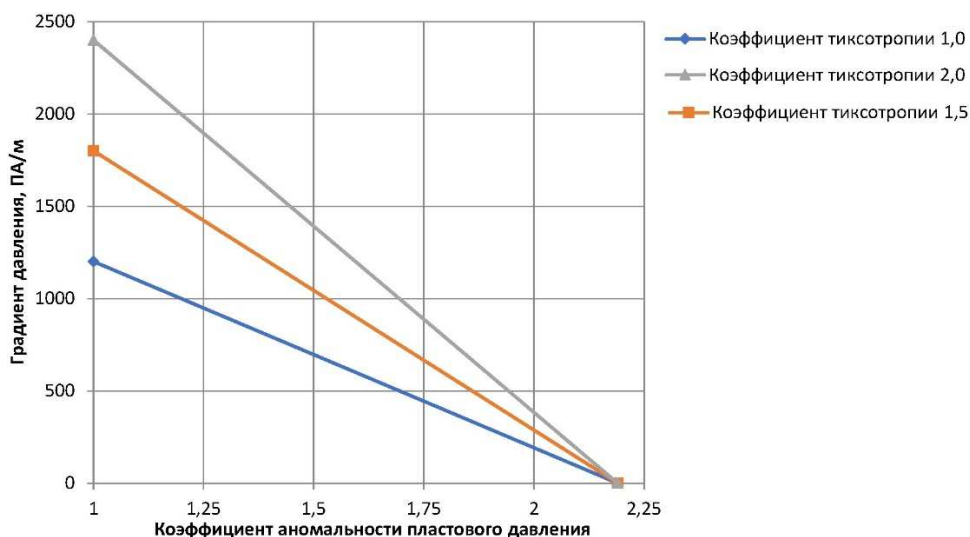


Рисунок 4 – Зависимость градиента давления, необходимого для сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, от коэффициента тиксотропии бурового раствора

Литература

1. Бабаян Э.В. Буровая гидравлика : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 156 с.
2. Булатов А.И. Решение практических задач при бурении и освоении скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2006. – 502 с.
3. Даниленко О.В. Инструкция по расчету бурительных колонн для нефтяных и газовых скважин : Руководящий документ / О.В. Даниленко, К.Н. Джафаров, В.Г. Колесников. – М. : 1997. – 156 с.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101). – М. : НТЦ «Промышленная безопасность», 2013. – 312 с.

References

1. Babayan E.V. Drilling hydraulics: a training manual. – M. : Infra-Engineering, 2018. – 156 p.
2. Bulatov A.I. The solution of practical problems at drilling and development of wells. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2006. – 502 p.
3. Danilenko O.V. Instruction for calculation of drilling strings for oil and gas wells : Guidance Document / O.V. Danilenko, K.N. Dzhaifarov, V.G. Kolesnikov. – M. : 1997. – 156 p.
4. Safety rules in the oil and gas industry : Federal norms and regulations in the field of industrial safety (approved by Order of the Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision from 12.03.2013 № 101). – M. : Scientific and technical center «Industrial safety», 2013. – 312 p.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)**

ТОМ 3:

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

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 01.04.2020
Подписано в печать 05.04.2020.
Формат 60 x 84^{1/8}. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 20,3
Изд. № 1095. Тираж 500 экз. Заказ № 2159

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350010, г. Краснодар,
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com