

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)



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

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)



*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 Leaders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich

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

МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН), эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ).

MUKHAMETSHIN Rustam Zakievich

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

СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН

(2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

SIMONYANTS Sergey Liparitovich

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

TRETIK Alexander Yakovlevich

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

ХИЖНЯК Григорий Петрович

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

HIZHNYAK Grigory Petrovich

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

ЯРЕМИЙЧУК Роман Семёнович

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

YAREMIYCHUK Roman Semyonovich

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

Доктор Джошуа Лелези Конне

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

Dr. Joshua Lelesi Konne

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

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

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

ISSN 2587-8913

**Том 3:
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Сборник статей

Краснодар
2018

УДК 622.1+622.24
ББК 33.1+33.131
Б90

Б90 Булатовские чтения : материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) : в 7 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2018. – 344 с.

Сборник содержит материалы II Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2018 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+33.131
УДК 622.1+622.24

© Коллектив авторов, 2018
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2018

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)**

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

ISSN 2587-8913

**Volume 3:
DRILLING OF OIL AND GAS WELLS**

Conference bulletin

Krasnodar
2018

UDC 622.1+622.24
BBC 33.1+33.131
Б90

Б90 Readings of A.I. Bulatov : Materials of II International scientific and practical conference (On March 31, 2018) : 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. – 2018. – 344 p.

The Conference bulletin contains materials of the II International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2018 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 7 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+33.131
UDC 622.1+622.24



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

Агзамов Ф.А., Садртдинов Р.Р. Отмывающая способность буферной жидкости с добавками поверхностно-активных веществ 23 Agzamov F.A., Sadrtidinov R.R. Washing ability of the buffer liquid with additives of powers-active substances	23
Ахмадеев Ф.И., Сафронов С.И., Иванова Т.Н. Автоматизированные системы обучения как альтернатива традиционному обучению 28 Ahmadeev F.I., Safronov S.I., Ivanova T.N. Automated educational systems as an alternative to conventional education	28
Баёв М.А. Исследование свойств облегченных тампонажных растворов с добавлением алюмосиликатных полых микросфер 32 Baev M.A. Research of the properties of lightweight cement slurry with the addition of hollow aluminosilicate microspheres	32
Башкуров А.Ю., Обьедков А.С. Эффективность применения Роторной Управляемой Системы, Dart и RSM675. Техничко-экономический расчет системы Dart для скважины глубиной 2985 м 35 Bashkurov A.Y., Obedkov A.S. The efficacy of Rotary Managed System, Dart and RSM675. Technical and economic calculation system Dart to a well depth of 2985 m	35
Башкуров А.Ю., Обьедков А.С. Строительство нефтескважины с горизонтальным окончанием с использованием системы вертикального бурения с долотом Викинг на Южно-Тарасовском месторождении 40 Bashkurov A.Y., Obedkov A.S. The construction of oil wells with horizontal completion system using a vertical drilling with a chisel Viking of the South Tarasovskoye field	40
Белей И.И. Способы компенсации контракции при твердении портландцементных растворов 43 Beley I.I. Methods of contraction compensation while portland cement hardening	43
Белоконь Д.В., Усов С.В. Исследование причин межколонных проявлений в нефтегазовых скважинах 50 Belokon D.V., Usov S.V. Researching on the reasons of cross-column shows in oil and gas wells	50
Букин С.Л., Маслов С.Г. Перспективное вибросито с бигармоническим режимом работы для очистки и регенерации буровых растворов 56 Bukin S.L., Maslov S.G. Prospective vibrating sieve with biharmonic mode of operation for cleaning and regeneration drilling fluids	56
Габдрахманов Р.Р., Кузьмин В.Н., Антропов В.А. Опыт применения цементировочных установок для изоляции зон поглощения 62 Gabdrahmanov R.R., Kuzmin V.N., Antropov V.A. Experience of application of cementing units for isolation of thief zones	62
Галеев С.Р., Линд Ю.Б., Хашпер А.Л., Хашпер Б.Л., Габбасов Б.М., Шлычков К.Е. Прогнозирование параметров бурения для оптимизации проектирования строительства скважин ... 66 Galeyev S.R., Lind Y.B., Hashper A.L., Hashper B.L., Gabbasov B.M., Shlychkov K.E. Drilling parameters prediction for optimization of well construction planning	66



Галикеев И.А., Иванова Т.Н., Рябов П.П. Анализ забойного телеметрического оборудования на современном этапе развития бурения скважин	72
Galikeev I.A., Ivanova T.N., Ryabov P.P. Analysis of telemetry equipment at the current stage of well drilling development	
Гасанов Р.А., Керимова И.М. Азербайджанская государственная нефтяная академия. Методика расчета стоек станков-качалок	76
Gasanov R.A., Kerimov I.M. Azerbaijani State Oil Academy. Method of calculation of racks of pumping units	
Гулгезли А.С., Алиев К.Н. Определение начальных напряжений в линейно-упругих горных породах	80
Gulgezli A.S., Aliyev K.N. Determination of initial tension in linearly-elastic rocks	
Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов	84
Demihov V.I. Some method of determining electrical resistivity of drilling fluids	
Демихов О.В. Модернизация консистометра ZM 1003 М для определения времени загустевания тампонажных растворов при высоких температурах и давлениях	86
Demihov O.V. Modernization consistometer ZM 1003M of determining time required for cementing slurries thickening at high temperatures and pressure	
Деркач Н.Д., Пестренин В.М., Пестренина И.В. Электробур нового поколения	89
Derkach N.D., Pestrenin V.M., Pestrenina I.V. Electric drill of new generation	
Доброчасов А.И. Способы снижения износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем	99
Dobrochasov A.I. Methods of reducing wear of drill pipes in wells with a complex profile	
Егорова Е.В., Выборнова Т.С. Анализ опыта разработки жидкостей для глушения и промывки скважин при проведении ремонтно-восстановительных работ	109
Yegorova E.V., Vybornova T.S. Analysis of experience of liquids development for mitigation and flushing of wells when conducting repair and renewal works	
Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Оценка применяемых искусственных забоев при осуществлении забуривания нового направления из необсаженного ствола скважины	113
Elovykh P.F., Neskoromnykh V.V. Assessment artificial bottomholes used at drilling of a new direction of an uncased well bore	
Загидуллин Ю.И., Тептерева Г.А. Воздействие кремниевых добавок на коррозию металла	119
Zagidullin Y.I., Teptereva G.A. Effect of silicon additives on corrosion of metal	
Иванова Т.Н., Урбанович В.С., Глазырин Д.Д. Телесистема для навигационного обеспечения проводки наклонных и горизонтальных скважин с бескабельным электромагнитным каналом связи	122
Ivanova T.N., Urbanovich V.S., Glazyrin D.D. Telemetry system for navigational support of drilling of directional and horizontal wells with wireless electromagnetic communication channel	
Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разобщение пластов и изоляция межпластовых перетоков при помощи водонабухающих пакеров	127
Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Segregation of layers and isolation of crossflows between layers by means of water-swellable packers	
Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Бурение скважины при катастрофическом поглощении промывочной жидкости	133
Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Drilling a well under disastrous lost circulation	



Исмаилов Ф.Н. оглы Совершенствование технических средств при бурении горизонтальных скважин	138
Ismayilov F.N. ogly Improvement of technical devices when drilling horizontal wells	
Каменских С.В., Уляшева Н.М. Оценка и анализ отмывающей способности буферных жидкостей	140
Kamenskikh S.V., Ulyasheva N.M. Assessment and analysis of the launder ability of buffer fluids	
Кондрашев О.Ф. Микрореологические эффекты в полимерных буровых растворах	146
Kondrashev O.F. Microrheological effects in polymeric boring	
Костелов М.А., Габбасов А.Ф. Методика формирования цементного камня под давлением	150
Kostelov M.A., Gabbasov A.F. Method of cement stone formation under pressure	
Лапотников А.Г., Котельников А.С., Аппо Йоо Коссону Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское	153
Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S., Appoh Yao Kossonou Geological structure, oil and gas perspectives and a design of exploration drilling on the Piltun-Astokhskoeye field	
Логинава М.Е., Гаймалетдинова Г.Л., Нурғалиев А.Р., Сенин А.С. Влияние разных классов ПАВ на изменение поверхностного натяжения водных растворов	166
Loginova M.E., Gaymaletdinova G. L., Nurgaliev A.R., Senin A.S. The effect of superficially active substance (sas) on the change in the surface tension of water solutions	
Лышко А.Г. Проблемы производства и использования специальных тампонажных цементах в условиях низкого спроса на них	169
Lyshko A.G. Problems of production and use of special oil well cement in conditions of low demand for them	
Лышко Г.Н., Лышко О.Г., Лышко А.Г. Исследование эффективности турбулизирующе-абразивной добавки в буферные жидкости «СДИР»	171
Lyshko G.N., Lyshko O.G., Lyshko A.G. Investigation of the efficiency of the turbulizing-abrasive additive in buffer liquids «SDIR»	
Махаматхожаев Д.Р., Ёкубова Ф.Б., Саидов Т.С. Бурения скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления	175
Makhamatkhozhayev D.R., Yokubova F.B., Saidov T.S. Well-drillings in saliferous deposits of JSC «Uzburneftegaz» in the conditions of rapoproayavleniya	
Махаматхожаев Д.Р., Рахматов Ш.Д., Джураев Ш.А. Состав безглинистого бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта на месторождении Каражида	181
Makhamatkhozhayev D.R., Rakhmatov Sh.D., Dzhurayev Sh.A. Composition of clay-free drilling mud fluid for opening of the productive horizon on the Karazhida field	
Мелюхов Е.В., Омелянюк М.В. Применение осциллятора для повышения эффективности строительства скважин на Еты-Пуровском месторождении	188
Melyukhov E.V., Omelyanyuk M.V. Using the oscillator to increase the efficiency of the construction of wells on the Yety-Purovsky field	
Минченко Ю.С. Буферная жидкость, используемая при герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом	191
Minchenko Yu.S. Buffer liquid used when sewing the well of the underground tank filled with the rassol	
Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. (научный руководитель) Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении	194
Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. (Scientific adviser) Analysis of drill bits at the Samotlor field	



Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю., Марусов М.А. Ингибирующие и смазочные добавки для утяжеленных буровых растворов	196
Moysa Yu.N., Ivanov D.Yu., Marusov M.A. The inhibiting and lubricant additives for the weighted boring solutions	
Нагимов И.Р., Фатихов Р.И., Агзамов Ф.А. Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин	206
Nagimov I.R., Fatikhov R.I., Agzamov F.A. Experimental assessment of efficiency of application of centralizers of an upsetting column at cementation of inclined wells	
Наумов В.А. Влияние диаметра плунжера на рабочие характеристики буровых насосов	211
Naumov V.A. Influence of plunger diameter on the drill pumps performance	
Ноздря В.И., Балаба В.И., Полищученко В.П., Курдюков А.В. Решение проблем промывки скважин при бурении в глинистых породах в условиях Западной Сибири	216
Nozdrya V.I., Balaba V.I., Polishchuchenko V.P., Kurdyukov A.V. The solution of problems of washing of wells when drilling in clay breeds in the conditions of Western Siberia	
Потокин А.С. Перспективность использования электроимпульсного способа бурения скважин для повышения коэффициента отдачи нефти	221
Potokin A.S. Perspectives of use of the electric pulse method of drilling wells to improve the oil recovery	
Проводников Г.Б. Обзор выполненных и внедренных научных разработок НИО строительства и эксплуатации скважин института «СургутНИПинефть» ОАО «Сургутнефтегаз»	225
Provodnikov G.B. The review of the executed and introduced scientific developments NIO of construction and operation of wells of institute «SurgutNIPineft» of JSC «Surgutneftegas»	
Рахимов А.К., Рахимов А.А. Качество цементирования – залог успешности разведочных работ и разработки месторождений ..	230
Rakhimov A.K., Rakhimov A.A. Quality of cementation – guarantee of success of prospecting works and development of fields	
Рахимов А.А., Рахимов К.А. Гидродинамические факторы, влияющие на устойчивость стенки скважины при бурении глинистых пород	232
Rakhimov A.A., Rakhimov K.A. The hydrodynamic factors influencing stability of a wall of the well when drilling clay breeds	
Рахматуллин Д.В., Елисеев С.Ю. Буровые суда для российской Арктики	235
Rakhmatullin D.V., Yeliseyev S.Yu. Drilling ships for Russian Arctic	
Рахматуллин Д.В., Елисеев С.Ю. Пути совершенствования системы удерживания бурового судна в точке бурения	239
Rakhmatullin D.V., Yeliseyev S.Yu. Ways of improvement of the drill ship retention system	
Русских Е.В. Оперативное определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора	245
Russkikh E.V. Operational determination of the equivalent circulation density of drilling mud	
Рыбальченко Ю.М., Крымов А.В., Калинин К.А. Улучшенная рецептура бурового раствора для предупреждения прихватов	255
Rybalchenko Yu.M., Krymov A.V., Kalinin K.A. Improved drilling preparation for prevention of stitches	



Савенок О.В., Тепе Джонатан Бегре Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения	258
Savenok O.V., Tepe Jonathan Begre Design of drilling fluid formulations along the drilling intervals for the Priobskoye field	
Саломатов В.А., Юнусов Р.Р., Паникаровский Е.В. Анализ применяемых понизителей фильтрации для предотвращения загрязнения пласта-коллектора при цементировании	266
Salomatov V.A., Unusov R.R., Panikarovskiy E.V. The analysis used the reducers filter to prevent contamination of the reservoir during cementing	
Саломатов В.А., Кожаев Д.П., Паникаровский Е.В. Применение ингибирующего бурового раствора для поддержания устойчивости стенок скважины	270
Salomatov V.A., Kozhaev D.P., Panikarovskiy E.V. Application of inhibiting drilling fluid to maintain the stability of the well walls	
Саломатов В.А., Захаров А.Д., Паникаровский Е.В. Применение забойного корректора подачи-демпфера при неравномерности передачи осевой нагрузки	282
Salomatov V.A., Zaharov A.D., Panikarovskiy E.V. The use of downhole corrector feed-damper non-uniformity of the transmission of axial load	
Самедов Т.А., Мустафаев С.Д., Ханалиев В.Б. Полифункциональное мероприятие, применяемой для повышения эффективности эксплуатации штанговых насосных нефтяных скважин	289
Samedov T.A., Mustafayev S.D., Khanaliyev V.B. Multifunctional action, the efficiency of maintenance of sucker rod pump oil wells applied to increase	
Сафронов С.И., Дё А.Д., Шафигуллин А.М. Анализ телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени	295
Safronov S.I., Dyo A.D., Shafigullin A.M. Analysis of telemetry system with a complex of geophysical devices for real-time logging	
Сулейменов Н.С. Исследование процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой	303
Suleymenov N.S. Research of process of acid destruction of filtrational crusts and site of a kolmatation acid processing	
Султанов И.И., Рахимов Р.Р., Тептерева Г.А., Конесев В.Г. Перспективы использования смеси неионогенного и катионного ПАВ в составе буровой промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта	307
Sultanov I.I., Rakhimov R.R., Teptereva G.A., Koneusov V.G. Prospects of using non-ionic and cationic surfactants mixture as part of drilling fluid for completion	
Тангиев Х.Ш., Логинова М.Е., Токунова Э.Ф., Конесев В.Г., Тептерева Г.А. Изучение спектрофотометрических характеристик лигносульфонатов различных способов получения	311
Tangiev H.S., Loginova M.E., Tokonova E.F., Konesev V.G., Teptereva G.A. Study of spectrophotometric characteristics of lignosulfonates of different ways of getting	
Умедов Ш.Х., Комилов Т.О., Санетуллаев Е.Е. Исследование особенностей структуры и компонентов промывочных жидкостей	315
Umedov Sh.H., Komilov T.O., Sanetullayev E.E. Research of features of structure and components of flushing liquids	
Фарафонов А.Ю. Применение полисахаридной составляющей сульфитных щелоков в составе буровой промывочной жидкости	318
Farafonov A.Yu. The use of the polysaccharide component of the sulfite liquor in the composition of the drilling flush fluid	
Ханалиев В.Б. О регулирования динамического уровня жидкости в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах	321
Khanaliyev V.B. On regulations of dynamic level of liquid in sucker rod downhole pump oil wells	



Царьков А.Ю.	
Повышение ингибирующей способности буровых растворов реагентами на основе неомыленного таллового пека	324
Tsarkov A.Yu.	
Increase in the inhibitory ability of drilling fluids with reagents based on unsaponified tallow pitch	
Черненко А.В., Лышко Г.Н.	
Обеспечение герметичности заколонного пространства скважины благодаря проектированию технологии его цементирования с использованием компьютерного комплекса «Касандра»	330
Chernenko A.V., Lyshko G.N.	
Prevention of formation fluids migration in well annular space due to the design of its cementing technology using the computer complex «Kassandra»	
Чулкова В.В.	
Методические и технологические решения по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением	333
Chulkova V.V.	
Methodological and technological solutions for the selection of PDC bits with reinforced anti-vibration inserts	
Шамхалова Г.А. кызы	
Совершенствование устройства для очистки и переработки бурового раствора	336
Shamkhalova G.A.	
Improvement of the device for cleaning and processing of drilling mud	
Шмончева Е.Е., Нго Доан Дык	
Исследование преимуществ способа бурения на депрессии с целью применения его на месторождениях Вьетнама	338
Shmoncheva E.E., Ngo Doan Duc	
Investigation of the advantages of the underbalanced drilling method for the purpose of its application in the fields of Vietnam	
Шмончева Е.Е., Джаббарова Г.В. кызы, Салаев М.Т. оглы	
Разработка конструкции нового инструмента для вращающегося превентора	341
Shmoncheva E.E., Jabbarova G.V., Salaev M.T.	
Development of the design of a new tool for a rotating BOP	

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**DRILLING OF
OIL AND GAS WELLS**



УДК 622.245.53

ОТМЫВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ С ДОБАВКАМИ ПОВЕРХНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

WASHING ABILITY OF THE BUFFER LIQUID WITH ADDITIVES OF POWERS-ACTIVE SUBSTANCES

Агзамов Фарит Акрамович

Профессор,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
faritag@yandex.ru

Садртдинов Рималь Рамильевич

Магистр,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
rrsadrtdinov@yandex.ru

Аннотация. Проанализирована одна из методик исследования отмывающей способности буферной жидкости содержащей ПАВ. Экспериментально изучено влияние анион-активного ПАВ на кинетику удаления пленок буровых растворов различными буферными жидкостями. Проведена оценка изменения отмывающей способности буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором.

Ключевые слова: отмывающая способности, буферная жидкость, ПАВ, смешение, крепление, цементирование.

Agzamov Farit Akramovich

Professor,
Ufa state petroleum technological university
faritag@yandex.ru

Sadrtdinov Rimal Ramilievich

Master,
Ufa state petroleum technological university
rrsadrtdinov@yandex.ru

Annotation. One of the methods of studying the laundering capacity of the buffer liquid containing surfactant is analyzed. Experimentally studied the influence anion-active surfactants on the kinetics removal drilling fluids of different buffer liquids. Evaluation changes of washing buffer ability of liquids, when mixing them with mud.

Keywords: washing ability, spacer fluid, a surfactant, mixing, well casing, cementing.

При цементировании обсадных колонн в качестве буферной жидкости часто используют водные растворы ПАВ, которые в некоторых случаях являются более предпочтительными, нежели другие растворы [1, 2]. Достаточно широкое распространение получил водный раствор сульфанола – алкилбензолсульфоната натрия, хорошо растворимый в воде и биоразлагаемый.

Добавка ПАВ снижает межфазное натяжение воды на границе с глинистой коркой, а так же уменьшает краевые углы избирательного смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость частиц глины водой [3]. Уменьшение краевых углов в совокупности со снижением межфазного натяжения приводит к сильному (6–10 раз) ослаблению энергии связи частиц в корке, что позволяет под действием потока жидкости легче размывать и удалять фильтрационную корку со стенок скважины.

Механизм действия ПАВ достаточно полно передает рисунок 1, позаимствованный из работы [4].

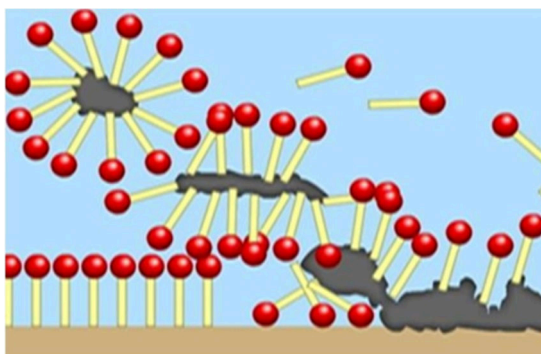


Рисунок 1 – Механизм действия ПАВ на глинистую корку

Методика исследования отмывающей способности основывалась на определении изменения массы фильтрационной корки, после воздействия буферной жидкостью в динамических условиях. Поскольку в процессе цементирования промывочная жидкость практически всегда смешивается с буферной жидкостью, ее отмывающая способность может снижаться. При проведении исследований



изучались буферная жидкость, содержащая ПАВ разбавленная буровым раствором в количестве 0; 25; 50; 75 %. Замер изменения массы фильтрационной корки. Измерения проводились в течение 30 мин через каждые 5 мин [5].

Поскольку объем буферной жидкости часто ограничивается 5–6 м³, то при существующих скоростях подъема цементного раствора в затрубном пространстве, время контакта буферной жидкости со стенкой скважины не превышает 5 минут [6, 7]. При этом важно достижение большего процента смыва в короткий промежуток времени, и сохранение данного эффекта при смешении с буровым раствором.

В качестве промывочной жидкости был использован буровой раствор, на основе бентонита непосредственно применяемый при бурении скважин, а в качестве ПАВ был выбран анионоактивный сульфенол с различными концентрациями. В качестве контрольной буферной жидкости использована вода.

На рисунке 2 показано снижение отмывающей способности воды, как буферной жидкости, при смешении с буровым раствором.

Из приведенных графиков, видно, что использование воды в качестве буферной жидкости, практически нецелесообразно, поскольку даже через 30 минут воздействия процент смыва не достигает 70 %, даже при отсутствии смешения.

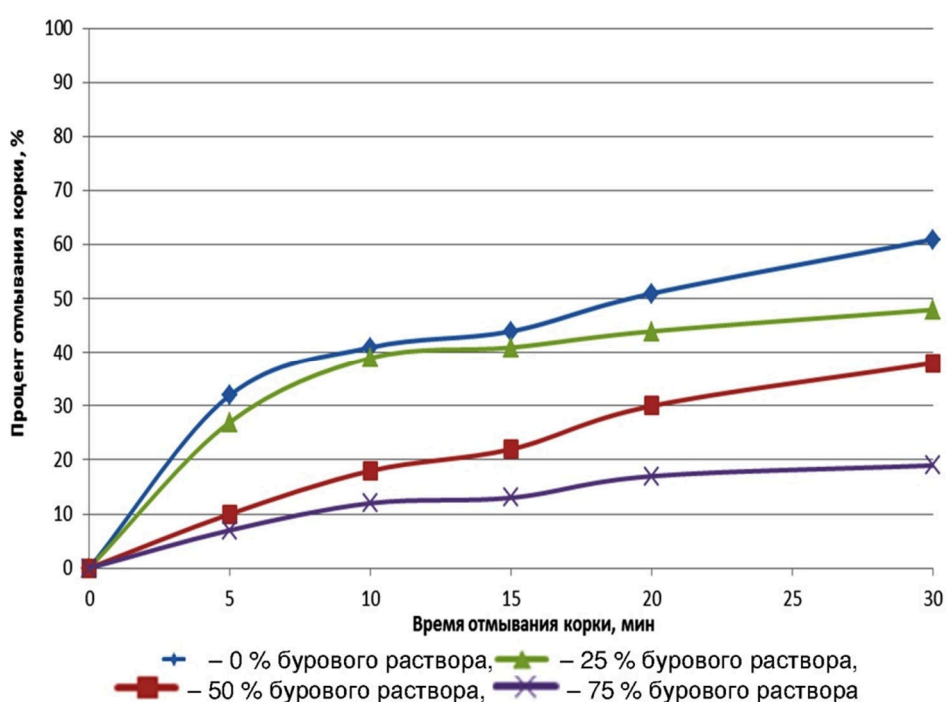


Рисунок 2 – Отмывающая способность буферной жидкости (вода)

Добавление поверхностно-активного вещества, (раствор сульфенола 1 %) существенно улучшает отмывающие свойства воды, что подтверждается рисунком 3. При этом важно, что при разбавлении этой буферной жидкости буровым раствором эффективность отмывающей способности практически не изменилась.

В сравнении с предыдущим экспериментом, отмывающая способность значительно улучшилась, на первых 5-ти минутах, наблюдаем отмывающую способность, которой воде не удалось достичь за все время эксперимента.

Повышение концентрации ПАВ не привело к увеличению отмывающей способности буферной жидкости, а даже наоборот, привело к ее некоторому снижению (рис. 4).

Мы полагаем, что чрезмерная концентрация молекул ПАВ в результате адсорбции на поверхности глинистой корки, может привести к дополнительному увеличению поверхностной энергии, которая удерживает на своей поверхности твердую фазу бурового раствора.

Справедливость данной гипотезы была подтверждена использованием в жидкости «жертвенного» ПАВ, в качестве которого использован анионоактивный ФХЛС в концентрации с основным ПАВ в концентрации 1 : 1.

Выбрана наиболее оптимальная концентрация сульфенола 1 % и 1 % ФХЛС соответственно. В дальнейшем для более точного подбора точной концентрации «жертвенных» ПАВ, необходимо определения размера частиц молекул, и результирующей энергии при снижении поверхностного натяжения. Результат совместного действия раствора двух ПАВ представлен на рисунке 5.

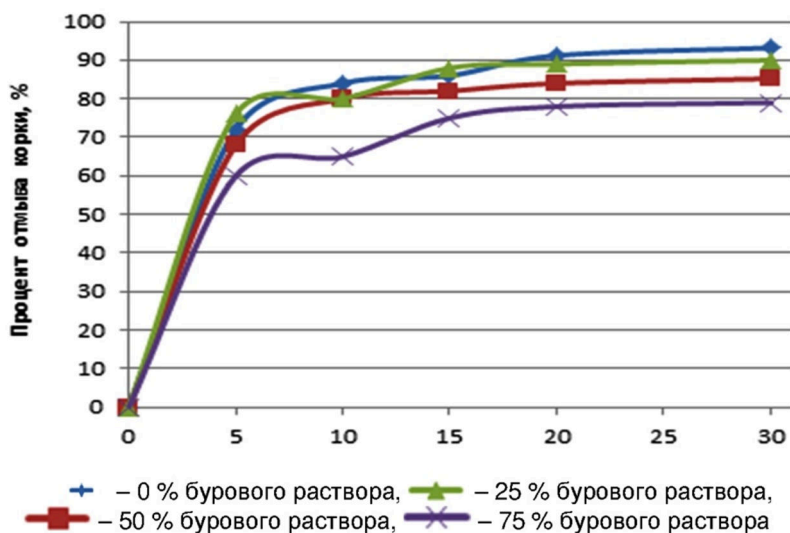


Рисунок 3 – Отмывающей способности водного раствора 1 % сульфанола

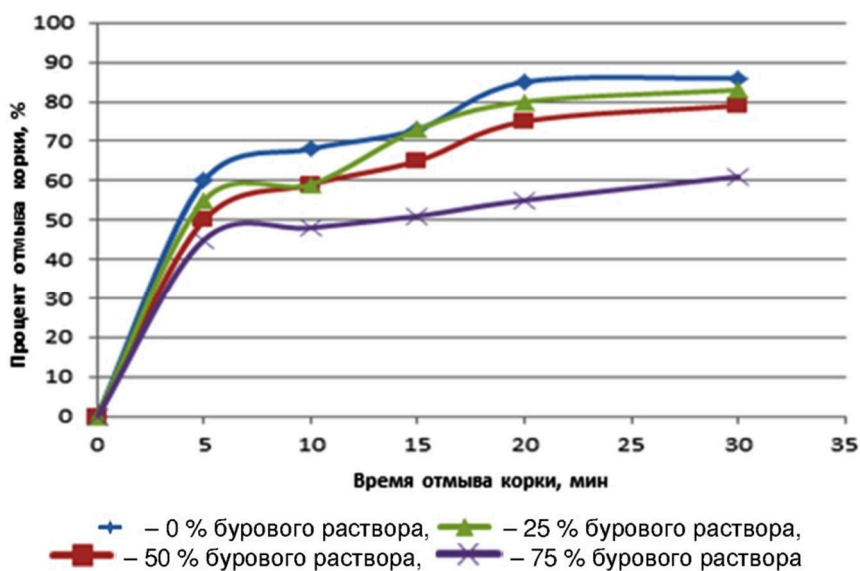


Рисунок 4 – Отмывающая способность водного раствора 2 % сульфанола

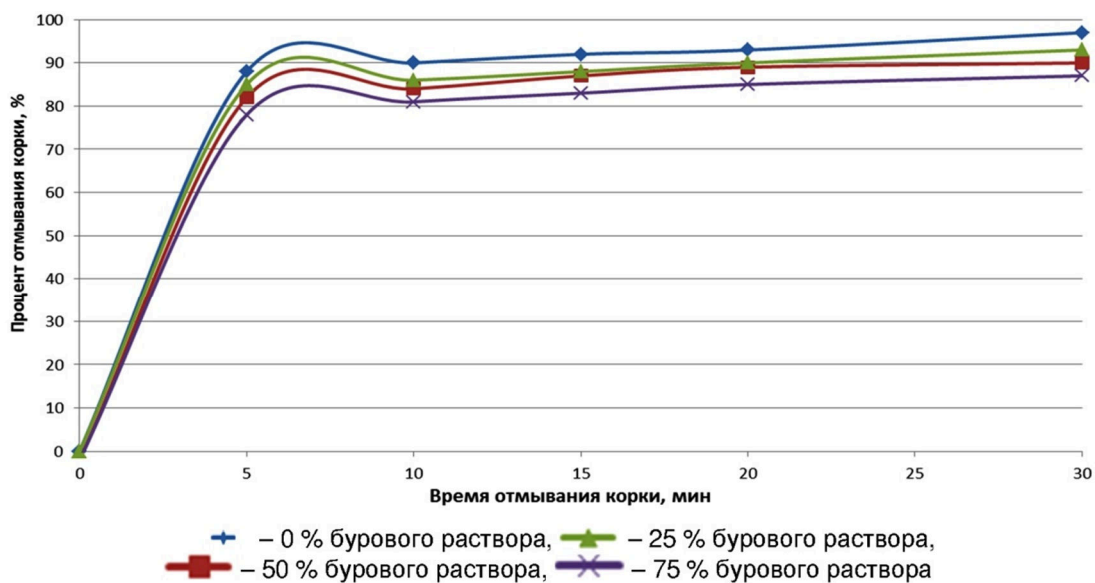


Рисунок 5 – Отмывающая способность водного раствора сульфанола и ФХЛС



При этом отмывающая способность буферной жидкости, содержащей комбинацию ПАВ, даже при смешении с 75 % бурового раствора, превышает 80 % через 5 мин воздействия, а практически полное удаление глинистой корки достигается к окончанию эксперимента (30 мин).

При использовании единственного ПАВ, его молекулы участвовали в адсорбции на поверхности глинистой корки, так и на поверхности глинистых частиц. При использовании «жертвенного» ПАВа, который блокировал свободные частицы, которые мешали осуществлять свою задачу основному.

На следующем этапе ставилась задача оценки влияния концентрации частиц твердой фазы в буровом растворе на концентрацию ПАВ в буферном растворе для достижения максимальной отмывающей способности.

Для этого были проведены эксперименты с растворами, имеющими различную концентрацию твердой фазы, которая косвенно характеризовалась плотностью бурового раствора. Результаты экспериментов показаны на рисунках 6.

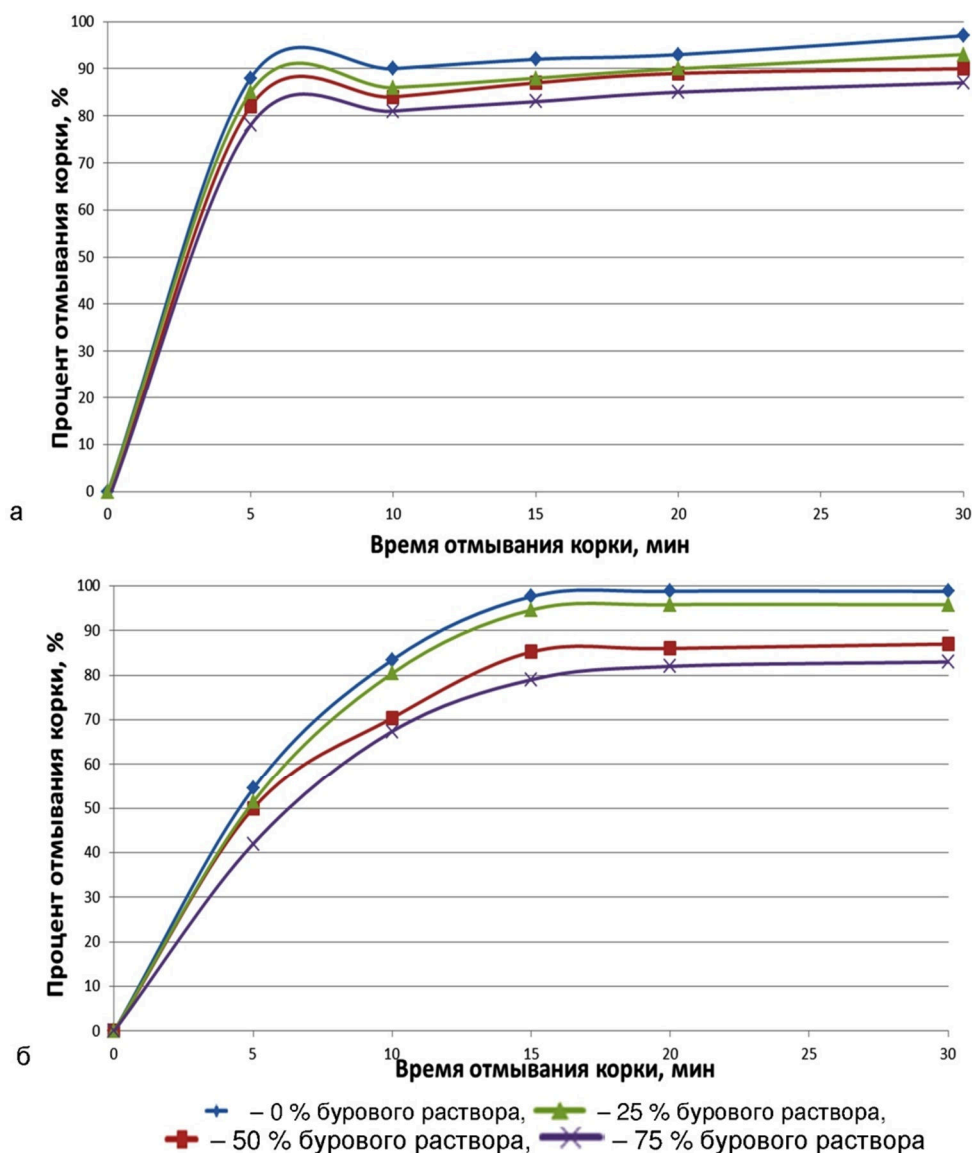


Рисунок 6 – Влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на отмывающую способность буферной жидкости при ее смешении с буровым раствором

На рисунке 6а и 6б представлена зависимость буферной жидкости представляющая собой раствор сульфанола 1 % и ФХЛС 1 %.

При плотности бурового раствора 1200 кг/м³ отмывающая способность буферной жидкости остается высокой, даже при смешении с буровым раствором. С увеличением плотности бурового раствора (повышения концентрации твердой фазы) наблюдается значительное снижение отмывающей способности буферной жидкости на ранней стадии, через 5 мин воздействия (рисунок 6б).

Зависимости, отражающие влияние плотности бурового раствора на отмывающую способность буферной жидкости, впервые 5 минут воздействия комбинированной буферной жидкости на глинистую корку при отсутствии смешения рисунок 7.

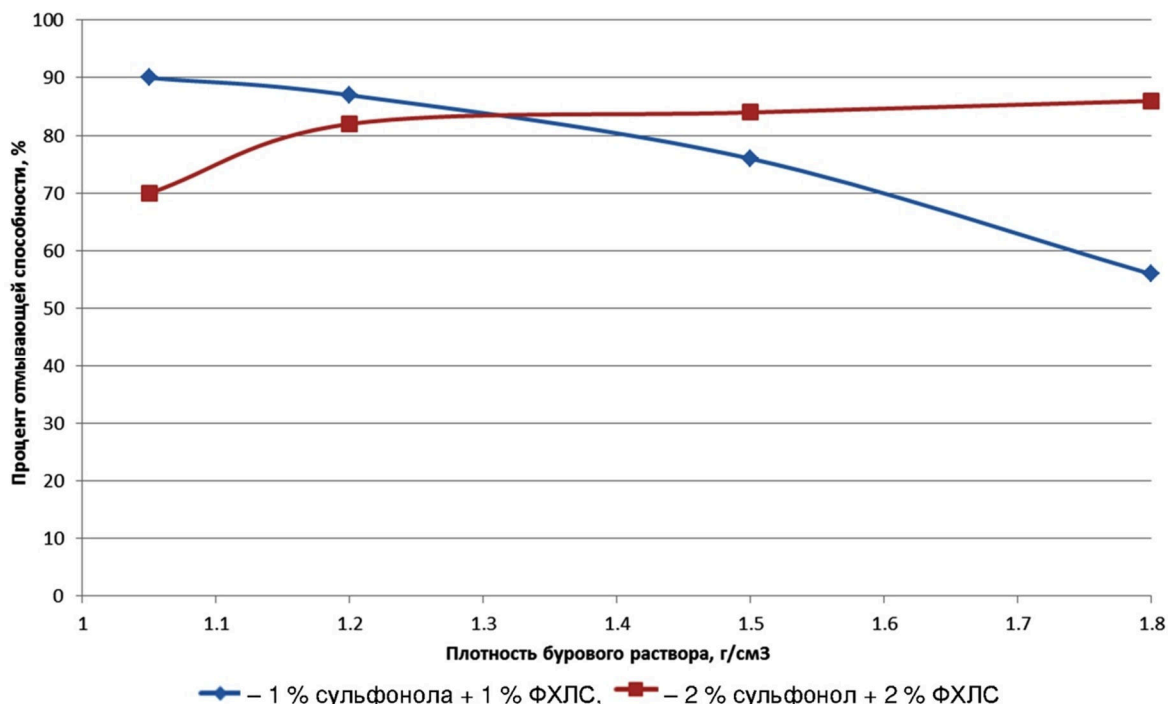


Рисунок 7 – Влияние плотности бурового раствора на отмывающую способность буферной жидкости

На приведенном рисунке, при использовании комбинированной жидкости с концентрацией 1 % сульфонола и 1 % ФХЛС, наблюдаем снижение отмывающей способности с увеличением плотности бурового раствора. Данное явление вызвано тем, что при увеличении концентрации растет и количество частиц твердой фазы, на которых происходит активных элементов буферной жидкости. Вследствие чего не может быть в полной мере эффективно выполнена основная функция используемых реагентов.

При увеличении концентрации до 2 % обоих ПАВ, на больших плотностях бурового раствора, нам удалось сохранить отмывающая способность на достаточно высоком уровне. Но при возникновении смешения, гарантировать приемлемую отмывающую способность нельзя.

Подбор определенного состава буферной жидкости позволит повысить отмывание буферной жидкости стенок скважины от глинистой корки, даже при возникновении смешения с буровым раствором, так и при высоком содержании частиц твердой фазы.

Литература:

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Учебник для студентов вузов. – В 5 т. / Ф.А. Агзамов [и др.] ; под общей редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень, 2014. – Том 1.
2. Заканчивание скважин : Учебное пособие для вузов / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень, 2011. – 452 с.
3. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Химия, 1981. – 304 с.
4. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян [и др.]. – М. : Недра, 1983. – 216 с.
5. Cementing Engineering : Manual 2.B.5. Surfactant Selection (Dec.2002) Schlumberger.
6. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах. – М. : ООО «Недра-бизнесцентр», 2006. – Книга 1.
7. Булатов А.И., Уханов Р.Ф.М. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М. : Недра, 1978. – 240 с.

References:

1. Technology of drilling of oil and gas wells : Textbook for students of higher education institutions. – In 5 v. / F.A. Agzamov [etc.] ; under the general edition of V.P. Ovchinnikov. – Tyumen, 2014. – V. 1.
2. Completion of wells : Manual for higher education institutions / V.P. Ovchinnikov [etc.]. – Tyumen, 2011. – 452 p.
3. Abramzon A.A. Surfactants: Properties and application. 2nd prod., reslave. and additional – L. : Chemistry, 1981. – 304 p.
4. Development of oil fields with use of surfactants / G.A. Babalyan [etc.]. – M. : Nedra, 1983. – 216 p.
5. Cementing Engineering : Manual 2.B.5. Surfactant Selection (Dec.2002) Schlumberger.
6. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Sputnik of the driller. In 2 books. – M. : LLC Nedra-businesscentre, 2006. – Book 1.
7. Bulatov A.I., Ukhanov R.F.M. Improvement of hydraulic methods of cementation of wells. – M. : Nedra, 1978. – 240 p.



УДК 550.822

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ТРАДИЦИОННОМУ ОБУЧЕНИЮ

AUTOMATED EDUCATIONAL SYSTEMS AS AN ALTERNATIVE TO CONVENTIONAL EDUCATION

Ахмадеев Фаниль Исмагилович
генеральный директор,
ООО «Индустриальные системы»

Сафронов Сергей Иванович
доцент,
Удмуртский государственный университет

Иванова Татьяна Николаевна
доктор технических наук, профессор,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Аннотация. Конкурентоспособность предприятия во много определяется и уровнем технологий, которые может выполнить только профессионально подготовленный персонал. Для усиления в производственной сфере постоянной профессиональной переподготовки, обучения и переобучения работников и создания идентичных условий бурения нефтяных и газовых скважин в виртуальной среде была создана автоматизированная система обучения АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин». Главное отличие данной программы это максимальное соответствие теоретической подготовки к практической деятельности: технологическое соответствие производимых операций, анимация выполнения работ, последовательность выполнения работы, учебные и проверочные самостоятельные задания по буровым установкам с системами верхнего привода.

Выезд обучающихся на буровые объекты и работа с программой виртуального бурения позволяют лучше запомнить ход процесса бурения скважин и реально участвовать не только как слушатель, но и как помощник бурильщика, бурильщик, инженер по бурению в процессе создания скважины. Кроме того, каждый обучающийся может самостоятельно виртуально пробурить свою первую скважину с любой глубиной. Полученные навыки при работе с АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» в полном объеме пригодятся при бурении реальных нефтяных и газовых скважин с различной глубиной и на любой территории России и зарубежья.

Ключевые слова: компьютерная программа, бурение скважин, глубина, профессиональная подготовка, переподготовка.

Akhmadeev Fani Ismagilovich
General Director,
LLC Industrialnye sistemy

Safronov Sergey Ivanovich
Associate Professor,
Udmurt state university

Ivanova Tatyana Nikolaevna
Doctor of Engineering, professor,
Udmurt state university
rsg078829@mail.ru

Annotation. Competitiveness of enterprise mainly determined by level of technologies that can be used only by professionally prepared personnel. Automated educational system AES «Drilling of oil and gas wells» (АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин») was created to intensify continuous professional retraining in production industry, train and retrain workers and develop identical conditions for drilling of oil and gas wells. The major distinction of this program is maximum correspondence of theoretical preparation to practical activity: technological correspondence of conducted operations, animated work performance, sequence of work fulfillment, training and testing individual tasks on drilling rig with top drive systems.

Trainees trip to drill site and work with program of virtual drilling allow trainees to memorize process progress better and really participate not only as a listener, but as a driller's assistant, driller and drilling engineer in the process of well creation. What is more, every trainee can virtually drill first well with any depth on his own. Skills acquired during work with «Drilling of oil and gas wells» (АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин») will be useful for drilling of real oil and gas wells with different depths on any Russian or foreign territory.

Keywords: computer program, well drilling, depth, professional training, retraining.

Современному буровому производству необходимо быть конкурентоспособным. Изменение технического прогресса влечет за собой изменение технологий и получение новых профессиональных навыков. Следовательно, чтобы производство развивалось и совершенствовалось, необходимо постоянно повышать профессиональный уровень знаний, опыта и умений персонала предприятия, а также адаптировать профессиональные навыки к современным условиям производства.

Для усиления в производственной сфере постоянной профессиональной переподготовки, обучения и переобучения работников и создания идентичных условий бурения нефтяных и газовых скважин в виртуальной среде была создана автоматизированная система обучения АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» ООО Индустриальные системы (г. Ижевск, Россия) [1].

**АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» состоит из четырех обучающих блоков:**

1. Задания для буровых установок.
2. Задания по монтажу и демонтажу буровых установок.
3. Изучение систем верхнего привода.
4. Изучение бурового оборудования и инструмента.

Первый блок содержит демонстрационные и экзаменационные задания для следующих буровых установок:

- БУ 2900/200;
- БУ 3900 с системой верхнего привода ПВЭГ-225;
- БУ 4000/250 с системой верхнего привода «DQ50BQ-JH»;
- БУ 4500/270 с системой верхнего привода «Bentec TD-350-HT»;
- БУ 5000/320 с системой верхнего привода «Bentec TD-350-HT»;
- БУ 6500/450 с системой верхнего привода «Bentec TD-500-HT»;
- ZJ-40 с системой верхнего привода «TESCO»;
- ZJ-50DBS с системой верхнего привода «Varco TDS-9SA».

Задания для каждой буровой установки сгруппированы по двум разделам: знакомство с буровой и безопасное выполнение работ на буровой.

В разделе «Знакомство с буровой» представлены два типа заданий.

1. Экскурсия по буровой. Находясь на реалистичной 3D-модели буровой установки в роли наблюдателя-рабочего и управляя им, обучаемый может «пройтись» по всей буровой и внимательно рассмотреть её технологические объекты.

2. Устройство буровой. На 3D-модели буровой обучаемому предлагается изучить функциональный состав буровой, её основные системы и блоки с расположением наиболее важных технологических объектов буровой. Обучаемый может выделить любой объект (циркуляционную систему, насосный блок, кабину бурильщика, клиновой захват и т.п.), получить информацию о нём и рассмотреть его детально с любых сторон.

Раздел «Безопасное выполнение работ на буровой» содержит демонстрационные и экзаменационные задания для пошагового изучения и интерактивной проверки знаний по безопасному выполнению работ, выполняемых при бурении и спуско-подъёмных операциях (СПО):

- спуск двухтрубных свеч;
- соединение верхнего привода с бурильной колонной;
- начало бурения после наращивания бурильной колонны;
- завершение бурения;
- отсоединение верхнего привода от бурильной колонны;
- подъём двухтрубных свеч;
- сборка КНБК: подъём первой УБТ с мостков и установка ее в стол ротора;
- сборка КНБК: соединение УБТ;
- выброс бурильных труб на приёмные мостки.

На 3D-модели буровой обучаемый может наблюдать за ходом выполнения рабочих операций с подробными комментариями, следить за состоянием органов управления и приборов, рассматривать процесс из любой точки пространства.

Второй учебный блок содержит демонстрационные и экзаменационные задания для пошагового изучения и интерактивной проверки знаний по монтажу/демонтажу буровых установок на 3D-моделях двух буровых (БУ 5000/320 и ZJ-40) с подробными комментариями.

Третий блок выполнен в виде учебника-справочника, на страницах которого обучаемый может самостоятельно познакомиться с устройством различных систем верхнего привода (2D/3D-модели с указанием элементов, разрезами и т.п.), принципами их работы (анимация, частичное управление), а также получить дополнительную информацию по объектам верхнего привода:

- Bentec TD-350-HT;
- Canrig 6027E-939;
- Varco TDS-9SA;
- Tesco 350 EXI 600;
- DQ450DBZ;
- DQ50BQ-JH;
- Drillmec HTD-250;
- СВП 320ЭЧР;
- ПВЭГ-225.

Четвёртый учебный блок знакомит обучаемого с общим буровым оборудованием и инструментом, применяемым в бурении скважин. Блок содержит масштабируемые интерактивные страницы с анимированной 2D/3D-графикой и навигацией, которые в динамике раскрывают устройство оборудования и инструмента, принципы работы, классификацию, а также дополнительную справочную информацию об объектах буровых.



В АСО предусмотрена возможность автоматизации процесса выполнения экзаменационных заданий для произвольного количества обучаемых, благодаря использованию автоматизированной системы контроля знаний (АСКЗ) «Развитие». АСКЗ обеспечивает централизованную работу преподавателей и обучаемых с заданиями АСО и результатами выполнения заданий [1].

Главное АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» это максимальное соответствие теоретической подготовки к практической деятельности: технологическое соответствие производимых операций, анимация выполнения работ, последовательность выполнения работы, учебные и проверочные самостоятельные задания по буровым установкам с системами верхнего привода. Благодаря простому и наглядному представлению сложных технологических объектов в виде живых графических экранных форм с навигацией, раскрывается суть каждой операции технологического процесса на буровых установках. Полный цикл бурения скважины приведен в виде полноценного имитатора процесса бурения с учетом специфики должностных обязанностей помощника бурильщика, бурильщика, инженера по бурению.

Находясь на реалистичной 3D-модели буровых установок в роли наблюдателя-рабочего и управляя ими, обучаемый может пройтись по всей буровой, внимательно рассмотреть ее технологические объекты (рис. 1), изучить функциональный состав, основные системы и блоки. Можно выделить любой объект (циркуляционную систему, насосный блок, кабину бурильщика, клиновой захват и т.п.), получить информацию о нем и рассмотреть детально с любых сторон. Блоки содержат масштабируемые интерактивные страницы с анимированной 2D/3D-графикой и навигацией, которые в динамике раскрывают устройство оборудования и инструмента, принципы работы, классификацию, а также дополнительную справочную информацию об объектах буровых.



Рисунок 1 – Фрагмент экскурсии по буровой установке БУ-320

На 3D-модели выбранной буровой обучаемый может наблюдать за ходом выполнения операций с подробными комментариями, состоянием органов управления и приборов в кабине бурильщика, может рассматривать процесс из любой точки пространства (рис. 2, 3).

Полное моделирование процесса бурения в автоматизированной системе «Бурение нефтяных и газовых скважин» в процессе обучения в виртуальной среде позволяет научить обучающихся порядку, принципам, особенностям бурения скважин на любой глубине.

Моделирование произведено для таких функций, как:

- реактивный момент в зависимости от интервала бурения;
- полнофункциональный инструмент по обработке данных статического замера;
- интенсивность изменения азимута относительно интервала бурения;
- негативная тенденция при бурении вращением;
- возможность проведения операции по ликвидации прихватов вследствие нарушения технологии бурения;
- вспомогательные работы при бурении скважин: расхаживание, наращивание, остановке и запуске насоса и бурения при различных режимах;
- проведение съема промежуточных статических данных в процессе бурения;
- выбор языка интерфейса: русский или английский
- графические проекции профиля, мера инструмента индивидуально под длину, проектная инклинометрия и расчетное положение скважины относительно проектного профиля.

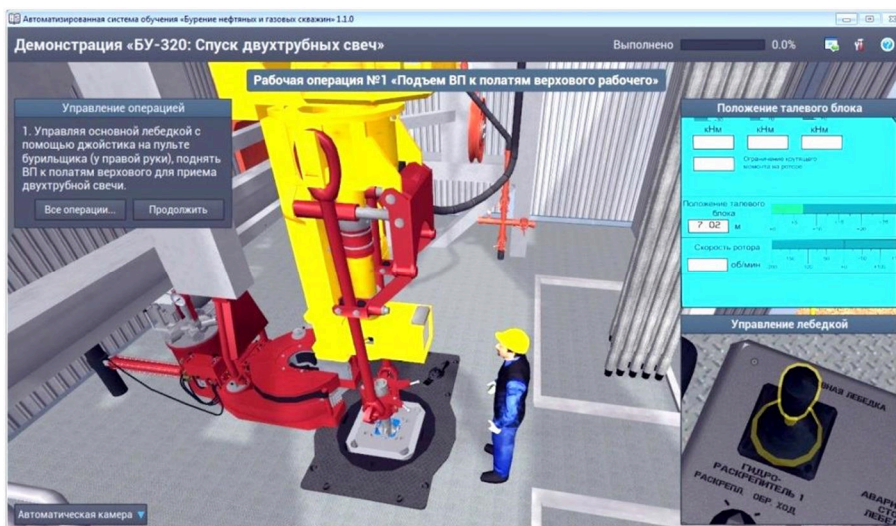


Рисунок 2 – Демонстрация «Спуск двухтрубных свеч» на БУ-320

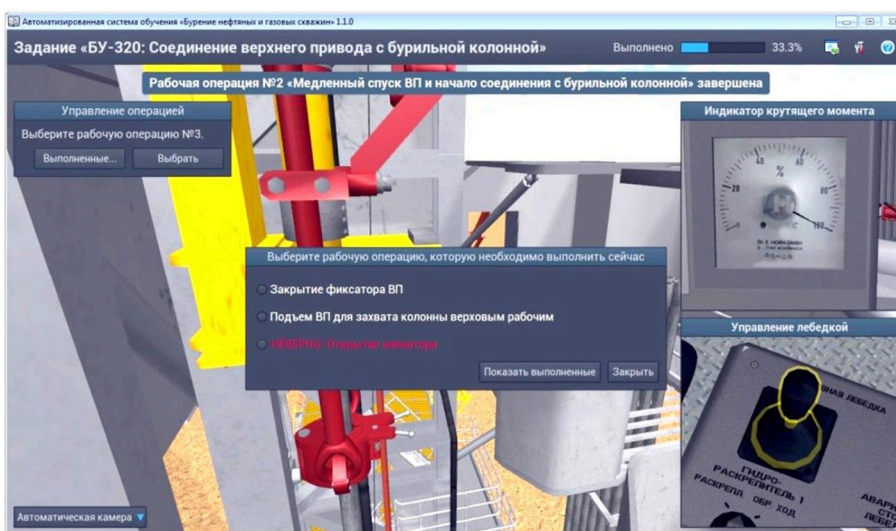


Рисунок 3 – Выбор рабочей операции при самостоятельном выполнении задания

Общая совокупность таких функций в условиях тренировки претендента на должность помощника бурильщика, бурильщика, инженера по бурению повышает уровень профессиональной и теоретической подготовки.

Возможность бурения нефтяных и газовых скважин может появиться у каждого в любое время. Выезд обучающихся на буровые объекты совместно с работой в программе виртуального бурения позволяют лучше запомнить ход процесса бурения скважин и реально участвовать не только как слушатель, но и как помощник бурильщика, бурильщик, инженер по бурению в процессе создания скважины. Кроме того, каждый обучающийся может самостоятельно пробурить свою первую скважину с любой глубиной. Полученные навыки при работе с АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» в полном объеме пригодятся при бурении реальных нефтяных и газовых скважин с различной глубиной и на любой территории России и зарубежья.

Литература:

1. www.is-it.ru

References:

1. www.is-it.ru



УДК 622.245.422

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР

RESEARCH OF THE PROPERTIES OF LIGHTWEIGHT CEMENT SLURRY WITH THE ADDITION OF HOLLOW ALUMINOSILICATE MICROSPHERES

Баёв Михаил Алексеевич

старший преподаватель кафедры теоретической и геотехнической механики, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева
bma.gdk@gmail.com

Baev Mikhail Alekseevich

Senior lecturer of the Department of Theoretical and Geotechnical Mechanics, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University
bma.gdk@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена вопросу добычи метана угольных пластов в Кемеровской области. Рассмотрены особенности метаноугольных скважин. Отмечена возможность применения облегченных тампонажных материалов при цементировании заколонного пространства. В качестве облегчающей добавки предложено использовать алюмосиликатные полые микросферы. Представлены результаты испытаний по определению показателей облегченного тампонажного раствора, полученного с применением материалов местного производства.

Annotation. This article is devoted to the issue of coalbed methane production in the Kemerovo region. The features of CBM wells are considered. The possibility of using lightweight cement slurry during cementing of the annulus is noted. It is proposed to use hollow aluminosilicate microspheres as a lightweight additives. The results of the determination of the parameters of the lightweight cement slurry obtained using locally produced materials are presented.

Ключевые слова: метан угольных пластов, скважина, цементирование, облегченный тампонажный раствор, алюмосиликатные полые микросферы.

Keywords: coalbed methane, well, cementing, lightweight cement slurry, hollow aluminosilicate microspheres.

Современное мировое хозяйство характеризуется высоким уровнем потребления энергетических ресурсов. Развитие топливно-энергетического и металлургического комплекса, нефтеперерабатывающей и химической промышленности опирается на широкое использование различных видов минеральных ресурсов, добываемых из земных недр. В качестве топливно-энергетического и технологического сырья широко применяются нефть, природный газ и уголь. При этом природный газ играет особо важную роль. Постепенное исчерпание или значительное сокращение его запасов в легкодоступных месторождениях привели к увеличению сложности и стоимости добычи. В связи с этим одной из приоритетных задач является разработка нетрадиционных ресурсов углеводородов, к которым относится метан угольных пластов (МУП).

Успешное промышленное освоение метаноугольных месторождений ведется в США, Канаде, Австралии и КНР. В России ресурсы метана угольных пластов оцениваются в 83,7 трлн м³, в том числе в Кузнецком бассейне – 13,1 трлн м³ (до глубины 1800 м) [1, 2]. В настоящее время в Кемеровской области ООО «Газпром добыча Кузнецк» реализует проект по добыче метана угольных пластов и ведет разработку Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадей. Как и при разработке традиционных месторождений нефти и газа, промысловая добыча метана осуществляется пробуренными с поверхности скважинами, которые вскрывают газоносные угольные пласты. Глубина скважин при этом не превышает 1500 м [1].

При строительстве скважин важной задачей является обеспечение герметичности зацементированного заколонного пространства. Следует отметить, что в технически неисправных скважинах (имеющих негерметичность колонны, заколонные перетоки, плохое состояние цементного камня за обсадной колонной и др.) запрещается проведение гидроразрыва пластов, который является наиболее широко используемым методом интенсификации (стимуляции) газоотдачи угольных пластов [3, 4]. Важнейшим фактором обеспечения герметичности заколонного пространства скважин является повышение степени вытеснения бурового раствора тампонажным из интервала цементирования [5]. На полноту вытеснения бурового раствора влияет ряд геологических и технико-технологических особенностей, среди которых режимы движения растворов. В то же время, качество цементировочных работ зависит и от правильного подбора рецептуры тампонажного раствора, т.е. его свойств и свойств образующегося камня. Выбор рецептуры раствора диктуется условиями скважины и определяется перед цементированием на основании лабораторных исследований [3, 5, 6]. Для метаноугольных скважин Кузбасса можно отметить следующие особенности – пластовое давление в большинстве угольных пластов равно гидростатическому или чуть ниже его, а температура на забое скважин не превышает 40–45 °С. В таких условиях целесообразно применять модифицированные тампонажные материалы.



За рубежом для цементирования метаноугольных скважин совместно с цементными растворами нормальной плотности используют облегченные тампонажные смеси плотностью 1,3–1,5 г/см³ (за исключением случаев вскрытия разреза с аномально высоким пластовым давлением) [4, 7]. Использование облегченных растворов позволяет, помимо прочего, снизить риск возникновения осложнений, связанных с гидроразрывом пород или развитием интенсивного поглощения раствора в процессе цементирования, а также уменьшить нарушение фильтрационно-емкостных свойств околоскважинной зоны угольных пластов. Самым распространенным способом получения облегченных тампонажных растворов является использование облегчающих добавок. Снижение плотности раствора при этом достигается, в основном, за счет удержания добавками избыточного количества жидкости затворения (т.е. повышения водоцементного отношения) или введения воздуха вместе с добавками [8].

Выполненный анализ отечественного рынка показал, что производством облегченных тампонажных материалов (ОТМ) занимаются более двадцати компаний, основная часть которых находится в Уральском федеральном округе. Наиболее близким к метаноугольным промыслам Кузбасса производителем ОТМ является ООО «ГеоТехНовации» (г. Томск). При этом стоимость предлагаемой продукции в два раза превышает стоимость тампонажных портландцементов, реализацию которых на территории Кемеровской области осуществляет АО «ХК «Сибирский цемент». В тоже время для приготовления облегченных тампонажных растворов в качестве облегчающих добавок можно использовать местные промышленные отходы, среди которых наиболее эффективной и технологичной добавкой техногенного происхождения являются алюмосиликатные полые микросферы (ценосферы, зольные микросферы, АСПМ). Перспективность использования тампонажных растворов с добавкой алюмосиликатных микросфер подтверждается успешным опытом их применения при цементировании скважин, как в нашей стране, так и за рубежом [9–11].

Учитывая вышеизложенное, актуальной является задача по оценке возможности использования компонентов местного производства для получения облегченных тампонажных растворов, которые могут быть применены при цементировании метаноугольных скважин Кузбасса [13]. Для решения данной задачи в КузГТУ на базе лаборатории кафедры теоретической и геотехнической механики были выполнены лабораторные исследования по определению основных физико-механических показателей тампонажных растворов. В качестве базового материала для приготовления растворов использовали портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур ПЦТ I-50 ГОСТ 1581-96 производства ООО «Топкинский цемент», а в качестве облегчающей добавки – алюмосиликатные полые микросферы SG 500 производства ООО «Сибирская генерирующая компания» (продукция производственного подразделения «Специальные материалы», Кемеровская обл., г. Белово). Также исследовали облегченный тампонажный материал ОТМ-4 ТУ 5734-001-30414934-2012 производства ООО «ГеоТехНовации» г. Томск. Величину водоцементного (водотвердого) отношения и количество облегчающей добавки подбирали по растекаемости раствора с учетом необходимой плотности. Лабораторные испытания проводили при атмосферном давлении и температуре 22 ± 2 °С в соответствии с методами, установленными ГОСТ 26798.1-96. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты определения показателей тампонажных материалов

Состав раствора		Плотность, г/см ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, мл	Прочность в возрасте 2 сут, МПа	
Тампонажный материал	В/Т				при изгибе	при сжатии
ПЦТ I-50 (100 %)	0,5	1,83	224	4,6	3,8	13,4
ПЦТ I-50 (80 %) + АСПМ (20 %)	0,55	1,42	213	7,0	2,1	6,3
ОТМ-4 (100 %)	0,66	1,41	217	1,8	1,3	3,7

Полученные данные подтверждают эффективность использования АСПМ для снижения плотности тампонажного раствора. Однако чтобы получить раствор с требуемой растекаемостью (подвижностью), приходится увеличивать количество воды затворения. Избыточная вода, вводимая в раствор, отрицательно влияет на его водоотделение и прочностные показатели камня. В целом, результаты исследований позволяют сделать вывод, что раствор, полученный с применением материалов местного производства, по основным физико-механическим показателям соответствует предъявляемым к облегченным портландцементом требованиям ГОСТ 1581-96, и не уступает имеющемуся на рынке облегченному тампонажному материалу ОТМ-4.

При этом требуется продолжить исследовательскую работу по совершенствованию рецептуры облегченного раствора и улучшению его тампонажно-технических свойств с целью повышения качества крепления метаноугольных скважин. В частности, необходимо снизить показатель водоотделения. Добиться этого можно уменьшением водоцементного отношения и введением в состав раствора пластифицирующих добавок для сохранения требуемой растекаемости и снижения реологических параметров [14, 15]. Это также должно положительно повлиять на прочностные и фильтрационные характеристики тампонажного камня. Изучение влияния пластифицирующих добавок на свойства облегченного тампонажного раствора является задачей дальнейших исследований.



Литература:

1. Из недр кузбасских кладовых – горючий газ метан / сост. С.С. Золотых, В.С. Арнаутов, Е.В. Сурин; автор проекта С.С. Золотых. – Кемерово : АИ «Кузбассвуиздат», 2015. – 247 с.
2. Зимаков Б.М., Натура В.Г., Хрюкин В.Т. Геологические перспективы добычи метана в Кузнецком бассейне. – М. : Геоинформмарк, 1992. – 90 с.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М. : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
4. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline / edited by Pramod Thakur, Steve Schatzel, Kashy Aminian. – 1st edition – San Diego, CA, USA : Elsevier, 2014. – 440 p.
5. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар : Изд-во «Просвещение – Юг», 2009. – 934 с.
6. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика : учеб. пособие для нач. проф. образования. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 416 с.
7. Золотых С.С., Карасевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком угольном бассейне. – М. : Изд-во «ИСПИН», 2002. – 570 с.
8. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : Справ. пособие: в 2 кн. Кн. 2. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 534 с.
9. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы / В.И. Вяхирев [и др.]. – М. : «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 180 с.
10. Шаманов С.А. Бурение и заканчивание горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 190 с.
11. Разработка и применение новых облегченных тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн при нормальных и умеренных температурах / И.И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. – № 5. – С. 12–15.
12. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алюмосиликатных микросфер // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 13–17.
13. Обоснование использования алюмосиликатных микросфер в тампонажных растворах при цементировании метаноугольных скважин Кузбасса / М.А. Баёв, А.Г. Шевцов, А.Е. Клесунов, К.Г. Дятлов // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: материалы всероссийской научно-технической конференции. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – С. 109–112.
14. Пестерев С.В., Фатхутдинов И.Х., Дацков А.В. Новые добавки для эффективного решения технологических задач при цементировании скважин // Бурение и нефть. – 2010. – № 11. – С. 34–36.
15. Кожевников Р.О., Логинов М.А., Сас В.Н. Теория и опыт применения поликарбоксилатного пластификатора «WellFix P-100» производства ООО «Химпром» // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 41–42.

References:

1. From a subsoil of the Kuzbass storerooms – combustible gas methane / compiled by S.S. Zolotykh, V.S. Arnautov, E.V. Surin; project author S.S. Zolotykh. – Kemerovo : Kuzbassvuzizdat publishing house, 2015. – 247 p.
2. Zimakov B.M., Natura V.G., Khryukin V.T. Geological prospects for methane production in the Kuznetsk Basin. – M. : Geoinformmark, 1992. – 90 p.
3. Federal rules and regulations in the field of industrial safety «Safety rules in the oil and gas industry». Series 08. Issue 19. – M. : JSC Scientific and Technical Research Center of Industrial Safety Problems, 2013. – 288 p.
4. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline / edited by Pramod Thakur, Steve Schatzel, Kashy Aminian. – 1st ed. – San Diego, CA, USA : Elsevier, 2014. – 440 p.
5. Bulatov A.I. Detective biography of tightness of oil and gas wells. 3rd ed. – Krasnodar : Education – the South publishing house, 2009. – 934 p.
6. Vadetskiy Yu.V. Driller's Guide : manual. – M. : Akademiya publishing center, 2008. – 416 p.
7. Zolotykh S.S., Karasevich A.M. Problems of commercial methane production in the Kuznetsk coal basin. – M. : ISPIN publishing house, 2002. – 570 p.
8. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's Companion: Handbook: in 2 books. Book. 2. – M. : LLC Nedra-Biznestsentr, 2006. – 534 p.
9. Lightweight and ultralight oil well cement slurries / V.I. Vyakhirev and others. – M. : LLC Nedra-Biznestsentr, 1999. – 180 p.
10. Shamanov S.A. Drilling and completion of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Biznestsentr, 2001. – 190 p.
11. Development and application of new lightweight grouting materials for casing cementing at normal and moderate temperatures / I.I. Beley and others // Drilling and oil magazine. – 2006. – № 5. – P. 12–15.
12. Merzlyakov M.Yu., Yakovlev A.A. Research of technological properties of aerated grouting mortars with hollow aluminosilicate microspheres // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining. – 2015. – № 14. – P. 13–17.
13. Substantiation of the use of aluminosilicate microspheres in grouting slurries for cementing methane-coal wells of Kuzbass / M.A. Baev, A.G. Shevtsov, A.E. Klesunov, K.G. Dyatlov // Technique and technology of construction and repair of oil and gas wells: Proceedings of the scientific and technical conference. Drilling of oil and gas wells. – Tyumen : TyumGNGU, 2015. – P. 109–112.
14. Pesterev S.V., Fatkhutdinov I.Kh., Datskov A.V. New additives for effective solutions of technological tasks in well cementing // Drilling and oil magazine. – 2010. – № 11. – P. 34–36.
15. Kozhevnikov R.O., Loginov M.A., Sas V.N. Theory and experience in the application of polycarboxylate plasticizer «WellFix P-100» produced by LLC Himprom // Drilling and oil magazine. – 2015. – № 6. – P. 41–42.



УДК (696.6+628.9 622.143)(075.8)

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ, DART И RSM675. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ DART ДЛЯ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2985 м

THE EFFICACY OF ROTARY MANAGED SYSTEM, DART AND RSM675. TECHNICAL AND ECONOMIC CALCULATION SYSTEM DART TO A WELL DEPTH OF 2985 m

Башкуров Артем Юрьевич

кандидат технических наук, доцент,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе
Bashkurov_A@inbox.ru

Объедков Александр Сергеевич

магистрант,
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Аннотация. Данная статья посвящается, применению Роторным Управляемым Системам, системе Dart и RSM675. Основные технические характеристики этих систем, преимущества, а также для каких диаметров скважин можно применять данные системы и технико-экономический расчет для скважины, глубина которой составляет 2985 м.

Ключевые слова: система, интенсивность, скважина, бурение, долото.

Bashkurov Artem Yuryevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Russian state geological prospecting
University named after Sergo Ordzhonikidze
Bashkurov_A@inbox.ru

Obedkov Alexander Sergeyevich

Undergraduate,
Russian state geological prospecting
University named after Sergo Ordzhonikidze

Annotation. This article is dedicated to, the use of Rotary Steerable Systems the Dart system and RSM675. The main technical characteristics of these systems, the advantages and what are the diameters of the wells, you can apply these systems and technical-economic calculation for wells, the depth of which is 2985 m.

Keywords: system, the intensity of, well, drilling, chisel.

Роторная управляемая система Dart

Система кривления DART представляет собой 100 % механический инструмент для бурения скважин по плавным кривым траекториям с постоянной интенсивностью изменения угла. Кривление по принципу трёхточечной стабилизации обеспечивается путём приложения постоянного бокового усилия от несоосного стационарного стабилизатора к долоту.

В процессе бурения ориентация торца инструмента поддерживается не вращающимся масс-эксцентриком, который за счёт силы тяжести постоянно находится в подвешенном состоянии. Изменение ориентации торца инструмента производится при отрыве долота от забоя при выключенных насосах и, в среднем, занимает не более 3 минут. [1]



Рисунок 1 – Система Dart

Система DART включает следующие элементы и устройства:

1) сердечник, проходящий сквозь инструмент для передачи крутящего момента и вращения долота; используется как часть механизма изменения ориентации торца;

2) скребок, который является частью сердечника и вращается вместе с ним. Диаметр скребка меньше диаметра долота, и обычно скребок не касается стенок ствола. Он предназначен для удаления всех уступов, образующихся в процессе бурения и способных затруднить продвижение не вращающихся стабилизаторов;



3) несоосный (управляющий) стабилизатор – не вращающийся, полноразмерный, немного смещённый по отношению к оси сердечника. Это смещение создаёт боковое усилие на долото, позволяющее управлять траекторией ствола в трёх измерениях;

4) сосный стабилизатор – концентрический, также не вращающийся, создаёт третью точку опоры для реализации трёхточечной стабилизации, которая необходима для точного и предсказуемого управления компоновкой с помощью системы DART. Также этот стабилизатор принимает на себя вес массэксцентрика.

Бурение прямолинейно-наклонных участков с применением системы DART производится путём поочередной ориентации торца в противоположных направлениях. Поскольку изменение ориентации торца при помощи системы DART производится легко и быстро, эта процедура не приводит к увеличению времени бурения и позволяет получить прямой ствол скважины. [1]

Таблица 1 – Технические характеристики системы Dart

Диаметр инструмента, мм	120,6 для бурения скважин 149,2–171,5 мм
Длина, м	8,23
Интенсивность набора угла, град./30 м	3°/30 м
Максимальная температура, °C	150
Внутренний диаметр, мм	28,57
Максимальная скорость вращения, об./мин	220

Роторная управляемая система RSM675

Роторная Управляемая Система (RSM®) компании APS состоит из высокотехнологичного модуля роторного бурения и гидравлической силовой секции. RSM использует проверенную временем технологию отклонения долота («Push-the-Bit»), не требует большого количества вспомогательного оборудования и позволяет контролировать траекторию скважины при постоянном вращении бурильной колонны с сохранением оптимальной мощности и скорости вращения долота. Разработанная для использования в различных условиях, RSM сочетает функциональность РУСов, используемых большими сервисными компаниями, с простотой управления, присущей обычным забойным двигателям.

Описание Системы:

Модуль роторного бурения RSM содержит выдвижные башмаки, модули позиционирования и управления, а также электрический и гидравлический генераторы, приводимые в движение ротором силовой части. Управляющий модуль контролирует гидравлический манифольд, обеспечивая необходимое направление и силу для изменения траектории скважины.[1]

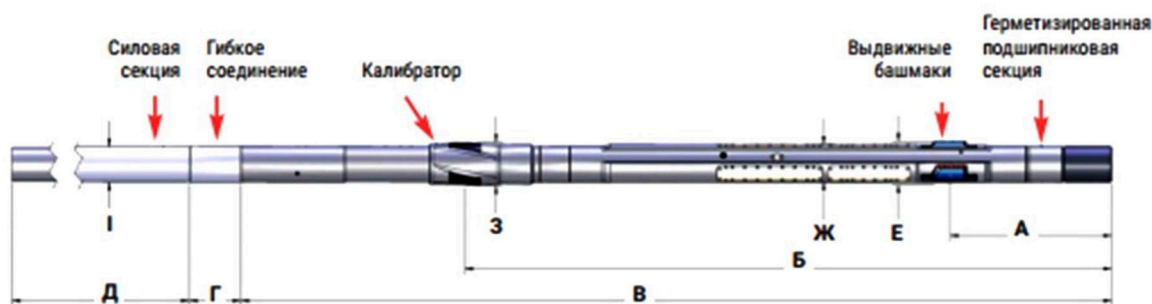


Рисунок 2 – Система RSM675

Режимы работы:

RSM может быть сконфигурирован для работы в режиме с замкнутой обратной связью для бурения вертикальных и тангенциальных участков скважины или работать в соответствии с командами, подаваемыми с поверхности. Выбор режима работы, а также выключение РУС для проработки осуществляется с помощью кодированных посылок, получаемых изменением расхода бурового раствора.

Управление системой в скважине:

Система APS RSM проста в использовании. Желаемое направление слайдирования задаётся поворотом буровой колонны – также как и установка положения отклонителя у обычного ВЗД. Необходимая интенсивность набора задаётся кодированными посылками (изменением расхода бурового раствора). Встроенный в RSM микроконтроллер способен поддерживать и более сложные алгоритмы работы. В будущем планируется внедрение системы связи с телеметрической системой APS, что значительно расширит возможности системы. [1]



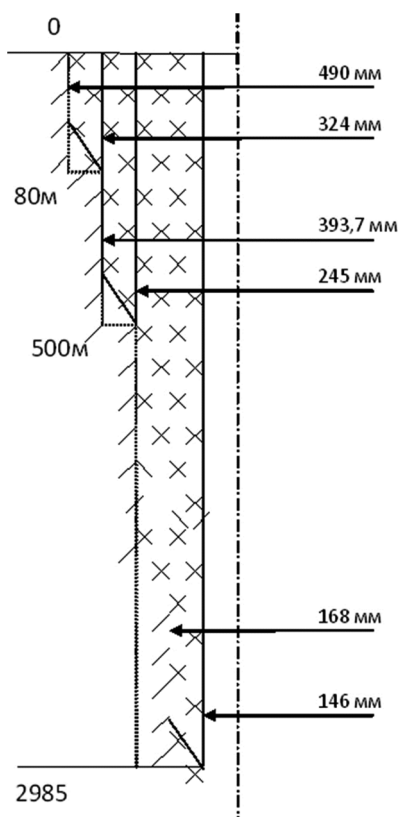
Таблица 2 – Технические характеристики системы RSM675

Максимальный диаметр корпуса RSM	200 мм
Интенсивность	текущий: 0,5°/100' (30 м) до 4,0°/100' (30 м)
Максимальное давление	20,000 фунт/кв. дюйм (137,9 МПа)
Максимальная температура	150 °С
Диаметр силовой секции	171 мм
Общая длина силовой секции	5,24 м

Таблица 3 – Основные значения для скважины[3]

Интервал установки по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
0–80	Направление	324	490
0–500	Кондуктор	245	393,7
0 -2985	Эксплуатационная	146	168

Конструкция скважины:



Технико-экономический расчет системы Dart для скважины, глубина которой составляет 2985 м:

Продолжительность строительства скважины определяется как совокупность затрат времени на всех этапах цикла строительства, а именно:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважины на продуктивность.

Продолжительность бурения и крепления скважин определяется по формуле: [5]

$$T_6^{пл} = T_6^H \cdot K_n,$$

где T_6^H – нормативная продолжительность бурения; K_n – коэффициент пересчёта, $K_n = 1,05$.

Составление сметы:

Планирование и финансирование буровых работ и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов на строительство скважин, по всем статьям затрат.



Для определения затрат на строительство скважин используются следующие проекты и нормативные документы:

- данные технического проекта от объёма работ;
- сборник элементарных сметных норм;
- строительные нормы и правила;
- единые районные единичные расценки;
- единые и местные цены на материалы.

Определение продолжительности строительства скважины:

$$T_{\text{ц}}^H = t_{\text{пр}}^H + t_{\text{ВМР}}^H + t_{\text{б}}^{\text{пл}} + t_{\text{к}}^H + t_{\text{у}}^H,$$

где $T_{\text{ц}}^H$ – нормативная продолжительность строительства скважины, сут; $t_{\text{пр}}^H$ – подготовительные работы к бурению, сут; $t_{\text{ВМР}}^H$ – время вышкомонтажных работ, сут; $t_{\text{б}}^{\text{пл}}$ – время бурения, сут; $t_{\text{к}}^H$ – время крепления, сут; $t_{\text{у}}^H$ – время испытания, сут.

Определение нормативной механической скорости [4]:

$$V_{\text{мех}}^H = \frac{H}{t_{\text{мех}}^H},$$

где H – проходка, м; $t_{\text{мех}}^H$ – нормативное механическое время бурения, ч. [4]

Определение рейсовой скорости: [4]

$$V_{\text{р}}^H = \frac{H}{t_{\text{м}}^H + t_{\text{спо}}^H},$$

где $t_{\text{м}}^H$ – нормативная продолжительность механического бурения, ч; $t_{\text{спо}}^H$ – нормативная продолжительность спуско-подъемных операций, ч.

Определение технической скорости: [4]

$$V_{\text{тех}} = \frac{H \cdot 720}{t_{\text{пр}}},$$

где $t_{\text{пр}}$ – производительное время, ч.

Определение цикловой скорости: [4]

$$V_{\text{ц}}^H = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{ц}}}.$$

Определение плановой коммерческой скорости: [4]

$$V_{\text{к}}^{\text{пл}} = \frac{H \cdot 720}{t_{\text{рп}}^{\text{пл}}},$$

где $t_{\text{рп}}^{\text{пл}}$ – плановое время бурения, ч.

Определение средней проходки на долото по скважине:[4]

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{N},$$

где N – количество долот.

Количество буровых бригад:

$$Ч_{\text{бр}} = \frac{H_{\text{общ}}}{V_{\text{к}}^{\text{пл}} \cdot 12,17},$$

где $H_{\text{общ}}$ – общая проходка по всей площади, м.



Количество вышкомонтажных бригад:

$$Ч_{ВМП} = \frac{t_{ВМП}}{t_{б} + t_{к}} \cdot Ч_{бр}.$$

Количество бригад на испытание:

$$Ч_{исп} = \frac{t_{исп}}{t_{б} + t_{к}} \cdot Ч_{бр}.$$

где $t_{исп}$ – время испытания, ч;

Количество буровых установок:

$$Ч_{БУ} = Ч_{бр} \cdot К_{об},$$

где $К_{об}$ – коэффициент оборачиваемости:

$$К_{об} = \frac{t_{ВМП} + t_{б} + t_{к} + t_{пер} + t_{рем} + t_{рез}}{t_{б} + t_{к}},$$

где $t_{пер}$ – время переезда, сут; $t_{рем}$ – время в ремонте, сут; $t_{рез}$ – время нахождения в резерве, сут.

$$Ч_{БУ} = 12 \cdot 1,25 = 15 \text{ установок.}$$

Себестоимость 1 метра проходки:

$$C_{1м} = \frac{C_{см} - П_{н}}{H},$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость скважины с учётом коэффициента инфляции, руб; $П_{н}$ – плановые накопления с учётом коэффициента инфляции, руб.

Общий расход на скважину:

$$C_c = C_{1м} \cdot H_{скв}, \text{ руб.}$$

В настоящее время, система DART использовалась на Южно – Тарасовском месторождении, для скважины, глубина которой составляет 2985 метров. Благодаря этой системе, увеличивается механическая скорость, то есть скорость проходки составила 40,7 м/ч, по сравнению использования Винтового Забойного Двигателя.

Литература:

1. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин, 2014 г. [Электронный ресурс]
2. Забайкин Ю.В. Управление персоналом : учебное пособие. – М., 2008.
3. Управление, организация и планирование геологоразведочных работ / Под ред. д.э.н., проф. Лисова В.И. и д.э.н., проф. Назаровой З.М. – 2-е изд., перераб. и доп. – Волгоград : Издательский Дом «Ин-Фолио», 2011. – 496 с.
4. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. – М., 1986.
5. Забайкин Ю.В. Управление персоналом : учебное пособие. – М., 2008.

References:

1. Kane S.A. Modern technical means of controlling the trajectory of obliquely directed wells, 2014 [Electronic resource]
2. Zabaykin Yu.V. Personnel management: a study guide. – М., 2008.
3. Management, organization and planning of geological exploration / Ed. Doctor of economic sciences, prof. Liso-va V.I. and Doctor of Economics, prof. Nazarova Z.M. – 2 nd ed., Revised. and additional. – Volgograd : Publishing House «In Folio», 2011. – 496 p.
4. P.A. Ganjulyan. Practical calculations in exploratory drilling. – М., 1986.
5. Zabaykin Yu.V. Personnel management : a study guide. – М., 2008.



УДК (696.6+628.9 622.143)(075.8)

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ВЕРТИКАЛЬНОГО БУРЕНИЯ С ДОЛОТОМ ВИКИНГ НА ЮЖНО-ТАРАСОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

THE CONSTRUCTION OF OIL WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION SYSTEM USING A VERTICAL DRILLING WITH A CHISEL VIKING OF THE SOUTH TARASOVSKOYE FIELD

Башкуров Артем Юрьевич

кандидат технических наук, доцент,
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе
Bashkurov_A@inbox.ru

Объедков Александр Сергеевич

магистрант,
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные этапы строительства нефтяной скважины с горизонтальным окончанием с использованием системы вертикального бурения с долотом Викинг на Южно-Тарасовском месторождении, а также представлена конструкция скважины и технические характеристики системы.

Ключевые слова: строительство скважин, долото, система, монтаж вышки, освоение скважины, буровые работы.

Bashkurov Artem Yuryevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Russian state geological prospecting
University named after Sergo Ordzhonikidze
Bashkurov_A@inbox.ru

Obedkov Alexander Sergeevich

Undergraduate,
Russian state geological prospecting
University named after Sergo Ordzhonikidze

Annotation. This article discusses the main stages of construction of oil wells with horizontal completion system using a vertical drilling with a chisel Viking of the South Tarasovskoye field, and the design of the well and system specifications.

Keywords: well construction, drill bit, system, installation rigs, exploration wells, drilling.

Под строительством нефтяных скважин понимается полный цикл работ, включающий в себя всю совокупность мероприятий от проектирования скважины в соответствии с геологическими условиями района и проведения подготовительных работ до процесса испытания на приток нефти и освоения скважины.

Процесс строительства нефтяных скважин можно условно разделить на несколько основных этапов (при этом более 1/2 затраченного времени занимает бурение скважины):

1. Осуществление комплекса подготовительных работ, включая строительство наземных сооружений, подготовку подъездных путей, оборудование систем электроснабжения и вододобычи, обеспечение связью. Проводится техническая рекультивация участка со снятием плодородного слоя почвы и обваловываем его неплодородным слоем грунта.

2. Монтаж вышки и оборудования в соответствии с проектом, обеспечивающим минимизацию затрат на проведение строительно-монтажных работ и безопасность при их осуществлении, а также предельную компактность компоновки отдельных узлов нефтяной скважины.

3. Подготовка к процессу бурения и буровые работы непосредственно. В настоящее время применяются роторный, турбинный режим бурения и применение электробуров.

4. По мере углубления скважины производится работы по укреплению скважины, спуску обсадных колонн и подготовка к цементированию с применением тампонажного раствора.

5. Изоляция зон вероятностных перетоков пластовой жидкости, создание основания для монтажа устьевого оборудования.

6. Вскрытие пласта с последующим проведением испытания на приток нефти и газа.

Система вертикального бурения Power V, в которой вращаются все внешние элементы, обеспечивает бурение от устья скважины до проектной глубины, автоматически сохраняя вертикальную траекторию. Полное вращение обеспечивает эффективную очистку стола скважины и сокращает вероятность потери оборудования в скважине.

Эта система проста и надежна в эксплуатации. Для обеспечения работы системы требуется один специалист. Применение системы на буровой укладывается в простую схему: сборка КНБК — спуск на забой — бурение. Система имеет энергонезависимую память и поэтому программные установки, введенные в систему, остаются в памяти прибора на всем протяжении СПО и бурения. Данная система, в которой вращаются все внешние элементы, обеспечивает бурение от устья скважины до проектной глубины, автоматически сохраняя вертикальную траекторию. Система Power V основана на доказавшей работоспособность роторной управляемой системе PowerDrive, и как в этой системе,



все ее элементы вращаются. Полное вращение обеспечивает такую же эффективную очистку ствола от шлама и превосходное качество ствола для вертикальных скважин, как и для наклонно-направленных. Кроме того, сокращается вероятность потери оборудования в скважине.

Основные преимущества системы:

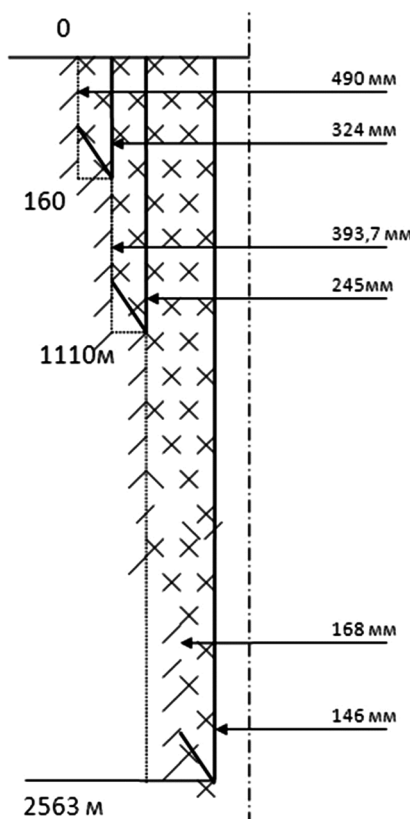
- требует минимального контроля;
- сокращает вероятность потери оборудования в скважине;
- все элементы системы вращаются;
- работает при температуре 149 °С;
- автоматически функционирует в скважине;
- эффективность и рентабельность.

Полное вращение и автоматическое управление делают систему Power V эффективным и рентабельным решением для вертикального бурения. По причине того, что простота применения системы устраняет необходимость тщательного контроля с буровой, снижается вероятность негативного воздействия на здоровье, безопасность и окружающую среду.

Таблица 1 – Технические характеристики системы Power V

Диаметр ствола	3/4 дюйм – 6 1/2 дюйм
Общая длина	4,56 м
Максимальный рабочий момент	5,420 Н·м
Максимальная нагрузка на долото	223,000 Н
Максимальная температура	149 °С
Скорость расхода	830–1,500 л/мин
Содержание песка в буровом растворе	1 % по объему

Конструкция скважины:



Стандартные PDC долота, успешно применяемые для бурения по всему миру, часто не показывают ожидаемых результатов в России, ввиду особенностей бурения. Изношенность и неоптимальное состояние бурового оборудования, существенное ограничение в гидравлике, не всегда позволяют использовать потенциал стандартных PDC долот. Как результат – недостаточно высокая механическая скорость, низкие показатели износостойкости долота и частые необязательные спускоподъемные операции.

Благодаря компании Viking Bits в России можно использовать обширные знания литологических параметров местности и материалы класса при проектировании и производстве долот со стальным или матричным корпусом. Уникальная режущая структура делает эффективными наши буровые до-



лота PDC несмотря на низкий крутящий момент и недостаточную гидравлическую мощность. Это делает долота особенно востребованными при наземном бурении в России.

Viking Bits также проектирует долота PDC для использования с гидравлическими забойными двигателями или роторно-управляемыми системами (РУС). Долота PDC Viking Bits обеспечивают высокую эффективность бурения и устойчивость траектории при вертикальном или горизонтальном бурении.

Долота PDC серии Викинг отличаются уникальной режущей структурой, позволяющей эффективно выполнять бурение при ограниченных крутящих моментах и малой гидравлической мощности. Они особенно хорошо подходят для условий, где состояние бурового оборудования не позволяет выйти на оптимальные режимы.

Эти долота предназначены для бурения как в роторных управляемых системах, так в сочетании с забойными двигателями. Профиль долота подходит для вертикального, наклонно-направленного и горизонтального бурения, обеспечивая стабильность и продолжительность работы.

Долота имеют новую оптимизированную геометрию лопастей и улучшенную защиту калибрующего ряда (калибрующие резцы защищены дополнительным слоем матрицы). Одним из основных факторов, влияющих на агрессивность PDC долот, является величина угла атаки резцов, образующих режущую структуру долот. Угол атаки резца образован плоскостью рабочей поверхности резца и вертикалью. При уменьшении угла атаки увеличивается глубина его внедрения в породу, благодаря чему возрастает суммарный момент на долоте, и, соответственно, больший объем породы выбуривается за один оборот долота. Средняя механическая скорость данной серии долот 21,5 м/ч. Эти долота отличаются уникальной режущей структурой, позволяющей эффективно выполнять бурение при ограниченных крутящих моментах и малой гидравлической мощности. Они особенно хорошо подходят для условий, где состояние бурового оборудования не позволяет выйти на оптимальные режимы.

На Южно-Тарасовском месторождении используются долота Викинг, одним из размеров таких 142,9 мм.

Технические характеристики:

Размер:	142.875 мм
Резцы на торцевой части:	16 PDC
Калибрующие Резцы:	9 PDC
Количество лопастей	6
Длина калибрующей части:	43 мм
Нагрузка на долото:	0–5 т
Присоединительная резьба:	179 мм
Насадки, шт	6
Общая длина:	271 мм

Предназначено для бурения как в роторных компоновках, так в сочетании с забойными двигателями. Профиль долота подходит для вертикального, наклонно-направленного и горизонтального бурения, обеспечивая стабильность и продолжительность бурения.

Литература:

1. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин, 2014 г. [Электронный ресурс]
2. Забайкин Ю.В. Управление персоналом : учебное пособие. – М., 2008.
3. Управление, организация и планирование геологоразведочных работ / Под ред. д.э.н., проф. Лисова В.И. и д.э.н., проф. Назаровой З.М. – 2-е изд., перераб. и доп. – Волгоград : Издательский Дом «Ин-Фолио», 2011. – 496 с.
4. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. – М., 1986 г.
5. Забайкин Ю.В. Управление персоналом: учебное пособие. – М., 2008.

References:

1. Kane S.A. Modern technical means of controlling the trajectory of obliquely directed wells, 2014. [Electronic resource]
2. Zabaykin Yu.V. Personnel management: a study guide. – М., 2008.
3. Management, organization and planning of geological exploration / Ed. Doctor of economic sciences, prof. Lisova V.I. and Doctor of Economics, prof. Nazarova Z.M. – 2 nd ed., Revised. and additional. – Volgograd : Publishing House «In Folio2, 2011. – 496 p.
4. P.A. Ganjulyan. Practical calculations in exploratory drilling. М., 1986.
5. Zabaykin Yu.V. Personnel management : a study guide. – М., 2008.



УДК 622.245.422

СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ КОНТРАКЦИИ ПРИ ТВЕРДЕНИИ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

METHODS OF CONTRACTION COMPENSATION WHILE PORTLAND CEMENT HARDENING

Белей Иван Ильич

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

Beley Ivan Iliich

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

Аннотация. Приведены результаты исследований контракции в сопоставлении с изменением прочности камня при твердении портландцементных растворов. Рассмотрены способы компенсации контракции и развития вакуума путем использования минеральной или газогенерирующей добавок. Установлена возможность получения систем с низкой контракцией за счет повышения порового давления в растворе/камне газогенерирующей добавкой.

Annotation. Survey results of contraction compared to cement strength while hardening of Portland cement slurries. Methods of contraction compensation and vacuum development with use of mineral or gas generating agents are considered. Possibility of receiving low contraction systems by increase of pore pressure with the gas generating agent in the slurry/rock is determined. Their potential for casing cementing is shown.

Ключевые слова: контракция; снижение давления; твердение; портландцементный раствор; газогенерирующая добавка.

Keywords: contraction; pressure decline; hardening; Portland cement slurry; gas generating agent.

Характерным для процессов гидратации портландцементов является наличие контрактных явлений, влияние которых на качество разобщения пластов может быть существенным. Контракция вызывает уменьшение внешнего объема изолированной пробы цементной суспензии лишь в начальный период твердения. После образования структуры, контракция приводит к увеличению пористости и развитию вакуума в цементном камне, а процесс твердения системы «цемент-вода» происходит уже без изменения размеров образца цементного камня [1, 2].

Развитие вакуума обуславливает обезвоживание фильтрационной корки бурового раствора, ее усадку, растрескивание и образование флюидопроводящих каналов. В результате снижения давления в затрубном пространстве возникает опасность «подтягивания» пластового флюида в скважину и его фильтрации по образовавшимся каналам в вышележащие пласты или даже до устья скважины.

В случае цементирования в интервале межколонного пространства (отсутствия связи камня с водонасыщенными породами) эффект контракции может быть причиной снижения напряженности контакта камня с обсадными трубами.

Исследования контракции тампонажных растворов применительно к условиям твердения в скважине наиболее полно были выполнены во ВНИИКРнефти под руководством Булатова А.И. [3]. Количество поглощаемой твердеющим цементным раствором воды определялось косвенно, по снижению давления в автоклаве. Поэтому перед опытами производилась калибровка манометра автоклава с целью установления количества удаляемой через вентиль воды при снижении давления от 40 до 0 МПа, при температурах от комнатной до 90 °С. В результате были получены зависимости количества поглощенной воды цементными растворами от времени при различных температурах.

Известно, что величина контракции зависит от степени гидратации цемента («чем больше воды связывается при гидратации, тем больше контракция», а «кинетика контракции соответствует кинетике гидратации» [4]), состава образующихся продуктов и их физического состояния. Косвенно об этом можно судить по сопоставлению характера временных изменений контракции и прочности камня, которая является одним из основных показателей степени гидратации портландцемента. Такие данные ранее не публиковались, но представляют интерес для понимания контрактных явлений.

Связь величины и кинетики контракции с процессом формирования камня (т.е. степенью гидратации вяжущего), при твердении в условиях атмосферного и избыточного давления, исследовалась нами путем параллельных испытаний тампонажного раствора одного состава на приборе расширения/усадки типа 4268 ES и ультразвуковом анализаторе прочности камня (УЗА) модель 5265 SGSA. В опытах использовался раствор на основе тампонажного портландцемента ПЦТ I-50 (производства ОАО «Сухоложскцемент»), приготовленный по ГОСТ 26798.1-96 с в/ц = 0,5.

Прибор 4268 ES (рис. 1) позволяет в автоматическом режиме, при заданных термобарических условиях, изучать изменения во времени объема тампонажного раствора/камня при наличии изоли-



рующей резиновой диафрагмы или объема раствор/камень при твердении с возможностью подпитки водой. В нашем случае контракция определялась в условиях твердения раствора с доступом воды, для чего вместо резиновой диафрагмы устанавливалась фильтровальная бумага. Объем тампонажного раствора составлял 200 см^3 , а объем контактируемой воды – 52 см^3 .

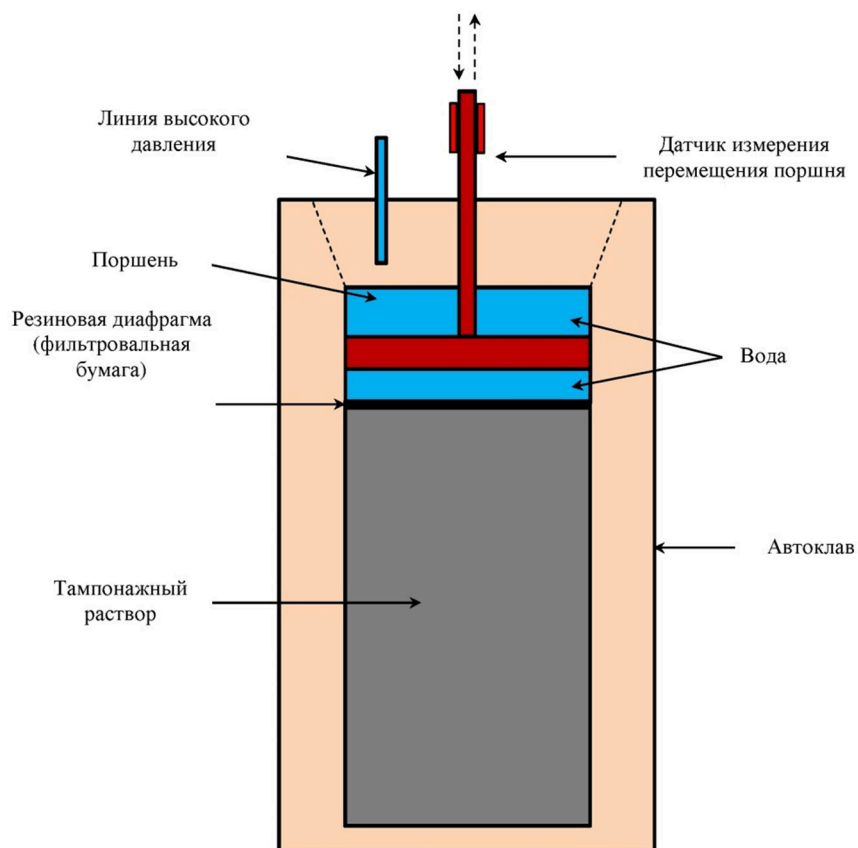


Рисунок 1 – Принципиальная схема прибора 4268 ES

Твердение тампонажного раствора происходило в одном случае при постоянном избыточном давлении $20 \pm 0,1 \text{ МПа}$, а во втором – после создания в автоклаве начального избыточного давления $20\text{--}21 \text{ МПа}$, автоклав прибора отключался от источника давления и фиксировались значения контракции и изменения давления в процессе твердения раствора в замкнутом объеме. Поскольку электронным манометром прибора регистрируются величины давления выше атмосферного, то значения разрежения при контракции не были определены.

Кроме того, аналогичные опыты по определению контракции были выполнены при твердении раствора в условиях атмосферного давления.

Преимуществом ультразвукового анализатора является возможность определять время начала формирования камня и развитие прочности камня во времени в непрерывном режиме с заданной дискретностью в задаваемых термобарических условиях. Несмотря на косвенность метода ультразвукового тестирования (расчет прочности камня по скорости прохождения ультразвукового сигнала), получаемые данные (в т.ч. время начала и окончания схватывания раствора, как время достижения системой определенной прочности при сжатии) характеризуют действительное состояние раствора (каменя) и соответствуют показателям сроков схватывания, определяемых на приборе Вика.

Как показали наши исследования, окончанию схватывания тампонажного раствора по прибору Вика соответствует момент достижения прочности камня при сжатии по ультразвуковому анализатору, равной $0,1\text{--}0,14 \text{ МПа}$.

На рисунке 2 приведены сравнительные графики изменения во времени объема тампонажного раствора/камня (по прибору 4268ES) и прочности камня при сжатии (по прибору 5265 SGSA), в случае твердения в контакте с водой тампонажного раствора при нормальной температуре, в условиях атмосферного и избыточного давлений.

Можно видеть, что к моменту окончания схватывания стандартного раствора «ПЦТ 1-50 + 0,5 в», величины контракции образцов при различных давлениях имеют близкие значения ($0,47 \%$ и $0,42 \%$), но начало формирования камня в случае избыточного давления происходит в более ранние сроки. После этого процесс контракции интенсифицируется и соответствует характеру набора прочности, определяе-



тому степень гидратации вяжущего материала. Вполне закономерным является превышение временных значений контракции и прочности камня образца, формируемого при избыточном давлении, по отношению к образцу, твердевшему при атмосферном давлении.

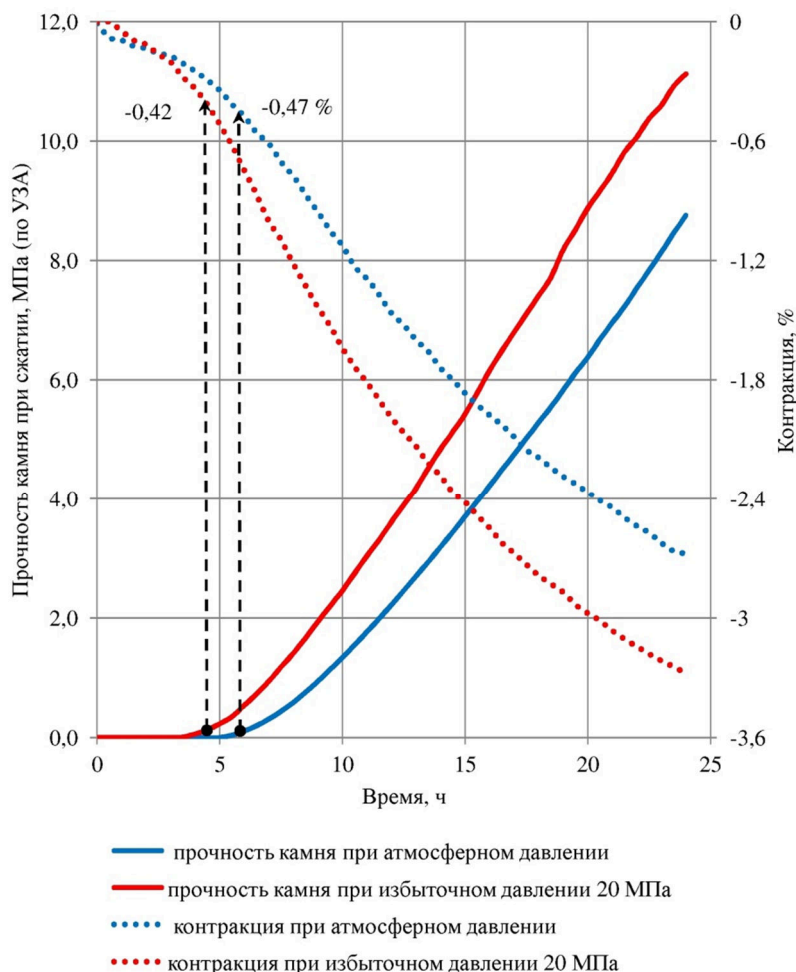


Рисунок 2 – Изменение во времени прочности камня и контракции при твердении тампонажного раствора состава «1,0 ПЦТ 1-50 + 0,5 в» в условиях атмосферного и избыточного давления 20 МПа

Таким образом, основной процесс контракции при твердении стандартного раствора «ПЦТ 1-50 + 0,5 в» происходит после завершения начального этапа формирования кристаллизационной структуры и обусловлен поглощением воды в результате возникновения дополнительного разрежения при гидратации и интенсивном формировании структуры новообразованиями, объем которых меньше объемов исходных материалов. В целом указанные результаты соответствуют данным, приведенным работе [3], но нами были получены более высокие значения контракции, что обусловлено, очевидно, различием методик определения объемных изменений, типов и активности применяемых портландцементов.

Поскольку для портландцемента с аналогичным минералогическим составом степень гидратации даже через 48 ч твердения при 20 °С составляет 0,56 [4], следует ожидать дальнейшего увеличение значений контракции по мере продолжения гидратации вяжущего материала.

Установлено, что в случае герметизированного образца значения контракции через 24 ч твердения являются наименьшими (рис. 3). Данный факт объясняется снижением общего давления в системе «тампонажный раствор/камень + вода», в результате возникающего вакуума, и отсутствием возможности компенсационной подпитки камня водой.

В то же время при постоянном избыточном давлении происходит компенсация возникающего контракционного разрежения и, благодаря процессу выравнивания внешнего и порового давлений, обеспечивается дополнительное (как-бы принудительное) поступление воды в образец камня.

В случае испытания при атмосферном давлении на тампонажный раствор также действует перепад давления и происходит компенсирующее вакуум поглощение воды в большем объеме, нежели для полностью изолированного образца.

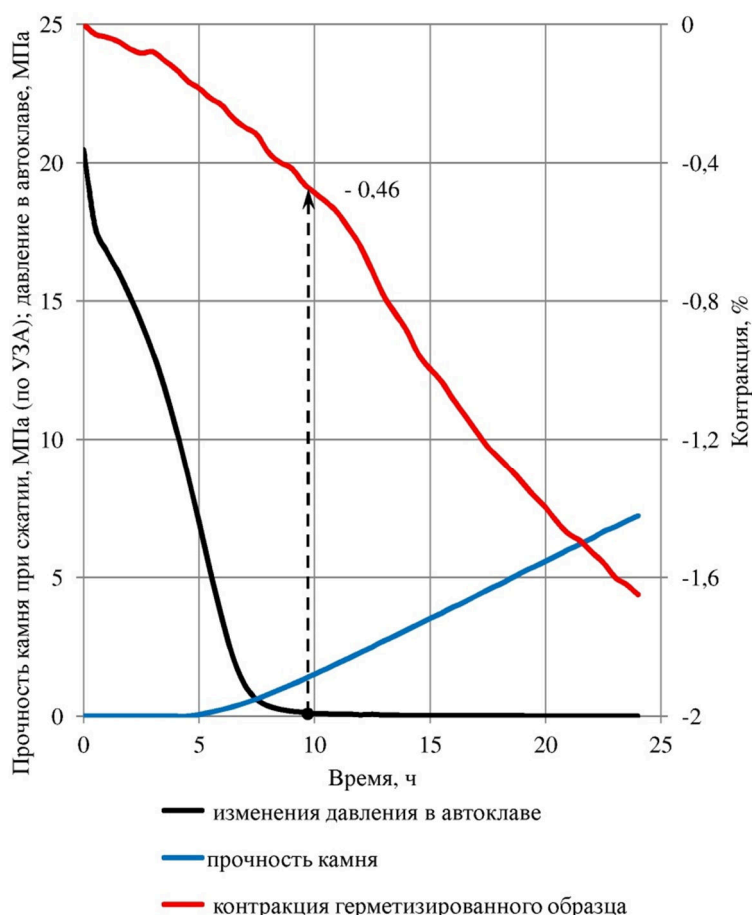


Рисунок 3 – Изменение во времени давления в автоклаве, прочности камня и контракции при твердении изолированного образца тампонажного раствора состава «1,0 ПЦТ 1-50 + 0,5 в»

На рисунке 3 также приведены результаты тестирования на УЗА изолированного образца раствора, когда создавалось лишь начальное избыточное давление 20–21 МПа, которое в последующем не поддерживалось. Можно видеть, что при значении контракции 0,46 % давление в автоклаве анализатора снижается практически до нулевых значений и с этого момента, очевидно, и происходит разрезание.

Сравнивая данные на рисунках 2 и 3, следует отметить более позднее окончания схватывания для изолированного образца раствора и более низкие расчетные значения прочности камня через 24 ч твердения. Последнее свидетельствует о формировании в условиях возникающего разрежения менее плотной и выкристаллизованной структуры из-за невозможности стяжения объема для компенсации вакуума.

Очевидно, что задача снижения контрактационного разрежения сводится как к снижению доли вяжущего в составе раствора, как основной причины контракции, так и к применению способов компенсации снижения давления, в частности за счет реакций газообразования и создания дополнительного порового давления.

В качестве газогенерирующих добавок могут использоваться различные материалы, которые при реакции со щелочной средой тампонажного раствора или взаимодействии с другими добавками выделяют газообразные продукты [5, 6, 7]. В практике цементирования скважин наиболее часто в качестве химического газообразователя в цементных растворах применяют высокодисперсный металлический алюминий (т.н. алюминиевая «пудра» АП), который взаимодействует с гидроксидом кальция с выделением водорода.

Основным назначением таких систем является получение аэрированных облегченных тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в условиях аномально низких пластовых давлений, выполнение изоляционных работ по ликвидации поглощений в процессе бурения скважин, создание напряженного контакта с ограничивающими поверхностями.

Компанией «Halliburton» для повышения степени изоляции затрубного пространства в интервалах продуктивных пластов разработаны и используются тампонажные системы с добавкой Super CBL, которая в одних случаях позиционируется как добавка для предотвращения миграции газа, а в других – указывается как расширяющаяся добавка. Согласно представляемым данным, благодаря реакции газообразования,



которая может регулироваться во времени за счет состава Super CBL, обеспечивается поддержание порового давления в тампонажном растворе/камне в период ОЗЦ и предотвращается поступление пластового флюида в скважину. Однако при этом указывается, что это необходимо лишь для компенсации снижения гидростатического давления в затрубном пространстве, обусловленного «зависанием» тампонажного раствора, а не для компенсации контракционного разрежения.

В связи с этим нами были проведены исследования по оценке возможности использования аналогичных систем для снижения контракционного эффекта путем компенсации снижения давления и развития вакуума при твердении стандартного тампонажного раствора на основе портландцемента ПЦТ I-50 (ОАО «Сухоложскцемент»). В качестве газообразователя применялась алюминиевая пудра типа ПАП-2 (по ГОСТ 5494-71). С целью улучшения смачивания, получения однородной, стабильной газонасыщенной системы алюминиевая пудра вводилась в жидкость затворения, содержащую неионогенное ПАВ и гидроксипропилцеллюлозу (ГЭЦ) (рис. 4).

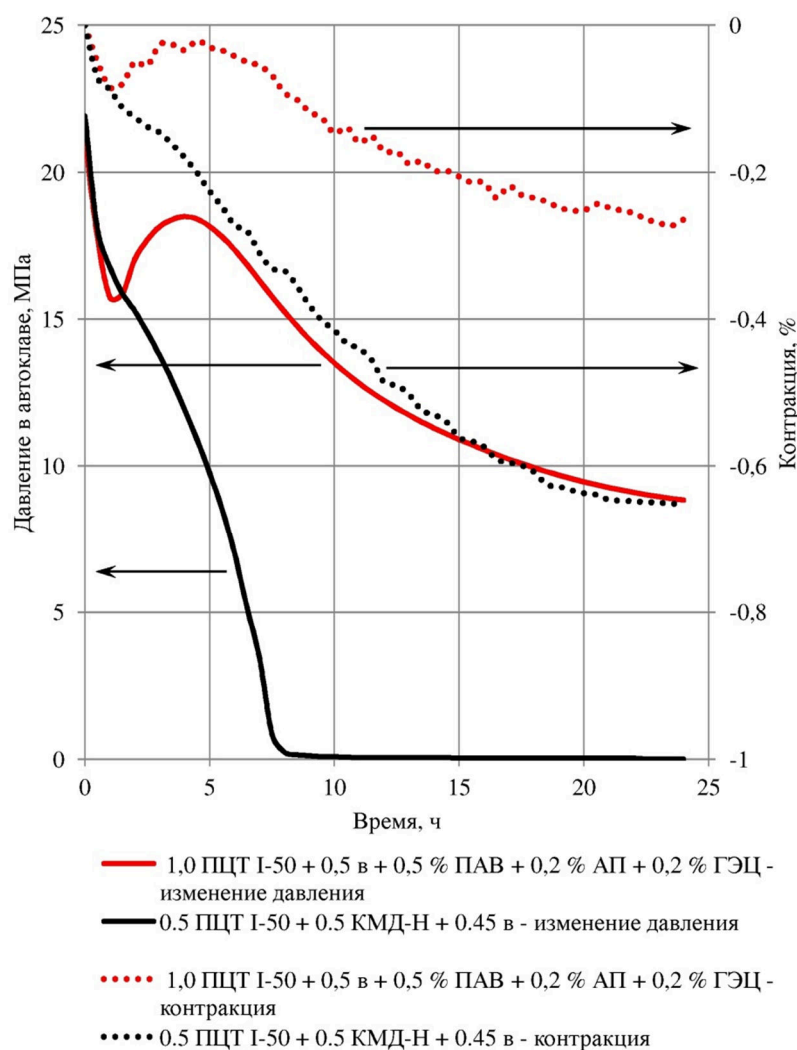


Рисунок 4 – Изменения давления в автоклаве и контракции при твердении тампонажных растворов на основе смеси ПЦТ I-50 и газогенерирующей добавки, а также смеси ПЦТ I-50 и минеральной добавки

Для оценки эффективности способа снижения контракции и контракционного разрежения путем замены части вяжущего материала активной минеральной добавкой КМД-Н испытывался также состав с соотношением «цемент : добавка» = 1 : 1.

Можно видеть, что замена 50 % тампонажного портландцемента на активную минеральную добавку приводит к существенному снижению контракции, по сравнению со стандартным раствором при твердении в замкнутом объеме (0,64 % и 1,65 %), однако даже при таких низких значениях контракции происходит разрежение, и давление все равно снижается ниже атмосферного. Отличием характера изменения давления состава с добавкой КМД-Н является лишь более медленное его снижение в период до начала формирования камня, но время достижения минимальных (фиксируемых прибором) значений давления в автоклаве прибора совпадает со временем для стандартного раствора. Это



объясняется тем, что независимо от типа тампонажного раствора уменьшение объема системы «тампонажный раствор + вода» в результате контракции на 0,4 % и более приводит к снижению давления в автоклаве до нулевых значений.

Если судить по характеру изменения контракции во времени состава с минеральной добавкой, то можно предположить возможность возникновения меньшего разрежения по сравнению с тампонажным раствором, содержащим только портландцемент.

Для тампонажного раствора с газогенерирующей добавкой отмечается иной характер изменения давления и контракции, поскольку в начальный период одновременно происходят два процесса: контракционное уменьшение объема и, соответствующее ему, снижение давления в автоклаве; реакция газообразования, обуславливающая повышение давления в автоклаве и увеличение объема тампонажного раствора. Очевидно, что в течение первых 60 мин твердения процесс начальной контракции превалирует, а объема продуктов газообразования и создаваемого давления недостаточно, для компенсации контракционного снижения давления.

По истечении указанного периода интенсифицируется процесс выделения водорода, что обеспечивает повышение давления в автоклаве от 15,8 МПа до 18,5 МПа и некоторое увеличение объема системы «тампонажный раствор + вода», фиксируемое как уменьшение контракции. Реакция газовыделения завершается спустя 3 ч, что видно по прекращению увеличения и последующей стабилизации давления в автоклаве. Результатом дальнейшей гидратации цемента и соответствующей ей контракции, является снижение давления, которое к моменту окончания опыта составляет 8,8 МПа при величине контракции всего лишь 0,26 %.

Учитывая тот факт, что в данном составе содержание тампонажного портландцемента сопоставимо с содержанием его в стандартном растворе без АП, то конечные значения контракции должны быть также сопоставимы, поскольку влияние ПАВ и гидроксипропилцеллюлозы сводится лишь к некоторому замедлению начала интенсивной гидратации цемента, но не к снижению степени гидратации. Однако, несмотря на гидратацию цемента и наличие процесса контракции, дополнительное поглощение водной фазы твердеющим раствором происходит в существенно меньшем объеме, что связано с компенсацией возникающего контракционного разрежения избыточным поровым давлением.

Поскольку степень гидратации цемента определяет величину контракции и объем поглощаемой воды, то факт уменьшения поглощения воды должен свидетельствовать об уменьшении степени гидратации цемента, поскольку в системе создается повышенное поровое давление и отсутствует перепад давления для проникновения воды к поверхности зерен цемента для продолжения процесса гидратации.

На самом деле это не так, поскольку той воды, которая была введена при затворении стандартного раствора, вполне достаточно для полной гидратации цемента, а поглощаемая впоследствии вода, в результате контракции, является избыточной, обусловленной возникновением вакуума. Как отмечается в работе [8], «согласно данным Пауэрса, водоцементное отношение 0,227 для портландцементов характеризует максимальное количество воды, которое может быть химически связано цементом при полной гидратации». Поэтому в случае системы с газогенерирующей добавкой низкие значения объема поглощаемой воды не сказываются существенно на прочностных характеристиках камня.

Следует иметь в виду, что формирование камня происходит в условиях избыточного давления, создаваемого за счет реакции газообразования и насыщения раствора/камня водородом. Соответственно, к моменту окончания опыта камень характеризуется повышенным поровым давлением, которое никак не сказывается на его состоянии (прочности) в условиях замкнутого объема и избыточного давления.

Однако если происходит снижение избыточного давления в автоклаве, то проявляется отрицательное действие порового давления, заключающееся в интенсивном выделении водорода («пузырение» на поверхности образца) и возможном разрушении камня, если его прочность меньше порового давления. В большей степени это отмечалось при создании больших поровых давлений и непродолжительном твердении раствора до снижения давления в автоклаве. Для состава, указанного на рисунке 4, после окончания опыта через 24 ч, снижения давления в автоклаве до атмосферного и извлечения образца, произошло его разрушение в горизонтальной плоскости на несколько частей.

При более продолжительном твердении и формировании камня большей прочности, с замкнутой структурой пор, указанные эффекты проявляется в меньшей степени.

Очевидно, что в условиях скважины не будет происходить такого чрезмерного снижения давления и вероятность саморазрушения камня, за счет действия высокого порового давления, практически исключена. Более того, положительным свойством газогенерирующих тампонажных систем является возможность получения напряженного контакта за счет уплотняющего действия камня в отношении удаленной фильтрационной корки бурового раствора, которая не будет подвержена усадке и разрушению ввиду минимального контракционного обезвоживания при твердении раствора в камень.

Тем не менее, требуется обоснованный подход к выбору дозировки газогенерирующей добавки с учетом необходимости создания порового давления в растворе, достаточного лишь для компенсации контракционного снижения давления или незначительного его превышения. Кроме того, реакция газовыделения должна происходить в период до формирования жесткой структуры камня, а свойства



тампонажного раствора должны обеспечивать равномерное распределение по объему выделяющегося водорода и исключать его миграцию.

Учитывая особые свойства водорода, целесообразно рассмотреть другие типы добавок, генерирующие менее опасные газообразные продукты и обеспечивающие создание достаточного избыточного давления.

Таким образом, выполненные исследования подтвердили возможность предотвращения контракционного снижения давления и исключения развития вакуума при твердении портландцементного раствора за счет создания дополнительного порового давления газогенерирующей добавкой.

Литература:

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы : Учебн. пособие для вузов. – М. : Недра, 1987. – 280 с.
2. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М. : Недра, 1978. – 287 с.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М. : Недра, 1990. – 409 с.
4. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1987. – 373 с.
5. Ахрименко В.Е., Дьяченко П.А. Химические газообразователи для получения легких цементных растворов // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – № 12. – С. 39–42.
6. Тагиров К.М, Перейма А.А. Газоцементный состав для укрепления рыхлых пород призабойной зоны пласта // Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ: Сб. науч. трудов СевКавНИПИгаз. – Ставрополь. – Вып. 37. – 400 с.
7. Пат. № 2082872 Российская Федерация, E21B33/138. Тампонажный раствор / Борцов В.П., Балуев А.А., Бастриков С.Н. № 94007861/03; заявл. 05.03.1994; опубл. 27.06.1997, Бюл. №10.
8. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М. : Недра, 1977. – 325 с.

References:

1. Bulatov A.I., Danyushevsky V.S. Grouting materials : education institutions. – M. : Nedra, 1987. – 280 p.
2. Danyushevsky V.S. Design of optimum compositions of grouting cements. – M. : Nedra, 1978. – 287 p.
3. Bulatov A.I. Formation and work of a cement stone in the well. – M. : Subsoil, 1990. – 409 p.
4. Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstykh I.F. The reference guide on grouting materials. – M. : Nedra, 1987. – 373 p.
5. Akhrimenko V.E., Dyachenko P.A. Chemical gazoobrazovatel for receiving light cement solutions // NTZh Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : JSC VNIIOENG, 2007. – № 12. – P. 39–42.
6. Tagirov K.M, Pereyma A.A. Gas-cement structure for strengthening of friable breeds of a bottomhole zone of layer // Geology, drilling and development of gas and gas-condensate fields and UGS: collection of scientific works of SevKavNIPGaz. – Stavropol. – Is. 37. – 400 p.
7. Patent № 2082872 Russian Federation, E21B33/138. Grouting solution / Bortciv V.P., Baluyev A.A., Batrikov S.N. № 94007861/03; declared 3/5/1994; publ. 27.06.1997, Bulletin № 10.
8. Bulatov A.I. Grouting materials and technology of cementation of wells. – M. : Nedra, 1977. – 325 p.



УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

RESEARCHING ON THE REASONS OF CROSS-COLUMN SHOWS IN OIL AND GAS WELLS

Белоконь Денис Владимирович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
iden568@gmail.com

Усов Сергей Васильевич

Кандидат технических наук,
старший научный сотрудник, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
baku50@mail.ru

Аннотация. Произведен анализ известных технологических причин появления каналов при цементировании скважин в заколонном пространстве. С использованием программного моделирования графически исследованы гидравлические процессы цементирования скважин. Расчетным методом определены условия качественного замещения бурового раствора цементным при формировании крепи скважины.

Расчетным путем показано, что при эксплуатации скважины крепь скважины, в результате термобарических процессов, протекающих в эксплуатационной колонне и заколонном пространстве, испытывает значительные нагрузки, которые приводят к появлению каналов в зацементированном заколонном пространстве.

Результаты приведенных исследований помогут лучше понять природу межколонных проявлений, а, следовательно, и принять меры по их недопущению при строительстве и эксплуатации скважин.

Ключевые слова: нефть, скважина, гидравлика, давление, температура, крепление скважин, цементирование, флюидопроявления, герметичность.

Belokon Denis Vladimirovich

Student,
Kuban state technological university
iden568@gmail.com

Usov Sergey Vasilyevich

Candidate of Technical Sciences,
Senior Scientific Employee,
Associate Professor,
Kuban state technological university
baku50@mail.ru

Annotation. Was made the analysis of known technological reasons of emersion of channels when cementing wells in cross-column space. With the help of computer modeling were graphically researched the hydraulic processes of cementing wells. The calculation method determined the conditions for the qualitative replacement of drilling mud with cement during the formation of the borehole.

Has been calculated that during the exploitation of the well, the wellbore, because of the thermobaric processes flowing in the production column and annulus casing, experiences significant loads, which leads to the appearance of channels in the cemented production casing.

The results of these studies will help for better understanding of the nature of annulus casing channels and take measures to prevent it when building and exploitation wells.

Keywords: oil, well, hydraulic, pressure, temperature, cementing, fluid manifestations, impermeability, annulus.

Введение

Проблема межколонных давлений в скважинах ($P_{МК}$) на нефтяных и газовых месторождениях актуальна для многих регионов страны. Их количество достигает 30–50 % и более от действующего фонда.

Главной причиной межколонных проявлений в нефтегазовых скважинах является наличие каналов в межколонном пространстве крепи скважин. Изучению данного вопроса посвящено много работ, однако данная проблема в настоящее время продолжает оставаться актуальной. До 50 % фонда добывающих скважин на нефтегазовых месторождениях имеют межколонные давления, обусловленные заколонными перетоками флюидов. Причинами этого могут быть как негативные процессы при формировании заколонного пространства, так и термобарические процессы, протекающие при эксплуатации скважин.

Основная часть

Конечной целью цементирования обсадных колонн является полное разобщение горных пород, вскрытых скважиной. Изучением данного вопроса посвящены работы А.И. Булатова, М.О. Ашрафьяна, Д.Ф. Новохатского и др. Однако с позиций рассмотрения гидравлических процессов, данный вопрос изучен недостаточно полно.



При цементировании может возникнуть ряд негативных факторов, отрицательно влияющих на качество герметизации заколонного пространства: седиментация и контракция цементного раствора, неполное вытеснение бурового раствора и другие факторы.

Рассмотрим гидравлические процессы протекающие при цементировании скважины. Скважина, при её цементировании, представляет собой систему сообщающихся сосудов, в которые закачиваются определенные объемы жидкостей, обладающих различными плотностями, вязкостью и структурно-реологическими характеристиками [1]. Гидравлический процесс прокачки цементного раствора осложняется тем, что в каждой точке столба цементного раствора во времени происходят существенные изменения скорости, ускорения и давления (рис. 1). На рисунке 1 показана схема расположения технологических жидкостей на различных этапах цементирования: в начале закачки в скважину цементного раствора (I), закачке цементного раствора при выравнивании гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве (II), при превышении гидростатического давления в трубах над давлением в затрубном пространстве (III), при значительном заполнении затрубного пространства цементным раствором (IV).

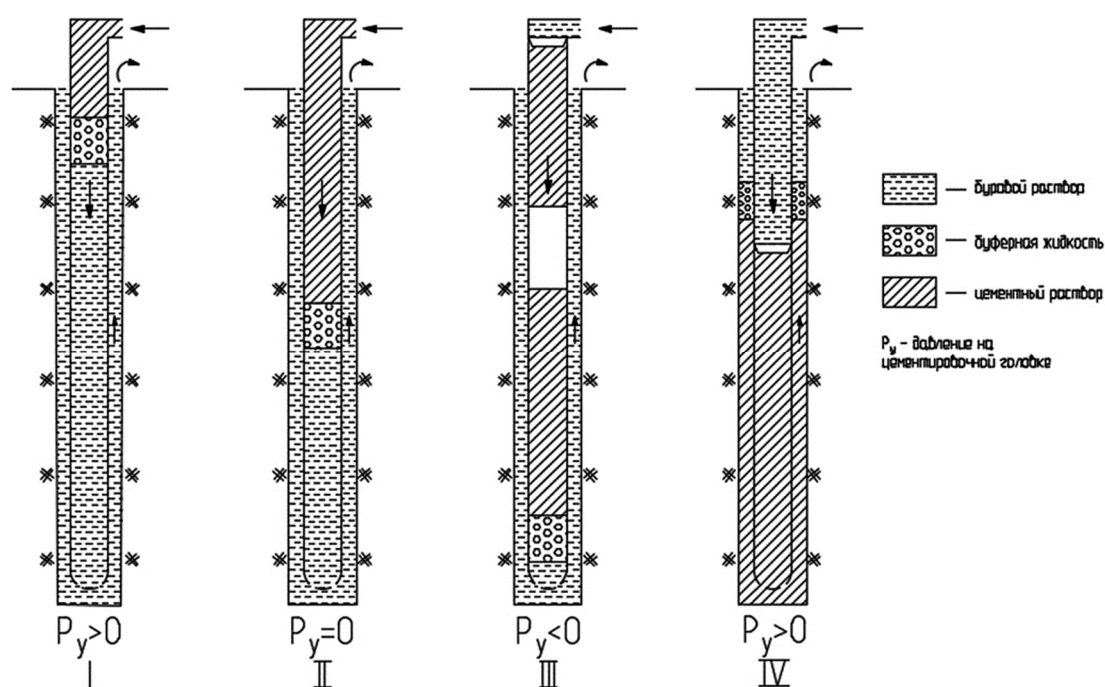


Рисунок 1 – Схема расположения технологических жидкостей на различных этапах цементирования

На примере наиболее характерной по геолого-технологическим условиям в скважине с помощью компьютерной программы, разработанной в НПО Бурение «Гидравлика цементирования» (Свидетельство РОСПАТЕНТа № 2002611702) рассмотрим процесс цементирования эксплуатационной 146 мм колонны, спущенной на глубину 3287 м в скважине с зенитным углом 240° и с углом 70° при входе в продуктивный пласт. В расчетах закачивали тампонажный раствор: первая порция плотностью 1500 кг/м³ с высотой подъема 1500 м, а вторая порция плотностью 1890 кг/м³ с общей высотой подъема цементного раствора до 2500 м. Плотность бурового раствора и продавочной жидкости 1280 кг/м³.

На графике (рис. 2), построенного по компьютерной программе, показано, как изменяются подача насосов (1) в л/с; давление на цементировочной головке (2) в атм.; объемный расход жидкости в заколонном пространстве (3) л/с в процессе цементирования колонны.

Из графика видно, что на 30-ой минуте давление на цементировочной головке падает до нуля (линия 2). В этот момент времени происходит «отрыв» столба цементного раствора, что характеризуется ростом его объемного расхода до 50 минуты. На рисунке 2 подача насосов на 55 минуте останавливается для установки и пуска разделительной пробки. Правая часть графика, окрашенная в желтый цвет, во времени соответствует заходу цементного раствора в заколонное пространство. После 50 минуты цементный раствор начинает перетекать в заколонное пространство и рост столба цементного раствора в заколонном пространстве приводит к снижению объемной скорости его расхода, которая продолжается даже при остановке работы насосов агрегатов. После установки пробки и повторном запуске насосов объемный расход жидкости в заколонном пространстве несколько ниже подачи насосов. Начиная с 95 минуты на колонной головке наблюдается рост давления, обусловленный ростом столба цементного раствора в заколонном пространстве, и превышением в заколонном пространстве гидростатического давления над давлением в колонне.

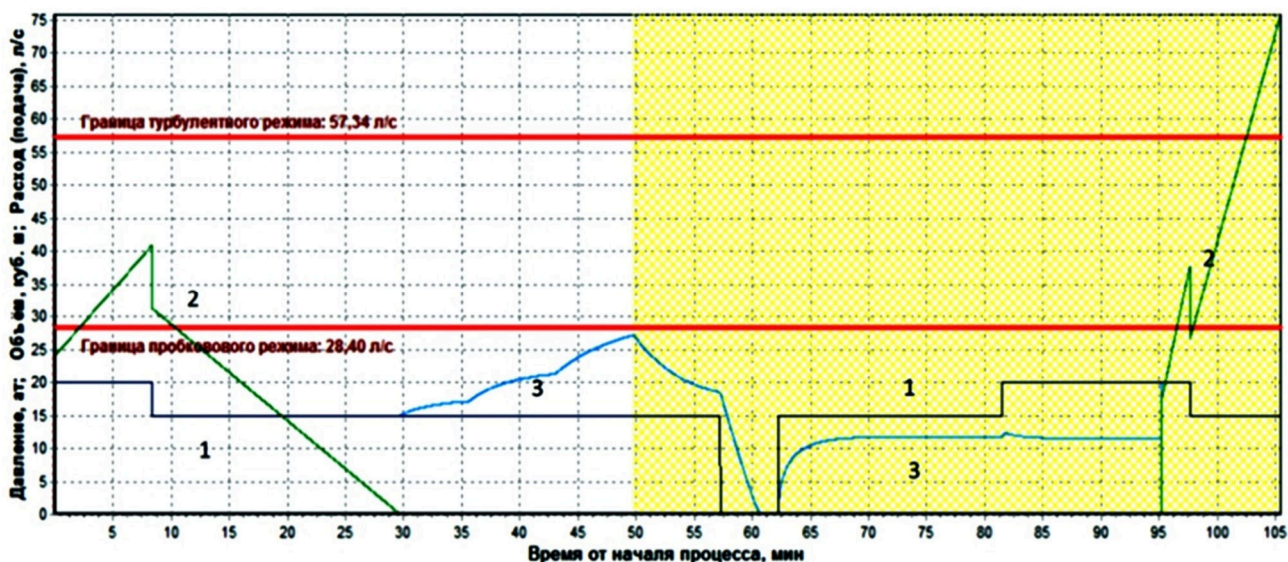


Рисунок 2 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени

На рисунке 3 показано положение (отрыв) (линия 4) уровня тампонажного раствора, закачанного в колонну, от устья скважины. Падение (отрыв) уровня его начинается на тридцатой минуте, и он по инерции продолжает снижаться даже тогда, когда часть цементного раствора уже стала поступать в затрубное пространство, и достигает 900-метровой отметки. Одновременно со снижением (отрывом) уровня тампонажного раствора начинает возрастать скорость потока в заколонном пространстве (линия 3) и достигает 27 л/с при подаче насосных агрегатов 15 л/с. Отрыв столба цементного раствора приводит к ускорению его течения в колонне.

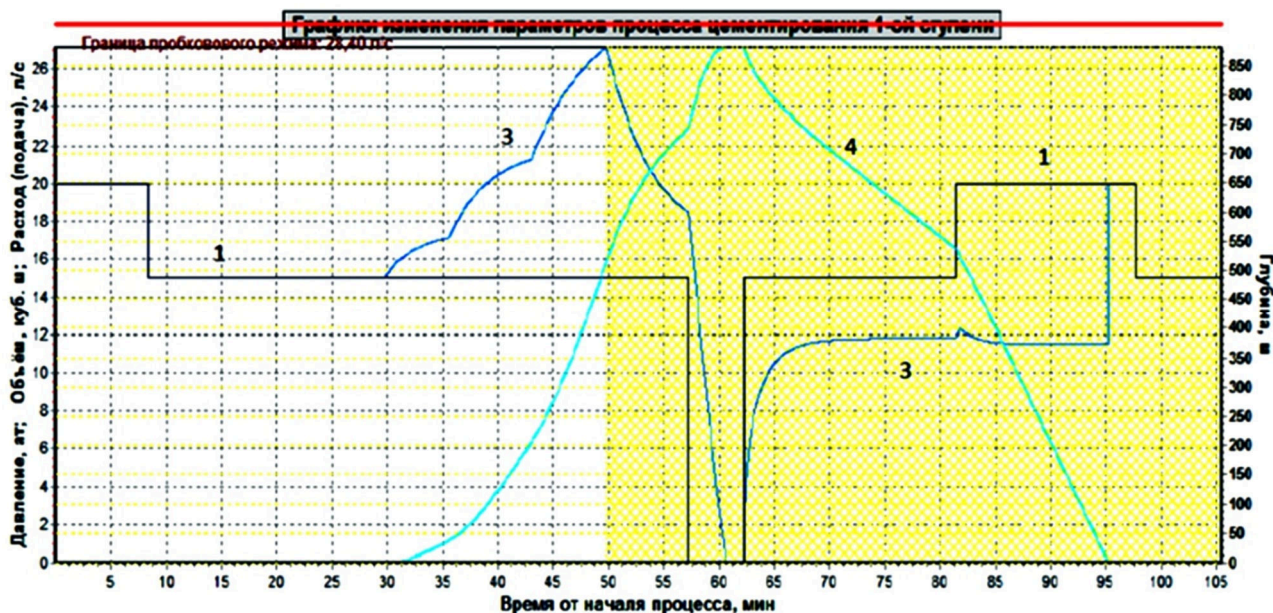


Рисунок 3 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени (положения уровня цементного раствора в трубах – 4)

Затем объемная скорость течения в заколонном пространстве стремительно снижается до нуля на время остановки работы насосов и зарядки продавочной пробки. После начала закачки продавочной жидкости восстанавливается поток в заколонном пространстве, но скорость его ниже скорости подачи насосов. Причина этому – уменьшением интервала разрыва потока цементного раствора в результате чего этот разрыв снижается до нуля на 95 минуте. И только, когда до окончания продавки остается 10 мин., скорость закачиваемой жидкости сравнивается со скоростью потока в затрубном пространстве.

На рисунке 4 показано как изменяется давление на глубинах 2200 м (6) и 3200 м (5). Давление на этих глубинах растет за счёт увеличения скорости потока в кольце. Характерно, на глубине 3200 м



с увеличением скорости потока давление возросло от 425 до 475 кгс/см². О превышении давления на любой глубине давления гидроразрыва сигнализирует компьютерная программа.

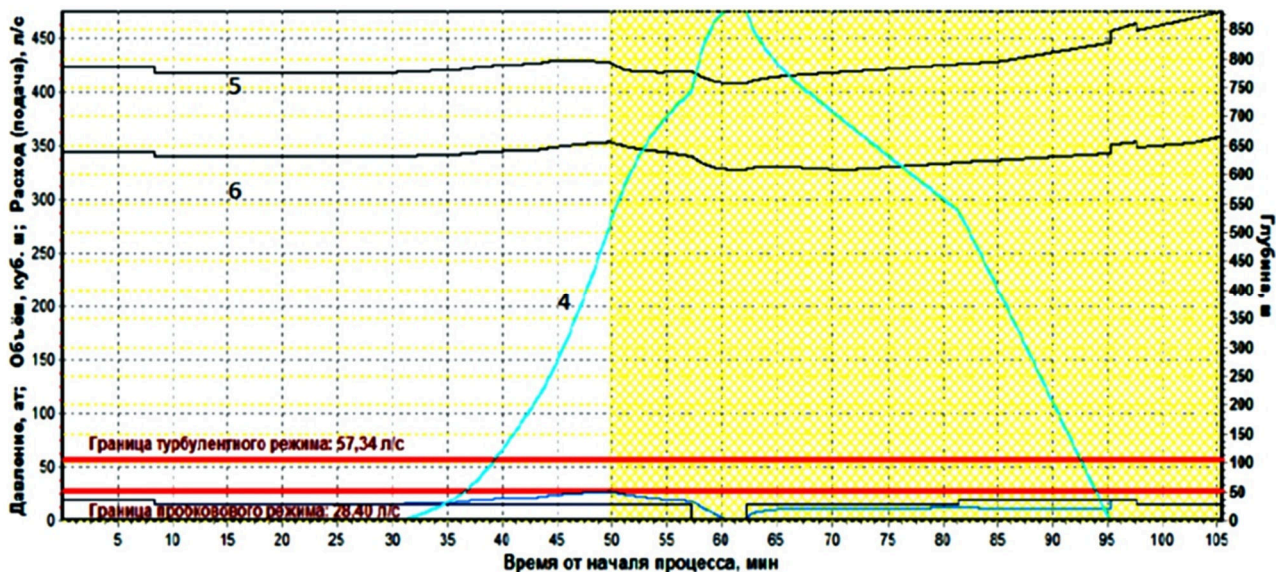


Рисунок 4 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени

Процессы при эксплуатации скважины. Рассмотрим условия эксплуатации скважины и влияние различных факторов на появление межколонных проявлений. На рисунке 5 представлены возможные причины межколонных проявлений: через уплотнения устьевой колонной головки, из затрубного пространства через резьбу колонны, из вышележащего, не вскрытого перфорацией, газового пласта, из продуктивного пласта.

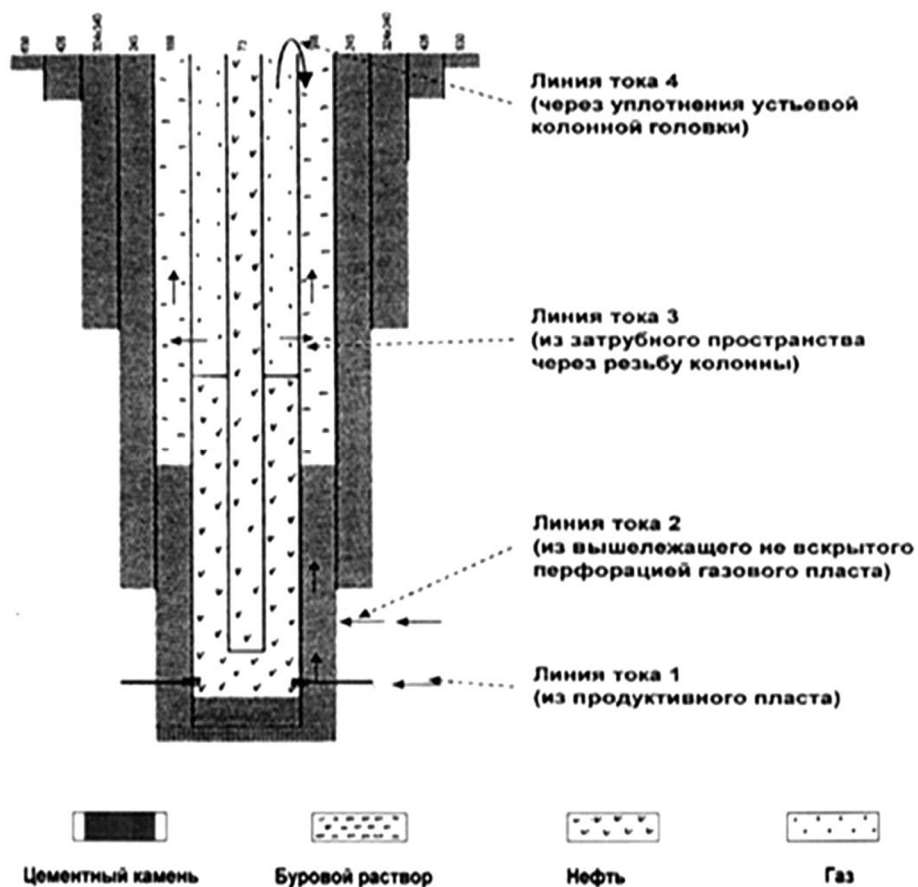


Рисунок 5 – Возможные каналы поступления пластовых флюидов в межколонное пространство



Как влияет изменение температуры на заколонное пространство скважины? Колонна и заколонное пространство добывающей скважины нагревается потоком «горячей» нефти [2]. Для расчетов были использованы следующие исходные данные: диаметр колонны 140 мм, техническая колонна 245 мм, уровень цементного кольца в заколонном пространстве 2350 м, начальный объем межколонного пространства ($V_{МКнач}$) до уровня цементного кольца составляет $53,97 \text{ м}^3$

Заколонное пространство можно представить условно как герметичный сосуд, заполненный жидкостью, которая при нагревании должна расширяться. Образующийся при этом дополнительный объем жидкости ($\Delta V_{ж}^1$) в замкнутом пространстве создает избыточное давление на стенки сосуда, наблюдаемое на скважине как $P_{МК}$, которое равнозначно приращению объема жидкости в межколонном пространстве из-за нагрева колонны ($\Delta V_{к}^T$) и перепада давлений ($\Delta V_{к}^P$). Таким образом, образующийся в межколонном пространстве суммарный дополнительный объем ($\Delta V_{МК}^k$) составит:

$$\Delta V_{МК} = \Delta V_{ж}^T + \Delta V_{к}^T + \Delta V_{к}^P$$

$$\Delta P_{МК} = \frac{1}{K} \cdot \frac{\Delta V_{МК}}{V_{МК \text{ нач}}}, \quad (1)$$

где K – коэффициент сжимаемости жидкости (воды) равен $4,91 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ для бурового раствора плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$; $\Delta V_{МК \text{ нач}}$ – начальный объем межколонного пространства.

В остановленной скважине перепад давления между затрубным ($P_{затр} = 43,0 \text{ МПа}$) и межколонным пространством ($P_{МК} \approx 0$) приводит к перемещению δ в эксплуатационной колонне – «приращению» наружного радиуса эксплуатационной колонны, – которое легко определяется путем решения задачи Ламе. Вследствие этого происходит прирост объема жидкости в межколонном пространстве ($V_{МК1} > V_{МК \text{ нач}}$) при условии не сжимаемости технической колонны (что может быть обусловлено наличием жесткого цементного кольца, её окружающего).

$$\delta = \frac{1 - \mu}{E} \cdot \frac{r_{\text{экс.вн}}^2 \cdot P_{\text{затр}} - r_{\text{экс.нар}}^2 \cdot P_{МК}}{r_{\text{экс.нар}}^2 - r_{\text{экс.вн}}^2} \cdot r_{\text{экс.нар}} + \frac{1 + \mu}{E} \cdot \frac{(P_{\text{затр}} - P_{МК}) \cdot r_{\text{экс.вн}}^2 \cdot r_{\text{экс.нар}}}{(r_{\text{экс.нар}}^2 - r_{\text{экс.вн}}^2) \cdot r_{\text{экс.нар}}}$$

По формуле Ламе определяем перемещение δ эксплуатационной колонны:

$$\delta = \frac{1 - 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{0,06^2 \cdot 43,0}{0,07^2 - 0,06^2} \cdot 0,07 + \frac{1 + 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{43,0 \cdot 0,06^2 \cdot 0,07^2}{(0,07^2 - 0,06^2) \cdot 0,07} = 0,083 \text{ мм},$$

где $\mu \approx 0,3$ коэффициент Пуассона для материала труб эксплуатационной колонны (сталь); $E = 2 \cdot 10^6 \text{ МПа}$ – модуль упругости материала труб эксплуатационной колонны (сталь); $r_{\text{экс.вн.}} = 0,06 \text{ м}$ – внутренний радиус эксплуатационной колонны; $r_{\text{экс.нар.}} = 0,07 \text{ м}$ – наружный радиус эксплуатационной колонны.

Таким образом, наружный радиус эксплуатационной колонны с учетом «приращения» составит $70,083 \text{ мм}$, а объем межколонного пространства в этом случае ($V_{МК1}$) составит $53,88 \text{ м}^3$. Изменение объема межколонного пространства за счет перепада давления между затрубным и межколонным пространствами ($\Delta V_{к}^P$) составит $(53,97 - 53,88) = 0,09 \text{ м}^3$.

Рассмотрим, как влияет перепад давления на обсадную колонну. Создаваемое парциальное (дополнительное) давление по формуле (1) должно составить:

$$\Delta P_{МК}^1 = \frac{10^4}{2,59} \cdot \frac{0,09}{53,97} = 6,44 \text{ МПа}$$

Увеличение наружного диаметра труб эксплуатационной колонны в результате действия температурного поля определяется по формуле:

$$\delta = r_{\text{экс.нар.}} \cdot \alpha_{\text{стали}} \cdot \Delta T = 70 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^{-6} \cdot 46 = 0,048 \text{ мм},$$

где $\alpha_{\text{стали}} = 15 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ – коэффициент линейного теплового расширения стали.

Аналогично, наружный радиус эксплуатационной колонны с учетом «приращения» составит $70,048 \text{ мм}$, а объем межколонного пространства в этом случае ($V_{МК2}$) составит $53,92 \text{ м}^3$. Изменение объема межколонного пространства за счет теплового расширения труб эксплуатационной колонны ($\Delta V_{к}^T$) составит: $(53,97 - 53,92) = 0,05 \text{ м}^3$

Рост объема жидкости в межколонном пространстве определим по известной формуле:

$$\Delta V_{ж}^T = \Delta V_{ж.нач} \cdot \beta_{ж} \cdot \Delta T = 53,97 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot 46 = 0,124 \text{ м}^3,$$

где $\Delta V_{ж \text{ нач}}$ – начальный объем жидкости в межколонном пространстве; $\beta_{ж} = 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ – коэффициент объемного расширения жидкости (воды).



В связи с тем, что зависимость между коэффициентом объемного расширения и плотностью обратно пропорциональная, получим $\beta_{ж} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ для бурового раствора плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$.

По формуле (1) определяем, что рост давления в межколонном пространстве $\Delta P_{МК}$ за счет термодинамических процессов ($\Delta T = 46 \text{ } ^\circ\text{C}$) составит $8,87 \text{ МПа}$, что также может являться причиной межколонных проявлений

Заключение

Аналитически исследованы гидравлические процессы при цементировании обсадных колонн в скважинах, которые могут существенно влиять на качество изоляционных работ в скважинах. Также рассмотрено влияние термобарических процессов при эксплуатации скважин на появление межколонных проявлений. Полученные значения межколонных давлений и изменений объема жидкости в межколонном пространстве указывают на возможность проявлений из скважины. Анализ полученных результатов показывает необходимость соблюдения уже существующих норм и требований при строительстве и эксплуатации скважин, что позволит снизить затраты на РИР.

Литература:

1. Булатов А.И. Что представляет собой зацементированное заколонное пространство // Бурение и нефть. – 2016. – № 6. – С. 30–34.
2. Булатов А.И., Сидоров Н.А. Осложнения при креплении глубоких скважин. – М. : Недра, 1966. – 204 с.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказом от 12 марта 2013 года № 101.

References:

1. Bulatov A.I. What represents the cemented behind-the-casing space // Drilling and oil. – 2016. – № 6. – P. 30–34.
2. Bulatov A.I., Sidorov N.A. Complications when fastening deep wells. – M. : Nedra, 1966. – 204 p.
3. Safety rules for the oil and gas industry. Are approved by Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision the order of March 12, 2013 № 101.



УДК 621.1

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ВИБРОСИТО С БИГАРМОНИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ И РЕГЕНЕРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

PROSPECTIVE VIBRATING SIEVE WITH BIHARMONIC MODE OF OPERATION FOR CLEANING AND REGENERATION DRILLING FLUIDS

Букин Сергей Леонидович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры обогащения полезных ископаемых,
Донецкий национальный технический университет
s.bukin08@gmail.com

Маслов Сергей Геннадиевич

аспирант кафедры обогащения полезных ископаемых,
Донецкий национальный технический университет
s.maslov@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена описанию конструкции, результатам испытаний и эксплуатации принципиально нового вибросита с бигармоническим режимом работы.

Ключевые слова: вибросито, инерционный тип, бигармонический режим работы, низкочастотный вибратор, высокочастотный вибратор, наложение колебаний, асимметрия ускорений.

Bukin Sergey Leonidovich

Ph.D., Professor Department of
Mineral Processing,
Donetsk National Technical University
s.bukin08@gmail.com

Maslov Sergey Gennadievich

Postgraduate student Department of
Mineral Processing,
Donetsk National Technical University
s.maslov@gmail.com

Annotation. The article is devoted description of design, test results and operation new vibrating sieve with biharmonic mode of operation.

Keywords: vibrating screen, inertial type, biharmonic mode of operation, low-frequency vibrator, high-frequency vibrator, superposition of oscillations, asymmetry of accelerations.

Очистка и регенерация бурового раствора – важный компонент циркуляционных систем буровых установок. Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а, следовательно, и на технико-экономические показатели бурения, поэтому очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание [1].

Одним из основных элементов современных установок очистки и регенерации бурового раствора, используемого для промывки скважин в процессе бурения, является вибросито (вибросито). Вибросита в этих установках применяются самостоятельно или на первой стадии технологии очистки бурового раствора. Практически все используемые в настоящее время вибросита (BC-1, B-21, ЛВС, зарубежных фирм «Swaco», «Derrick», «Kem-Tron», «Parnaby», «Brandt», «Knelson», «Varoid» и др. [2, 3]) разработаны по одномассовой динамической схеме и оснащены моногармоническим виброприводом дебалансного типа. Эти машины имеют практически одинаковые динамические параметры, которые позволяют достаточно эффективно отделять из бурового раствора частицы крупностью более 150 мкм.

Отечественный и зарубежный опыт использования вибросит показывает, что одним из путей повышения удельной производительности и эффективности сверхтонкого грохочения является увеличение интенсивности динамического режима их работы. Однако предпринимаемые многочисленные попытки снижения граничной крупности разделения в машинах традиционных схем с использованием моногармонического режима в большинстве случаев не принесли успеха. Необходимо отметить, что задача повышения показателей качества вибросит является актуальной не только для очистки и регенерации бурового раствора, но и при переработке многих видов полезных ископаемых, включая неметаллические, металлические, горючие и др.

В настоящее время можно выделить несколько наиболее перспективных направлений повышения технологической результативности грохотов и вибросит сверхтонкого грохочения [3]:

- использование законов колебаний, отличающихся от гармонических;
- применение устройств гидродинамической промывки,
- использование высокоэффективных просеивающих поверхностей (сит).

Установлено [4–7], что большие резервы повышения технологических показателей качества заложены в виброситах с полигармоническим режимом работы.

В Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ) разработана конструкция принципиально нового вибросита [8, 9] с интенсивным бигармоническим режимом работы (рис. 1). Вибросито представляет собой одномассовую колебательную систему с двумя парами инерционных вибровозбудителей дебалансного типа, причём одна из них имеет возможность изменения угла действия вы-



нуждающей силы. Изменяя соотношение частот вращения вибровозбудителей, величины статических моментов масс дебалансов каждой ступени и угол между направлениями возбуждающих сил вибраторов, можно получить разнообразные траектории движения короба вибросита [9, 10], оптимизируя их для решения конкретных технологических задач. Кроме того, многовибраторный вибропривод обеспечивает значительную асимметрию виброускорений рабочего органа машины в далекозрезонансной зоне работы (рис. 2).

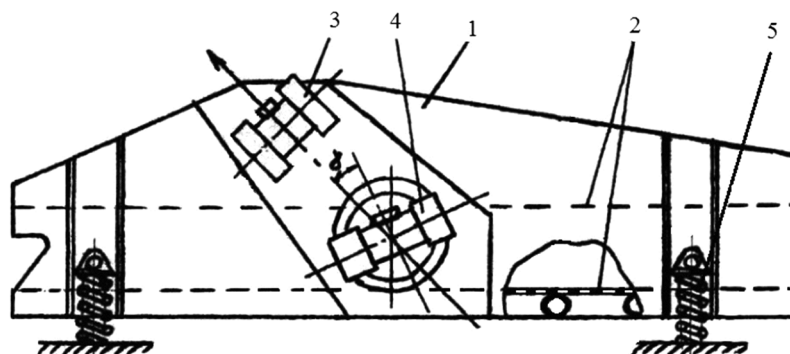


Рисунок 1 – Конструктивная схема вибросита ДонНТУ с бигармоническим режимом работы:
 1 – короб; 2 – сита; 3 – вибровозбудитель первой ступени;
 4 – вибровозбудитель второй ступени; 5 – опорные виброизоляторы

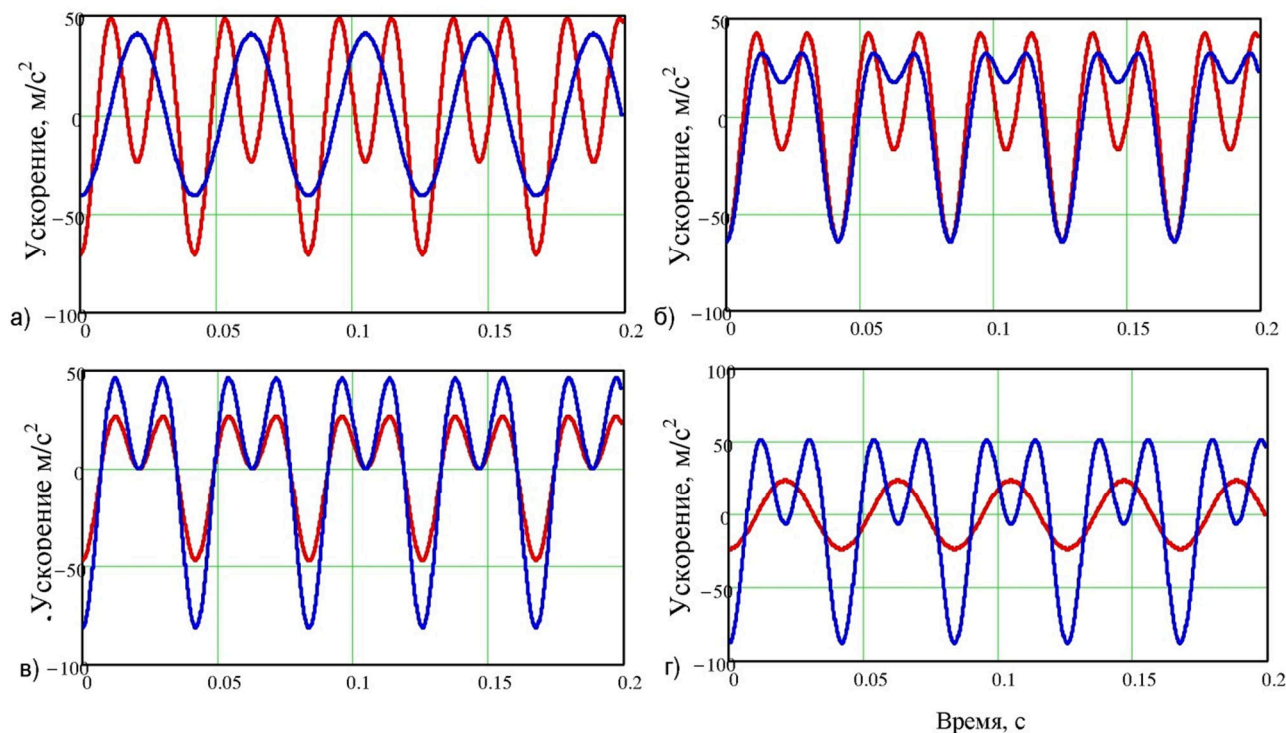


Рисунок 2 – Виброграммы ускорений рабочего органа вибросита вдоль горизонтальной (---) и вертикальной (---) оси при изменении положения угла направления возбуждающей силы высокочастотного вибровозбудителя:
 а) – 0°; б) – 30°; в) – 60°; г) – 90°

Выявлено, что при работе вибросита нет необходимости в синхронизации вращения неуравновешенных валов первой и второй ступени вибровозбудителя. Поскольку затруднительно обеспечить соотношение частот вынуждающих сил натуральному числу больше единицы (2, 3...) без существенного усложнения машины, реальное соотношение частот приводит к тому, что, форма траектории движения рабочего органа утрачивает «статический» характер и принимает «динамический» – т.е. траектория колебаний меняет своё положение в пределах определенной области. Такой эффект вибрационного воздействия на обрабатываемый материал способствует улучшению условий грохочения – «трудные» зёрна подвергаются не только знакопеременному силовому воздействию со стороны сита, но и переменному углу направления этого воздействия. Тем самым создаются благоприятные условия для удаления заклинивших ячейки сита частиц, а также эффективного перемешивания зёрен в слое надрешётного продукта, что, в конечном счете, повышает эффективность технологического процесса.



В результате выполненных исследований были разработаны технико-экономические требования к экспериментальному образцу одномассового бигармонического вибросита для сверхтонкой классификации шламов. В качестве базы для экспериментального образца вибросита выбран вибрационный грохот ГЛКВ-1500, получивший достаточно широкое распространение при переработке угольных шламов в Донбассе.

Вибрационный грохот (вибросито) ГЛКВ-1500/3000 (рис. 3) состоит из корпуса 1 с просеивающей поверхностью 2, установленного на раме 3 при помощи опорных виброизоляторов 4. Низкочастотный вибровозбудитель 5, состоящий из двух однофазных дебалансных вибровозбудителей, жёстко закреплён на корпусе и создаёт направленную возбуждающую силу под углом 45° к горизонту. Оба дебалансных вибровозбудителя, вращающихся в противоположные стороны, приводятся во вращение от двух асинхронных электродвигателей 6 через упругие муфты 7 лепесткового типа.

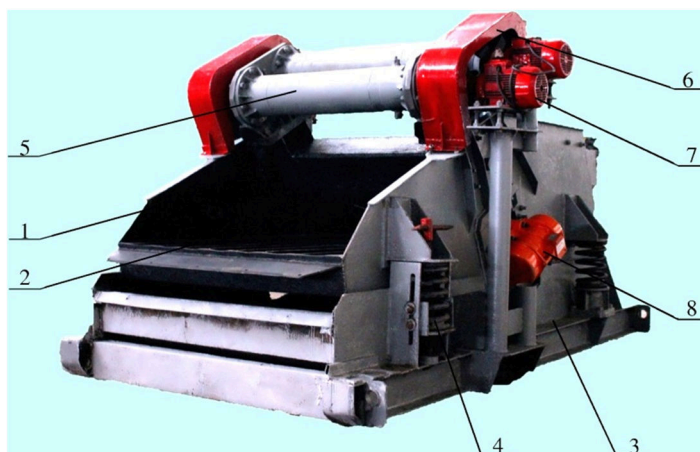


Рисунок 3 – Общий вид экспериментального образца бигармонического вибросита (виброгрохота) ГЛКВ-1500/3000

На боковинах корпуса в центре масс колебательной системы закреплён высокочастотный вибровозбудитель 8 (рис. 4), состоящий из двух мотор-вибраторов 1, жёстко закреплённых на восьмиугольных платформах 2, которые своими наклонными гранями входят в контакт с наклонными гранями оснований 3, в свою очередь закреплённых болтами на боковине корпуса и поперечной связью-балке 4. Клины 5 предназначены для надёжной фиксации платформ с установленными на них мотор-вибраторами. Восьмигранная форма платформ обеспечивает возможность дискретного изменения направления возбуждающей силы высокочастотных вибраторов: 15° ; 60° и 105° .

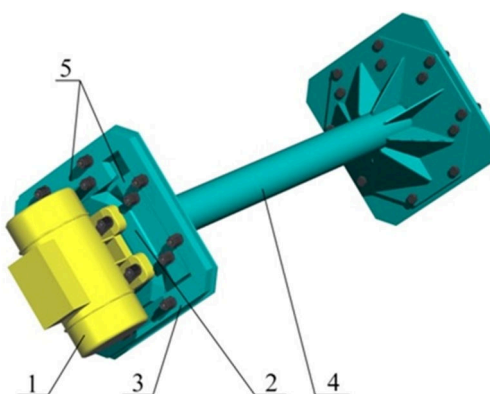


Рисунок 4 – Конструкция узла высокочастотного вибропривода бигармонического вибросита ГЛКВ-1500/3000

Техническая характеристика вибросита ГЛКВ-1500/3000 приведена в табл. 1.

С целью определения технологических показателей работы бигармонического вибросита (виброгрохота) при сверхтонком разделении шламов и выявления технологических преимуществ разделения в бигармоническом поле колебаний по сравнению с гармоническим были организованы и проведены промышленные испытания. Для этого экспериментальный образец бигармонического виброгрохота ГЛКВ-1500/3000 был установлен в технологической цепи установки по очистке объединённого хвостохранилища ЦОФ «Самсоновская», ЦОФ «Дуванская», ЦОФ «Суходольская» (г. Краснодар) для разделения углесодержащего шлама по граничной крупности 0,1 мм.



Таблица 1 – Техническая характеристика виброгрохота ГЛКВ-1500/3000

Наименование параметра	Величина
Крупность исходного продукта, мм, не более	3
Граничная крупность разделения, мм	0,1...0,2
Количество ярусов сит	1
Размеры просеивающей поверхности, мм: длина × ширина	2640 × 1250
Площадь сита, м ²	3,25
Амплитуда колебаний, мм, не более: – первой гармоники / – второй гармоники	2,5 / 0,5
Частота колебаний, кол/мин: – первой гармоники / – второй гармоники	1410 / 2960
Угол наклона к горизонту, град	-1,5...+1,5
Установленная мощность вибраторов, кВт: – низкочастотного / – высокочастотного	2×1,5 / 2×0,97
Габаритные размеры, мм: длина × ширина × высота	3190 × 2096 × 1626
Масса, кг:	
– колеблющихся частей	1150
– полная	2230

Испытания виброгрохота нового типа позволили установить [11], что он способен осуществлять сверхтонкое мокрое грохочение шламов с эффективностью 80...90 % и производительностью 60 м³/ч (14 т/ч по твердому), что соответствует удельной производительности 16 м³/ч×м² (3,7 т/ч×м²). При той же эффективности разделения производительность серийно выпускаемого высокочастотного виброгрохота ГЛКВ-1500 составила 35 м³/ч (8 т/ч по твердому).

Промышленные испытания и эксплуатация экспериментального образца виброгрохота ГЛКВ-1500/3000 в производственных условиях позволили установить следующие достоинства новой конструкции:

Грохот устойчиво работает в бигармоническом режиме со следующими параметрами:

- амплитуда первой гармоники – 2,5 мм;
- амплитуда второй гармоники – 0,5 мм;
- частота колебаний первой гармоники – 1500 кол/мин;
- частота колебаний второй гармоники – 3000 кол/мин;
- угол направления возбуждающей силы первой гармоники к горизонту – 60 град;
- угол направления возбуждающей силы второй гармоники к горизонту – 15...105 град.

Грохот прост в эксплуатации, не требует особых усилий для освоения обслуживающим персоналом.

При тех же показателях качества разделения грохот ГЛКВ-1500/3000 имеет производительность почти в два раза выше, чем серийно выпускаемый высокочастотный грохот ГЛКВ-1500 с моногармоническим режимом работы.

На основании проведенных испытаний и опыта эксплуатации экспериментального образца бигармонического виброгрохота ГЛКВ-1500/3000 сотрудниками ДонНТУ совместно с ООО «НПК «УкрВиброМаш» разработана конструкция вибрационного грохота с высокоинтенсивным бигармоническим режимом работы ГВВБ-31 (рис. 5, табл. 2).

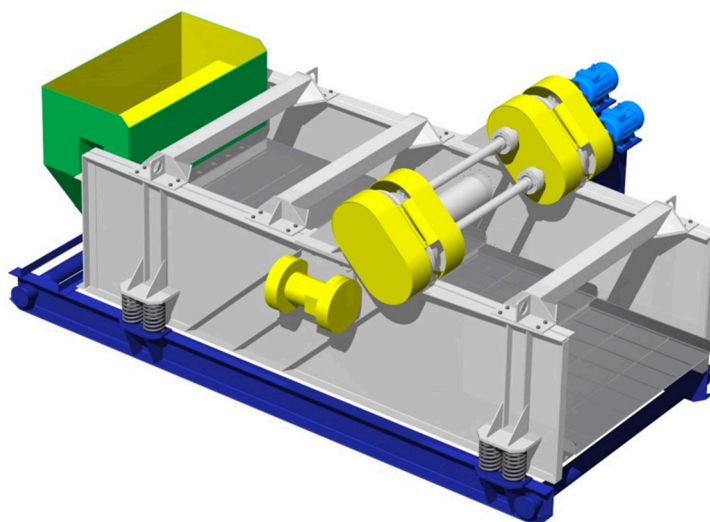


Рисунок 5 – Общий вид вибрационного бигармонического грохота ГВВБ-31



Таблица 2 – Техническая характеристика виброгрохота ГВВБ-31

№ п/п	Наименование параметра, размерность	Величина
1	Количество ярусов сит	1
2	Площадь одного сита, кв. м	3,2
3	Амплитуда гармоник (1-й/2-й), мм	2...3/0,3...0,5
4	Частота гармоник (1-й/2-й), кол/мин	1500/3000
5	Угол продольного наклона короба, град	-5...+3
6	Габаритные размеры, мм	3580 × 2250 × 1470
7	Масса, кг	1700

Грохоты типа ГВВБ предназначены для очистки и регенерации буровых растворов, а также для тонкой и сверхтонкой мокрой классификации каменных углей, антрацитов, руд, продуктов обогащения, нерудных полезных ископаемых и многих других материалов.

Конструктивно грохот ГВВБ-31 подобен грохоту ГЛКВ-1500/3000, но в отличие от последнего грохот ГВВБ-31 имеет ряд существенных особенностей:

Предусмотрено плавное регулирование угла действия вынуждающей силы высокочастотного вибровозбудителя в широком диапазоне, а не дискретное в ограниченном диапазоне.

Для интенсификации процесса разделения в грохоте предусмотрены два промывочных кармана в которых осуществляется оттирка тонких частиц от илистых агломератов.

Для усиления этого же эффекта в грохоте предусмотрена возможность установки струйных брызгал с высокой кинетической энергией воздействия на материал промывочной воды.

Конструкция крепления секций сит позволяет изменять угол установки разгрузочной секции сита, что обеспечивает возможность регулирования скорости движения материала и времени грохочения.

В конструкции грохота предусмотрено применение сит повышенной эффективности принципиально новой конструкции.

На производственной базе ООО «НПК «УкрВиброМаш» (г. Донецк) осуществлена подготовка к серийному производству бигармонических виброгрохотов ГВВБ-31. Нужен надёжный инвестор!

Литература:

1. Очистка бурового раствора от шлама механическим способом. 04 июня 2013 г. [Электронный ресурс]. – URL : <https://neftegaz.ru/science/view/838-Ochistka-burovogo-rastvora-ot-shlama-mehnicheskim-sposobom> (31.03.2018).
2. Вибросита. [Электронный ресурс]. – URL : <https://fluidspro.ru/teoriya/kontrol-soderzhaniya-tverdoj-fazy/metody-separacii-tverdyx-chastich-vibrosita/> (31.03.2018)
3. Селина О.А. Анализ технических средств дешламации мелкого класса углей и антрацита перед обогащением / О.А. Селина, С.Л. Букин // Сб. мат. конф. «Комплексные технологии обогащения полезных ископаемых». – Донецк : ДонНТУ, 26.04.2017 г. – С. 16–29.
4. Учитель А.Д. Перспективные конструкции грохотов с неоднородными и пространственными колебаниями рабочего органа / А.Д. Учитель, В.И. Засельский // Металлургическая и горнорудная промышленность. – 2006. – № 5 (239). – С. 92–96.
5. Интенсификация технологических процессов вибромашин путем реализации бигармонических режимов работы / С.Л. Букин, С.Г. Маслов, А.П. Лютый, Г.Л. Резниченко // Обогащение полезных ископаемых : Науч. техн. сб. – 2009. – Вып. 36(77) – 37(78). – С. 81–89.
6. Применение вибрационной техники с бигармоническим режимом колебаний при обогащении углей / Е.Е. Гарковенко, Е.И. Назимко, С.Л. Букин и др. // Уголь Украины. – 2011. – № 5. – С. 41–44.
7. Букин С.Л. Основные направления развития вибрационных машин для классификации трудногрохотимых материалов по крупности / С.Л. Букин, В.П. Кондрахин // Инновационные перспективы Донбасса: материалы 2-й международ. науч.-практ. конф., г. Донецк, 25–26 мая 2016. – Т. 3. Инновационные технологии изготовления и эксплуатации промышленных машин и агрегатов / ГОУ ВПО «ДонНТУ» и др. – Донецк : ДонНТУ, 2016. – С. 5–11.
8. Патент Украины на изобретение № 86267, В 07 В 1/40. Инерционный грохот / С.Л. Букин, С.Г. Маслов, А.П. Лютый. Заявка № а20070471. Заявл. 27.04.2007; опубл. 10.04.2009. Бюл. № 7. – 6 с.
9. Букин С.Л. Разработка высокоэффективного виброгрохота с бигармоническим режимом работы для тонкой классификации угольных шламов / С.Л. Букин, А.Н. Корчевский, С.Г. Маслов // Обогащение полезных ископаемых : Науч. техн. сб. – 2010. – Вып. 41(82). – С. 121–126.
10. Букин С.Л. Исследования четырехвibratorной инерционной одномассовой вибромашин в стационарном режиме / С.Л. Букин, С.Г. Маслов, Р.А. Шолда // Прогрессивные технологии и системы машиностроения : Международ. сб. научных работ. – Донецк : ДонНТУ, 2014. Вып. 1 (47). – С. 49–60.
11. Букин С.Л. Промышленные испытания многовибраторного инерционного виброгрохота сверхтонкого грохочения / С.Л. Букин, С.Г. Маслов // Известия Донецкого горного института. – 2014. – № 1 (34) – С. 138–146.

**References:**

1. Cleaning mud from mud mechanically. June 04, 2013 [Electronic resource]. – URL : <https://neftegaz.ru/science/view/838-Ochistka-burovogo-rastvora-ot-shlama-mehanicheskim-sposobom> (31.03.2018).
2. Vibrating screen [Electronic resource]. – URL : <https://fluidspro.ru/teoriya/kontrol-soderzhaniya-tverdoj-fazy/metody-separacii-tverdyx-chastic/vibrosita/> (31.03.2018)
3. Selina OA Analysis technical means of deslamation small class coals and anthracite before enrichment / O.A. Selina, S.L. Bukin // Coll. materials conference «Complex technologies of mineral processing». – Donetsk : DonNTU, April 26, 2017 – P. 16–29.
4. Uchitel A.D. Perspective designs of screens with inhomogeneous and spatial oscillations of the working organ / A.D. Uchitel, V.I. Zasel'skiy // Metallurgical and mining industry. – 2006. – № 5 (239). – P. 92–96.
5. Intensification of technological processes vibromachines by implementing biharmonic operating modes / S.L. Bukin, S.G. Maslov, A.P. Liuty, G.L. Reznichenko // Mineral processing: Scientific and technical works. – 2009. – V. 36(77) – 37(78). – P. 81–89.
6. Application vibration technology with biharmonic mode oscillations at enrichment of coals / E.E. Garkovenko, E.I. Nazimko, S.L. Bukin et al. // Coal of Ukraine. – 2011. – № 5. – P. 41–44.
7. Bukin S.L. The basic directions of development vibrating machines for classification rugged materials by their size / S.L. Bukin, V.P. Kondrakhin // Innovative prospects of Donbass: materials of the 2nd international conf. Donetsk, May 25–26, 2016. – V. 3. Innovative technologies of manufacturing and operation industrial machines and units / DonNTU, etc. – Donetsk : DonNTU, 2016. – P. 5–11.
8. Patent of Ukraine № 86267, B 07 B 1/40. The inertial screen / S.L. Bukin, S.G. Maslov, A.P. Liuty. Application number a20070471. Declared. 27.04.2007; publ. 10.04.2009. Bul. № 7. – 6 p.
9. Bukin S.L. Development of highly effective vibrating screen with biharmonic mode operation for fine classification coal slimes / S.L. Bukin, A.N. Korchevsky, S.G. Maslov // Mineral processing: Scientific and technical works. – 2010. – V. 41 (82). – P. 121–126.
10. Bukin S.L. Investigations four-vibratory inertial single-mass vibrator in a stationary mode / S.L. Bukin, S.G. Maslov, R.A. Sholda // Progress. technology and systems mechanical engineering. – Donetsk : DonNTU, 2014. – V. 1(47). – P. 49–60.
11. Bukin S.L. Industrial tests multivibratory inertial vibration screen of hyperfine screening / S.L. Bukin, S.G. Maslov // News of Donetsk Mining Institute. – 2014. – № 1 (34). – P. 138–146.



УДК 550.822

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

EXPERIENCE OF APPLICATION OF CEMENTING UNITS FOR ISOLATION OF THIEF ZONES

Габдрахманов Ришат Рифкатовичстарший преподаватель,
Удмуртский государственный университет**Кузьмин Вячеслав Николаевич**кандидат ветеринарных наук, доцент,
Удмуртский государственный университет**Антропов Вадим Андреевич**бакалавр,
Удмуртский государственный университет
nf-itn@udsu.ru**Gabdrahmanov Rishat Rifkatovich**Senior Lecturer,
Udmurt State University**Kuzmin Vyacheslav Nikolaevich**Candidate of Veterinary Sciences,
Associate Professor,
Udmurt State University**Antropov Vadim Andreevich**Bachelor,
Udmurt State University
nf-itn@udsu.ru

Аннотация. Поглощение буровых растворов возможно из-за наличия в определенных зонах залегания горных пород трещин и каверн больших размеров. Для борьбы с поглощениями буровых растворов рассмотрены технико-экономические показатели совместной работы установок: автомобильный тампонирующий насос АТН 70/12, предназначенный для прокачки крупно-фракционных смесей в зоны поглощения при бурении на нефть и газ, и установка смесительная осреднительная УСО-20, служащая для приготовления и гомогенизации тампонажных растворов. Отличительные особенности данных установок являются высокая монтажеспособность, простота в эксплуатации, полная автономность и надежность, возможность работы в средних климатических условиях и с крупными фракциями наполнителей. Произведено сравнение совместной работы установок АТН 70/12 и УСО-20 с цементировочным агрегатом ЦА-320 и установкой смесительной УС 6-30. Применение АТН 70/12 и УСО-20 позволило сократить количество технологических операций и финансовых затрат. Кроме того, имеется возможность быстрой проводки скважины, отсутствие вынужденных простоев, связанных с проведением больших операций обусловленных ожиданиями затвердевания цемента.

Ключевые слова: поглощение буровых растворов, промывочная жидкость, тампонирующий насос, установка смесительная.

Annotation. Drilling mud loss can be caused due to presence of cracks and caverns of large size in certain zones of rocks bedding. To combat circulation loss technical and economic indices of joint operation of the following units were considered: automobile grout pump ATN 70/12 (ATH 70/12) that was designed to flush coarse fractional mixtures in thief zones during oil and gas drilling and mixing averaging unit USO-20 (USO-20) made for preparing and homogenization of cement slurries. Their outstanding features include considerable ease of assembly, simple exploitation, complete autonomy and reliability, possibility to work in medium climate conditions with coarse fraction of fillers. The comparison of joint operation of units ATN 70/12 and USO-20 with cementing truck TSA-320 (CA-320) and with mixing unit US 6-30 (US 6-30) was carried out. Implementation of ATN 70/12 and USO-20 allowed the number of technological operations and financial expenses to be decreased.

Keywords: circulation loss, drilling fluid, grout pump, mixing unit.

В процессе бурения приходится сталкиваться с осложнениями связанными с реологическими свойствами жидкости и конструктивными особенностями скважин. Одно из них это поглощение буровых растворов, например, из-за наличия в определенных зонах залегания горных пород трещин и каверн больших размеров.

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения [1–3].

Поглощающими объектами могут быть:

- продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением;
- дренированные пласты, т.е. продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость;
- трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты.



Для борьбы с катастрофическими поглощениями буровых растворов используются установки тампонирующего насоса и установка для приготовления наполнителей. Например, автомобильный тампонирующий насос – АТН-70/12 предназначен для прокачки вязкоупругих не текучих крупно-фракционных смесей из состава древесных опилок, резиновой крошки, кордового волокна, в зоны поглощения при бурении на нефть и газ. Эксплуатация насоса возможна при температуре окружающего воздуха от –20 до +40 °С, установлен на шасси КамАЗ 43118, производительность на выходе из распределительного устройства не менее 70 м³/ч, максимальное давление на тампонажную смесь, развиваемое бетонно-транспортным поршнем на выходе из распределительного устройства 12 МПа при объеме загрузочной воронки не менее 0,6 м³ (рис. 1).

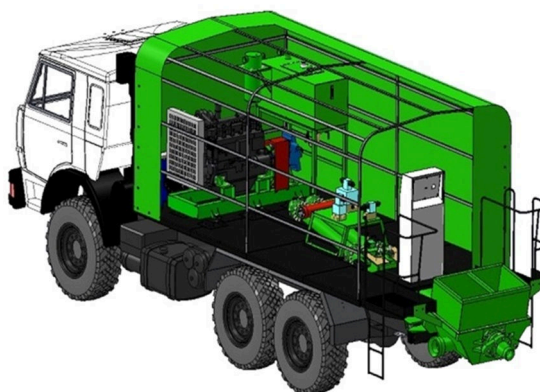


Рисунок 1 – Автомобильный тампонирующий насос – АТН-70/12

Установка смесительная осреднительная – УСО-20 предназначена для приготовления и гомогенизации тампонажных растворов при бурении на нефть и газ. Особенностью является 2 мешалки вместимостью по 20 м³.

Отличительные особенности данных установок являются высокая монтажеспособность, простота в эксплуатации, полная автономность и надежность, возможность работы в средних климатических условиях.

Опробование данных установок производилось при изоляции зоны катастрофического ухода бурового раствора в интервале 1060–1100 м Серпуховского яруса Михайловского месторождения ООО «Таргин-Бурение». В качестве наполнителей применяли резиновую крошку, древесные опилки, отходы реактопластов, кордное волокно, целлофановую стружку и др. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. При проведении операции по закачке крупно-фракционной смеси было использовано до 25 тонн данных наполнителей, общий объем закачанной смеси составил 220 м³. Приготовление данной смеси осуществлялось в установке смесительной осреднительной – УСО-20, затем приемным рукавом осуществлялась подача готовой смеси в автомобильный тампонирующий насос – АТН-70/12 и далее закачка смеси в скважину осуществлялась по буровому рукаву высокого давления и цементировочный переводник через бурильные трубы с открытым концом (рис. 2, 3).



Рисунок 2 – Установка и обвязка спецтехники на скважине, подготовка технологического оборудования к работе, затаривание наполнителей в УСО-20



Рисунок 3 – Закачка готовой смеси в скважину через цементировочный переводник на бурильный инструмент

Смета расходов материалов и работы спецтехники при ликвидации зоны поглощения буровых растворов на одной скважине представлены в таблицах 1–4.

Таблица 1 – Смета расходов материалов при ликвидации зоны поглощения буровых растворов на 1 скважине

№	Используемые материалы	Количество, тн	Стоимость, руб.	Назначение	Общая сумма, руб.
1	Глинопорошок в МКР	50	2 800	Приготовление кольматирующей пачки для закупорки каналов поглощения	140 000
2	Цемент марки ПЦТ 1-50	60	4 380	Приготовление цементного раствора для изоляции и укрепления интервала поглощения	262 800
3	Мелкофракционные древесные опилки	3	500	Введение в кольматирующую пачку глинистого раствора	1 500
ИТОГО					404 300

Таблица 2 – Смета расходов работы спецтехники при ликвидации зоны поглощения буровых растворов на 1 скважине

№	Используемая спецтехника	Количество, ед	Расстояние до объекта бурения, км	Стоимость за 1 км пробега, руб	Стоимость 1 маш-час, руб	Количество операций / отработанных часов	Общая сумма, руб.
1	Цементировочный агрегат ЦА-320	3	100	25	783,5	5/30	145 515
2	Установка смесительная УС 6-30	1	100	23	580,6	5/20	24 612
ИТОГО							170 127

Итоговая сумма расходов материалов и затрат работы спецтехники по данным таблиц 1, 2 составляет 574 427,00 рублей.

Используя установки «автомобильный тампонирующий насос – АТН-70/12» и «установка смесительная осреднительная – УСО-20» получим следующие затраты (табл. 3, 4).

Таблица 3 – Смета расходов материалов и работы спецтехники при ликвидации зоны поглощения буровых растворов на 1 скважине

№ п/п	Используемые материалы	Количество, тн	Стоимость, руб	Назначение	Общая сумма, руб
1	Глинопорошок в МКР	50	2 800	Приготовление кольматирующей пачки для закупорки каналов поглощения	140 000
2	Цемент марки ПЦТ 1-50	8	4 380	Приготовление цементного раствора для изоляции и укрепления интервала поглощения	35 040
3	Крупнофракционные древесные опилки	20	500	Введение в кольматирующую пачку глинистого раствора	10 000,00
4	Крупнофракционная резиновая крошка	5	1200	Введение в кольматирующую пачку глинистого раствора	60 000
ИТОГО					245 040



Таблица 4 – Смета расходов материалов и работы спецтехники при ликвидации зоны поглощения буровых растворов на одной скважине

№ п/п	Используемая спецтехника	Количество, ед	Расстояние до объекта бурения, км	Стоимость за 1 км пробега, руб	Стоимость 1 маш-час, руб	Количество операций / отработанных часов	Общая сумма, руб
1	Цементировочный агрегат ЦА-320	2	100	25	783,5	2/12	19 402
2	Установка смесительная УС 6-30	1	100	23	580,6	1/4	4 600
3	Автомобильный тампонирующий насос АТН 70/12	1	100	25,7	1 998	2/12	29 116
4	Установка смесительная осреднительная УСО-20	1	100	22,61	974,28	2/12	16 214
ИТОГО							69 332

Итоговая сумма расходов материалов и затрат работы спецтехники, по данным таблиц 3, 4 составляет 314 372 рублей.

Сопоставляя данные смет расходов материалов и стоимости затрат на спецтехнику видим, что в первом случае при выполнении работ на одной скважине использовалась классическая техника (ЦА-320, УС-6/30) при пяти выполненных операциях. Данное обстоятельство во многом зависит от возможных технических характеристик данного оборудования. Так при использовании цементировочных агрегатов при закачке наполнителей возможна их прокачка только в мелкофракционном виде, что не является абсолютно требуемым при закупорке больших трещин и пустот изолируемого пласта.

Применяя установки АТН 70/12 и УСО-20 имеется возможность прокачки крупнофракционных наполнителей, что дает существенный технологический и экономический эффект. Требуемое количество операций по изоляции составило две операции, что дало эффект при учете работы спецтехники. В случае применения классической спецтехники для изоляции зон поглощений буровых растворов расходы материалов и затраты на технику составили 574 427 руб., а применяя комплекс установок для проведения аналогичных операций общие расходы составили 314 372 руб. Экономический эффект от внедрения составил 260 055 руб. Кроме того, имеется возможность быстрой проводки скважины, отсутствие вынужденных простоев, связанных с проведением больших операций обусловленных ожиданиями затвердевания цемента.

Литература:

1. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И. и др. Строительство горизонтальных скважин. – М. : ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
2. Булатов А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебно-методическое пособие / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 674 с.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремичук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Kudinov V.I., Savelyev V.A., Bogomolny E.I., etc. Construction of horizontal wells. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2007. – 688 p.
2. Bulatov A.I. Drilling of oil and gas wells: educational and methodical grant / A.I. Bulatov, S.V. Dolgov. – Krasnodar : Publishing house – South, 2015. – 674 p.
3. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells : monograph / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.



УДК 539.196.3+546.26+546.214

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

DRILLING PARAMETERS PREDICTION FOR OPTIMIZATION OF WELL CONSTRUCTION PLANNING

Галеев Сергей Рустемович

инженер 2 категории,
ООО «БашНИПИнефть»
GaleevSR@bashneft.ru

Линд Юлия Борисовна

кандидат физико-математических наук, ученый секретарь,
ООО «БашНИПИнефть»
LindUB@bashneft.ru

Хашпер Анна Леонидовна

специалист,
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
KhashperAL@ufanipi.ru

Хашпер Белла Леонидовна

инженер,
ООО «БашНИПИнефть»
KhashperBL@bashneft.ru

Габбасов Булат Мазитович

главный специалист,
ООО «БашНИПИнефть»
GabbasovBM@bashneft.ru

Шлычков Константин Евгеньевич

главный специалист,
ООО «БашНИПИнефть»
ShlichkovKE@bashneft.ru

Аннотация. Целью работы является разработка информационно-аналитической системы (ИАС), позволяющей на основе промысловых данных по пробуренным на месторождении скважинам выдавать рекомендации по выбору оптимальных параметров бурения, таких как тип и параметры бурового раствора, тип и характеристики долота и забойного двигателя, обеспечивающих эффективную проходку ствола скважины и предупреждающих возникновение осложнений при бурении новых скважин, уже на этапе проектирования их строительства.

Разработанная ИАС включает базу промысловых данных, веб-интерфейс и модули статистического анализа данных. Модули анализа промысловых данных по параметрам бурения реализуют методы непараметрической регрессии для выдачи рекомендаций по оптимальным режимам бурения и эффективным мероприятиям по предупреждению и ликвидации осложнений. Ретроспективный анализ разработанной системы показал хорошее совпадение прогнозных значений с фактическими данными, что позволяет сделать выводы о том, что применение разработанной ИАС при проектировании бурения способствует повышению качества принятия решений, уменьшению вероятности появления нештатных ситуаций и, соответственно, сокращению затрат на строительство скважин.

Galeyev Sergey Rustemovich

Engineer 2 categories,
LLC Bashnipineft
GaleevSR@bashneft.ru

Lint Yulia Borisovna

Candidate of Physical and Mathematical
Sciences, Scientific Secretary,
LLC Bashnipineft
LindUB@bashneft.ru

Hashper Anna Leonidovna

Specialist,
LLC RN-Ufanipineft
KhashperAL@ufanipi.ru

Hashper Bella Leonidovna

Engineer,
LLC Bashnipineft
KhashperBL@bashneft.ru

Gabbasov Bulat Mazitovich

Chief Specialist,
LLC Bashnipineft
GabbasovBM@bashneft.ru

Shlychkov Konstantin Evgenyevich

Chief Specialist,
LLC Bashnipineft
ShlichkovKE@bashneft.ru

Annotation. The paper is devoted to development of informational and analytical system (IAS) that allows making recommendations on selection of optimum drilling parameters, such as type and parameters of drilling fluid, type and parameters of bit and down-hole motor, on the base of field data on drilled wells of an oilfield, for effective drilling meterage of wellbore and prediction possible troubles in drilling new wells, while planning their construction.

The developed IAS includes a database of field data, a web interface and modules for statistical analysis of data. Modules for analysis of field data on drilling parameters implement nonparametric regression methods to make recommendations on selection of optimum drilling mode and effective troubles prevention and elimination methods.

Retrospective analysis of the developed system has revealed good agreement between the predicted values and the actual data, that allows to conclude that the application of the developed IAS in designing of drilling promotes to improving the quality of decision making, reducing the probability of abnormal situations emergence and, therefore, reducing the costs on well construction.



Ключевые слова: проектирование бурения, осложнения в бурении, осложнения в бурении, долотная программа, информационно-аналитическая система, непараметрическая регрессия.

Keywords: drilling planning, drilling troubles, bit program, informational and analytical system, nonparametric regression.

Введение

При проектировании и строительстве нефтяных скважин для достижения максимально эффективного и безаварийного бурения возникает необходимость правильного подбора параметров и режима бурения, а также предупреждения и устранения возможных геологических осложнений в процессе бурения. Энергозатраты, качество работы и скорость бурения напрямую зависят от правильного подбора долота и забойного двигателя, кроме того, горную породу с конкретными механическими свойствами наиболее эффективно можно разбуривать только при определенных режимах бурения [1]. Еще одной актуальной проблемой при строительстве скважин является своевременное предупреждение и устранение осложнений в процессе бурения, поскольку ликвидация возникших осложнений требует значительных временных и материальных затрат [2]. Тем не менее, проекты на строительство скважин часто составляются на базе разрозненных данных, что является неэффективным в современных условиях.

Повысить эффективность проектирования строительства скважин можно путем автоматизированного анализа данных по ранее пробуренным скважинам с использованием современных информационных технологий. Авторами разработаны и реализованы алгоритмы автоматизированного подбора долота и винтового забойного двигателя (ВЗД), а также прогнозирования осложнений, возникающих в процессе бурения, позволяющие повысить скорость и точность принимаемых решений [3].

Эффективность работы долота оценивается двумя показателями: механической скоростью проходки и проходкой на долото. Для достижения максимальной эффективности бурения необходимо рационально подобрать тип породоразрушающего технологического инструмента (ПТИ), а также правильно отрегулировать параметры рабочего режима: нагрузку на долото, расход промывочной жидкости, частоту вращения долота. Что касается осложнений, возникающих в процессе бурения, – наиболее эффективным способом их предупреждения в условиях отсутствия исчерпывающей информации о разбуриваемых пластах является подбор буровых растворов (БР) для бурения опасных интервалов.

Поскольку процесс бурения скважины во многом определяется геологией горных пород, слагающих ее стенки, то при выборе режима бурения и предупреждении осложнений большое значение приобретает накопление и обработка промыслового материала по ранее пробуренным скважинам. Информационная система по параметрам бурения, отработке ПТИ и осложнениям на месторождениях РБ является основой разработанных авторами методов статистического анализа промысловых данных [4].

База промысловых данных

Поскольку и осложнения в процессе бурения скважины, и оптимальный режим бурения во многом определяются геологией горных пород, слагающих ее стенки, то при выборе оптимальных параметров бурения и предупреждении осложнений большое значение приобретает накопление и обработка промыслового материала по ранее пробуренным скважинам. Необходимая для заполнения базы данных информация содержится в разных источниках, и первоочередной задачей становится структуризация данных по осложнениям, и параметрам бурения разработка и реализация информационной модели хранения данных.

Общая структура формирования информационной модели на основе данных из указанных источников приведена на рисунке 1.

Информационная модель хранения данных по параметрам бурения содержит следующие основные разделы, каждый из которых служит для хранения специфичной информации: реестр скважин, промысловые данные по осложнениям, промысловые данные по отработке ПТИ, дополнительные данные для проведения расчета, результаты расчета.

На основе данных, содержащихся в информационной модели, выполняется:

- прогнозирование осложнений и выдача рекомендаций по их предупреждению и ликвидации;
- анализ отработки ПТИ и формирование долотной программы;
- визуализация исходных данных и результатов расчета.

Программные модули статистического анализа параметров бурения

Первым шагом по оптимизации режима бурения является обоснованный подбор ПТИ (пары «долото + ВЗД»), обеспечивающий наиболее эффективное бурение.

Анализ отработки ПТИ включает выделение интервалов со схожими геолого-техническими условиями бурения, выбор критерия оптимизации и подбор наиболее эффективных компоновок с учетом выбранного критерия, т.е. формирование долотной программы по новой скважине.

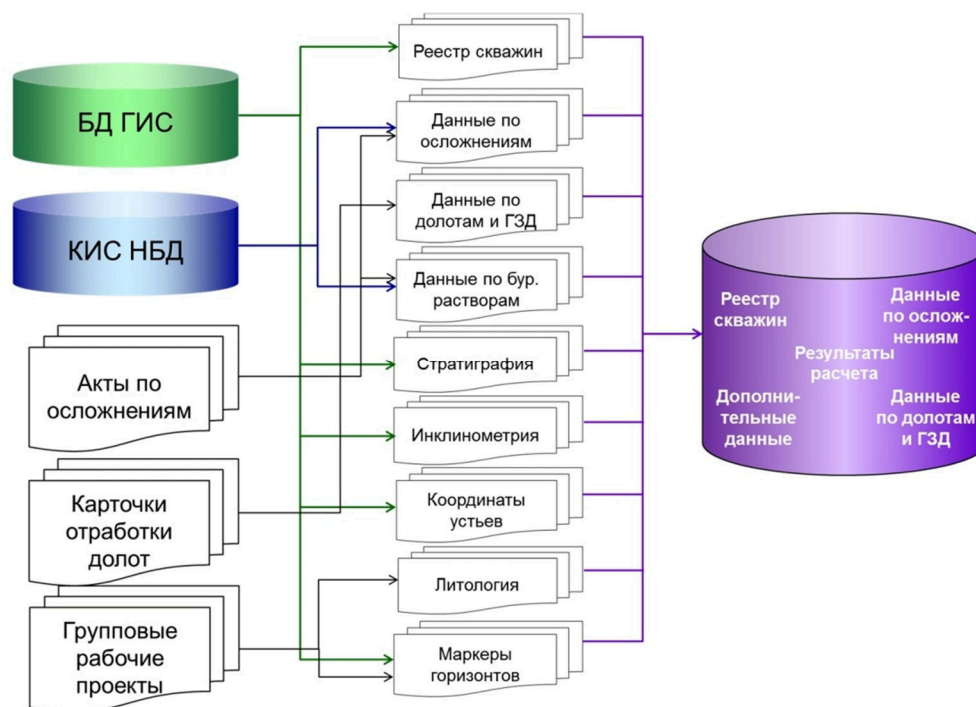


Рисунок 1 – Источники данных для формирования информационной модели

Выделение интервалов производится в следующей последовательности:

– первоначально интервалы выделяются по «техническому» признаку – по секциям бурения долотами с одинаковым диаметром или типоразмеру обсадных колонн (направление, кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

– далее, в пределах выделенного по секциям бурения интервала, анализируются и выделяются интервалы по «геологическому» признаку, учитывающему прочностные, физико-механические свойства разбуриваемых пород (плотность, твердость, абразивность).

Алгоритм выделения интервалов по «геологическому» признаку заключается в сопоставлении фактических данных показателей работы долота и ВЗД с интервалами бурения при выполнении условий $V_{мех} \approx const, H > 50$ м. По результатам анализа отработки ПТИ и режимных параметров бурения разрез был разделен на четыре интервала.

Для решения задачи подбора оптимальных пар «долото + ВЗД» в выделенных интервалах и определения соответствующих оптимальных режимов бурения в качестве критерия оценки эффективности отработки принята условная рейсовая скорость:

$$V_{рейс} = \frac{H}{T_{бур} + T_{п}}, \quad T_{п} = T_{СПО} + T_{пр} + T_{см.КНБК}, \quad (1)$$

где H – проходка на долото, м; $T_{п}$ – время паузы между долблениями, ч; $T_{бур}$ – время механического бурения, ч; $T_{СПО}$ – нормативное время СПО (спуск 1 свечи – 3 мин; подъем – 3,5 мин); $T_{пр}$ – нормативное время промывки; $T_{пр} = H_{эл} \cdot K_{пр}$; $H_{эл}$ – глубина скважины, м; $K_{пр}$ – коэффициент промывки, $K_{пр} = 0,0005$; $T_{см.КНБК}$ – нормативное время смены КНБК = 5,0 ч.

Условная рейсовая скорость, в отличие от распространенных механической и рейсовой скорости, позволяет более корректно оценивать эффективность работы ПТИ, без учета фактора организационно-технического уровня работ бурового подрядчика, а также в случае двух и более долблений в пределах одного выделенного интервала бурения.

На основе выбранного критерия производится подбор наиболее эффективных компоновок в пределах каждого интервала на рассматриваемом месторождении и формирование долотной программы по новой скважине. Выбор компоновки осуществляется с учетом соответствия фактических режимно-технологических параметров бурения техническим характеристикам и требованиям эксплуатации ПТИ.

Авторами предложена методика моделирования осложнений, возникающих в процессе бурения, на основе данных о пространственном положении скважины и параметров осложнений, возникших в уже пробуренных скважинах месторождения [5].



Формально рассматриваемая задача для каждого объекта представляет собой задачу идентификации системы с несколькими входами и выходами на основе множества маркированных примеров (в качестве которых выступают уже пробуренные скважины месторождения). Для выбора метода восстановления регрессии, наиболее адекватного для решения поставленной задачи, был проведен вычислительный эксперимент на нескольких модельных выборках. Сравнение полученных результатов приведено в таблице 1. Наибольшую эффективность (соотношение точности и скорости обучения) показала непараметрическая регрессия.

Таблица 1 – Сравнение методов аппроксимации функций

Метод	Достоинства	Недостатки	R ²	Время обучения, мин
Линейная регрессия	Высокая скорость обучения	Необходимость выбора вида модели	0,34	< 1
Нейронная сеть	Универсальность	Локальные минимумы; низкая скорость обучения	0,78	25
Непараметрическая регрессия	Универсальность; простота обучения	Функция не задана параметрически	0,81	4,5

Основная идея непараметрических методов восстановления регрессии – отказ от выбора определенной модели зависимости между данными [6]. Т.о., требуемая зависимость приближается константой $\alpha(x) = \alpha$ в окрестности каждой точки $x \in X$:

$$Q(\alpha, X') = \sum_{i=1}^n w_i(x)(\alpha - y)^2 \rightarrow \min_{\alpha \in R}, \tag{2}$$

где веса $w_i(x)$ задаются так, чтобы они убывали по мере увеличения расстояния $\rho(x, x_i)$. Таким образом, при вычислении функции в окрестности данной точки объекты, находящиеся дальше от нее, вносят меньший вклад в значение функции.

При решении данной задачи первостепенное значение приобретает выбор ширины окна, т.к. при задании слишком большой ширины окна график функции будет похож на константу, а при задании слишком маленькой произойдет переобучение [6].

Результаты вычислительного эксперимента

Авторами проведен ретроспективный анализ разработанных алгоритмов по формированию долотной программы и прогнозированию осложнений и на нескольких месторождениях РБ. По результатам вычислительного эксперимента сформирована долотная программа, построены карты осложнений, и выданы рекомендации по предупреждению и ликвидации осложнений.

По результатам тестирования алгоритмов по подбору ПТИ на рассмотренных месторождениях сформирована выборка наилучших компоновок пар «долото + ВЗД» и соответствующих режимов бурения для каждого выделенного интервала бурения. Результаты выбора ПТИ по месторождению М1 представлены на рисунке 3.

Фрагмент карты осложнений (поглощений бурового раствора), построенной расчетным модулем для конкретного месторождения (М1) и геологического объекта (О3) приведен на рисунке 4.

Интервал	Номер скважины	Номер рейса	Механическая скорость	Рейсовая скорость	Время бурения	Наименование долота	Производитель долота	Наименование ВЗД	Производитель ВЗД	Заходность	Нагрузка на долото, т	Число оборотов ротора в мин.	Число оборотов ВЗД в мин.	Давление, атм.ас	Расход бурового раствора	Интервал по стволу от	Интервал по стволу до
Направление 393,7мм	C1	3	37,35	4,62	0,83	US419 U406	Петро-Тул	ротор			12	40	0	85	53	124	155
	C2	2	19,64	9,6	5,6	XR+VC	Смит	ДРУ-240	Рад.-Серв.	3/4	8	20	230	40	48	40	150
	C3	3	17,6	5,32	6,25	US519 U339	Петро-Тул	ДРУ3-240	Рад.-Серв.	3/4	2	40	140	21	44	42	152
Кондуктор 295,3мм	C1	7	41,45	17,35	5,09	US419 U166	Петро-Тул	ДРУ-240РС	Рад.-Серв.	3/4	13	20	240	85	49	180	391
	C2	4	35,29	0,49	0,34	US419 U166	Петро-Тул	ДРУ-240РС	Рад.-Серв.	3/4	3	35	240	45	44	155	167
	C3	5	25,17	8,57	11,8	БИТ 295,3 В 516 УСМ	Буринтек	ДВ-240Р	ВНИИБТ	5/6	7	0	0	35	44	129	426
До подошвы веревя 215,9мм	C1	4	34,42	16,57	6,42	BT4416SA-029	Буровые Технологии	С7LZ-172	СРТДС-Китай	7/8	3	25	130	105	30	159	380
	C2	4	34,22	16,75	6,75	BT4416SA-029	Буровые Технологии	ДР-172 5М	Китай	7/8	3	50	130	50	32	154	385
	C3	8	23,67	15	15,8	БИТ 215,9 В 716 УЕСМ	Буринтек	ДР-172Р	ВНИИБТ	7/8	10	0	80	30	426	800	
Серпухов 215,9мм	C1	11	19,3	3,91	3,16	F40WUY	Смит	ДРУ1-172РС	Смит	6/7	9	20	130	70	38	1397	1458
	C2	7	14,86	7,19	10,5	F40WUY	Смит	ДРУ1-172РС	Рад.-Серв.	7/8	18	22	180	70	34	1058	1214
	C3	10	14,85	7,36	11,92	F40WUY	Смит	ДРУ1-172РС	Рад.-Серв.	6/7	9	20	130	70	38	1220	1397
До проектной глубины 215,9мм	C1	7	11,45	7,27	22	MDSI616LMWUEBPX	Смит	ДРУ2-172РСФ	Смит	6/7	16	20	150	115	33	1252	1504
	C2	8	5,11	6,73	67,91	F40WUY	Смит	ДРУ1-172РС	Рад.-Серв.	7/8	18	25	130	68	34	1214	1561
	C3	12	8,6	6,24	37,08	MDSI616LKPX	Смит	ДРУ1-172РС	Рад.-Серв.	6/7	8	25	140	165	32	1458	1777
Хвостовик 142,9; 146,0; 149,2мм	C1	16	12,38	7,48	23,75	MSI 711NWBPX	Смит	ДРУ1-120РС	Рад.-Серв.	7/8	6	30	120	195	14	1782	2076
	C2	12	7,78	5,83	43,6	MDSI713LMWBPX	Смит	ДВ120-Р	Сокол	7/8	6	15	150	145	15	1536	1875
	C3	9	7,31	2,92	8,75	XR30TPS	Смит	ДВ120-Р	Сокол	7/8	4	15	150	130	14	1536	1600

Рисунок 3 – Результаты выбора компоновок на месторождении М1

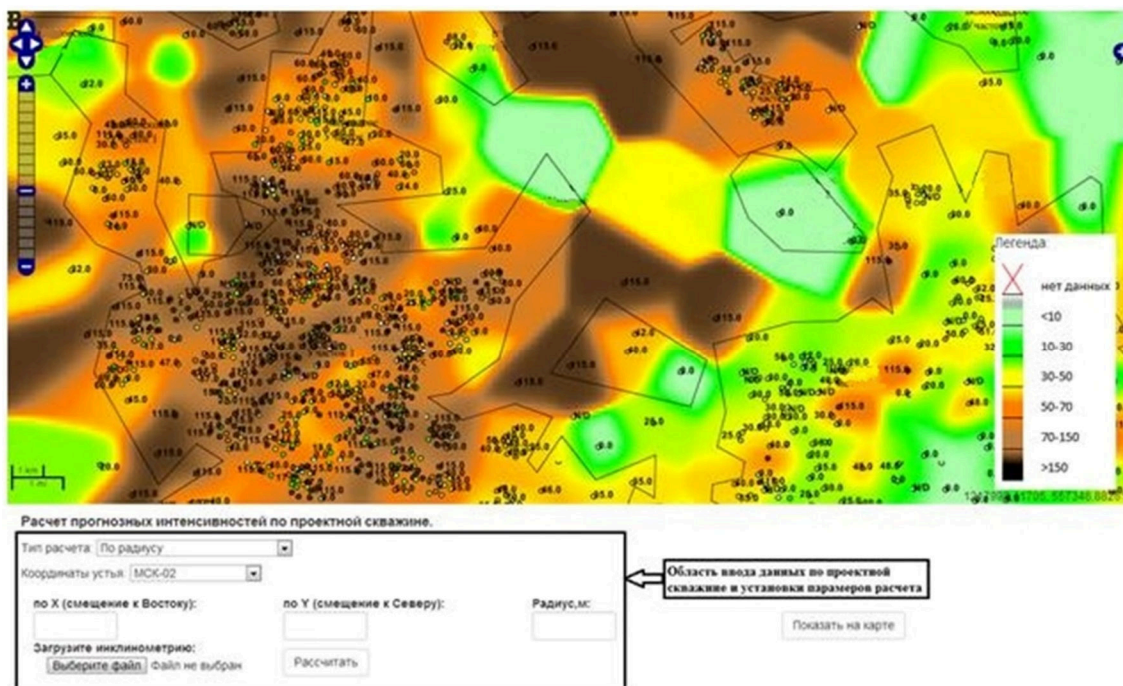


Рисунок 4 – Окно карты поглощений бурового раствора

Точки – скважины, числа – значения прогнозной интенсивности

Результаты ретроспективного анализа по нескольким скважинам месторождения М1, пробуренным в последние годы и имеющим осложненные интервалы, представлены в таблице 3.

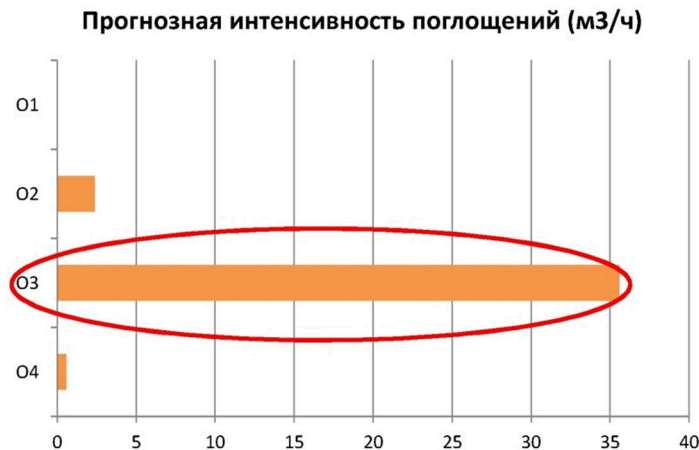
Таблица 3 – Ретроспективный анализ по скважинам месторождения М1

Объект	Интенсивность поглощений, м ³ /ч					
	Скв. № 1		Скв. № 2		Скв. № 3	
	факт	расчет	факт	расчет	факт	расчет
O1	0	0,51	0	0	24	21,32
O2	0	0	0	1,03	0	0
O3	12	14,02	17	17,57	25	18,29
O4	0	1,19	0	0	0	0,04
Средняя абсолютная погрешность, м ³ /ч	0,93		0,40		2,36	

Средняя относительная погрешность прогноза по тестовым скважинам составляет ≈ 12 %, что свидетельствует об адекватности построенных моделей.

При вводе координат новой скважины с использованием кластеризованной карты месторождения программно строится прогноз по наличию и интенсивности поглощений для всех объектов, разбуриваемых данной скважиной на графике 1.

График 1 – Список объектов для новой скважины (месторождение М1)





На основе построенного прогноза проводится выдача рекомендаций по типу и параметрам бурового раствора, позволяющего предупредить поглощения при строительстве новой скважины, формируются рекомендации по ликвидации осложнений.

Выводы

Ретроспективный анализ разработанной системы показал хорошее совпадение прогнозных значений с фактическими данными (результаты совпадают в 88 % случаев). Результаты тестирования разработанной ИАС проектирования бурения позволяют сделать выводы о том, что применение выбранных методов статистического анализа данных способствует повышению качества проектирования бурения, уменьшению вероятности появления нештатных ситуаций и сокращению затрат на строительство скважин. В настоящее время проводится апробация предложенных алгоритмов при строительстве новых скважин на месторождениях ПАО АНК «Башнефть».

Литература:

1. Абдурахманов М.Т., Кагарманов Н.Ф. Проектирование профилей горизонтальных скважин // Технология строительства и эксплуатации скважин в осложненных условиях. Сборник научных трудов. – Уфа : Башнипнефть, 1991. – С. 98–102.
2. Степанов Н.В. Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин. – М. : Недра, 1989. – 252 с.
3. Линд Ю.Б. Вопросы применения методов искусственного интеллекта при решении задач нефтедобывающей отрасли // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 3. – С. 107–111.
4. Линд Ю.Б. База данных по параметрам строительства скважин на месторождениях Республики Башкортостан // Системы управления и информационные технологии. – 2012. – № 3 (49). – С. 91–94.
5. Оперативное прогнозирование осложнений при бурении / Ю.Б. Линд [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 55–57.
6. Воронцов К.В. Лекции по алгоритмам восстановления регрессии. – М., 2007. – 37 с.

References:

1. Abdurahmanov M.T., Kagarmenov N.F. Designing of horizontal well profiles // Technology of construction and exploitation of wells in complicated conditions. Collected scientific papers. – Ufa : Bashnipineft, 1991. – P. 98–102.
2. Stepanov N.V. Modeling and prediction of troubles in wells drilling. – M. : Nedra, 1989. – 252 p.
3. Lind Yu.B. Issues of artificial intelligence methods application in solving problems of the oil industry // Oil and Gas Business. – 2013. – V. 11. – № 3. – P. 107–111.
4. Lind Yu.B. Database on wells constructing parameters for oilfields of Bashkortostan Republic // Control systems and information technology. – 2012. – № 3 (49). – С. 91–94.
5. Operative troubles prediction while drilling / Yu.B. Lind [etc.] // Oil industry. – 2013. – № 2. – P. 55–57.
6. Vorontsov K.V. Lectures on regression recovery algorithms. – M., 2007. – 37 p.



УДК 550.822

АНАЛИЗ ЗАБОЙНОГО ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

ANALYSIS OF TELEMETRY EQUIPMENT AT THE CURRENT STAGE OF WELL DRILLING DEVELOPMENT

Галикеев Ильгизар Агузарович

старший преподаватель,
Удмуртский государственный университет

Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, профессор,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Рябов Павел Петрович

бакалавр,
Удмуртский государственный университет

Аннотация. Забойные телеметрические системы осуществляют измерения первичной скважинной информации, ее передачу по каналу связи забой – устье, прием наземным устройством, обработку и представление оператору результатов обработки. Проведен анализ навигационных, технологических, геофизических, специфических телесистем с гидравлическим, электромагнитным, акустическим, электропроводным и комбинированными типами каналов связи. Рассмотрены забойные телеметрические системы с гидравлическим каналом связи ГНОМ-М, «Корвет», система гамма-каротажа «Ориентир». Даны рекомендации по их конструкции и применению.

Ключевые слова: телеметрические системы, канал связи, каротаж, скважина, бурение.

Galikeev Ilgizar Aguzarovich

Senior Lecturer,
Udmurt State University

Ivanova Tatyana Nikolaevna

D.Sc. in engineering, professor,
Udmurt State University
rsg078829@mail.ru

Ryabov Pavel Petrovich

Bachelor,
Udmurt State University

Annotation. Downhole telemetry systems measure primary well information, transmit it through communication channel downhole-wellhead, provide data acceptance by ground-based device and representation of the processing results to the operator. Navigational, technological, geophysical, specific telemetry systems with hydraulic, electromagnetic, acoustic, electrically conducted and combined types of communication channels were analyzed. Downhole telemetry systems with hydraulic communication channel GNOM-M (GNOM-M), «Corvette» (Корвет), gamma ray logging system «Orientir» (Ориентир) were studied. Recommendations for their construction and application are given.

Keywords: telemetry systems, communication channel, logging, well, drilling.

В настоящее время телеметрические системы широко применяются для решения различных геологических, технологических и технических задач в процессе бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин [1]. Данные, которые телесистемы регистрирует на забое, подразделяют на категории: навигационные, технологические, геофизические, специфические. Рассмотрим их более подробно:

Навигационная информация состоит из значений углов отклонения оси скважины от принятых нулевых значений зенита (вертикали), азимута (горизонтали) и положения шпинделя – отклонителя (tool – face) – этот набор еще называют инклинометрическим. Он необходим для оценки расположения ствола скважины в пространстве. Инклинометрические замеры производят электронными приборами: акселерометрами, магнитометрами, гироскопами.

Геофизическая информация служит для определения свойств пласта и типа насыщающего его флюида, литологического строения, геомеханических параметров буримой породы, формы поперечного сечения скважины и пр. В зависимости от количества необходимой геофизической информации и степени ее достоверности используют различные методы исследований и их сочетание. Их можно подразделить на акустические, радиационные, электрические, ядерно-магнитные методы и испытатели пластов. Использование оперативной технологической информации о режимах бурения, характеризующих процессы на забое в текущий момент времени, позволяют снизить аварийность при строительстве скважин, повысить механическую скорость бурения, диагностировать состояние рабочих органов компоновки и низа бурильной колонны (КНБК), параметров пласта: давления и температуры, а так же (по уровню вибраций) экстраполировать механические свойства литологического разреза.



В настоящее время существуют гидравлический, электромагнитный, акустический, электропроводный и комбинированные типы каналов связи. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения.

Широкое применение нашел электропроводный канал связи. Он не требует затрат гидравлической энергии и обладает рядом преимуществ перед всеми другими: максимально возможной надежностью связи, информативностью, быстродействием, помехоустойчивостью, многоканальностью, отсутствием забойного источника электрической энергии и мощного передатчика, возможностью двусторонней связи. К недостаткам электропроводного канала связи относятся: наличие кабеля в буровой колонне, что создает трудности при бурении; затраты времени на его прокладку; необходимость защиты кабеля от механических повреждений; практическая невозможность вращения колонны; необходимость продавливания забойного модуля до места стыковки при углах бурения более 60° с помощью продавочного устройства.

Системы с электромагнитным каналом связи используют электромагнитные волны между изолированным участком колонны буровых труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между буровой колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки. К недостаткам электромагнитного канала относятся слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны, зависимость дальности связи от проводимости и чередования слоев горных пород.

Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне буровых труб или окружающей породе. Сложность и многообразие свойств гидроакустического канала в скважине обусловили его слабую изученность. Одной из проблем в создании гидроакустического канала является разработка низкочастотного излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны буровых труб в скважине.

Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются мощные генераторы, работающие по принципу кратковременного частичного перекрытия потока бурового раствора. Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим, создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора. Гидравлические импульсы поступают по столбу бурового раствора на поверхность, где закодированная информация декодируется и отображается приемлемом для восприятия виде. Телесистемы с гидравлическим каналом по сравнению с электромагнитным каналом не нарушают технологию бурения и не зависят от геологического разреза. Гидравлический канал связи не имеет конкурентов среди остальных по дальности передачи и приема забойной информации. Тем не менее, системы MWD с гидравлическим каналом связи являются наиболее сложными и дорогими, требуют применения сложных алгоритмов при выделении полезного сигнала на фоне различного рода помех. Именно наличие таких помех сужает полосу рабочих частот и делает гидравлический канал самым медленнейшим. Дополнительные сложности в создании систем с гидравлическим каналом связи обусловлены необходимостью учета широкого диапазона расхода и параметров буровых растворов.

Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи ГНОМ-М НПП «Горизонт» (г. Ижевск) представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Модули наземного оборудования телесистемы

Преимущества ГНОМ:

- достаточная для потребителей точность навигации;
- возможность изготовления телесистем с разными температурными диапазонами без изменения конструкции;



- возможность наращивания телесистемы дополнительными датчиками и устройствами;
- обеспечение дуплексного канала связи между глубинным блоком и наземным оборудованием для оперативного вмешательства в параметры системы и передачи команд исполнительным механизмам управляемых компоновок буровой колонны;
- полный расчет и оптимизация забойной информации для передачи её по низкоскоростной беспроводной линии связи;
- миниатюризация и высокая надежность работы глубинного блока. Состав ГНОМ состоит из глубинного блока, наземной станции и устройства кабельной связи. Глубинный блок содержит набор измерительных модулей с датчиками измеряемых параметров, связанных по кабелю с наземной станцией. Наземная станция включает блок приема и предварительной обработки информации, источник питания глубинного модуля, блок интерфейсной связи с компьютером и управляется встроенным контроллером.

Забойная телесистема «Корвет» с гидравлическим каналом связи предназначена для измерений в процессе бурения с целью контроля направления бурения и литологического расчленения разреза скважины.

Телесистема включает: забойную часть; наземную панель; табло бурильщика. Основные преимущества:

1. В системе «Корвет» используется надежный пульсатор вращательного типа с положительным импульсом давления, исключающий блокировку и заклинивание клапана.
2. Конструкция «Корвет» дает возможность использовать одну и ту же скважинную сборку в компоновках различного диаметра, произвольную последовательность скважинных модулей в системе.
3. Поставщик производит обучение персонала и регулярное техническое обслуживание систем.
4. Стоимость системы на 30–50 % ниже, чем у зарубежных аналогов.

Система гамма-каротажа «Ориентир» состоит из модифицируемого модуля для скважинной и наземной систем (рис. 2).

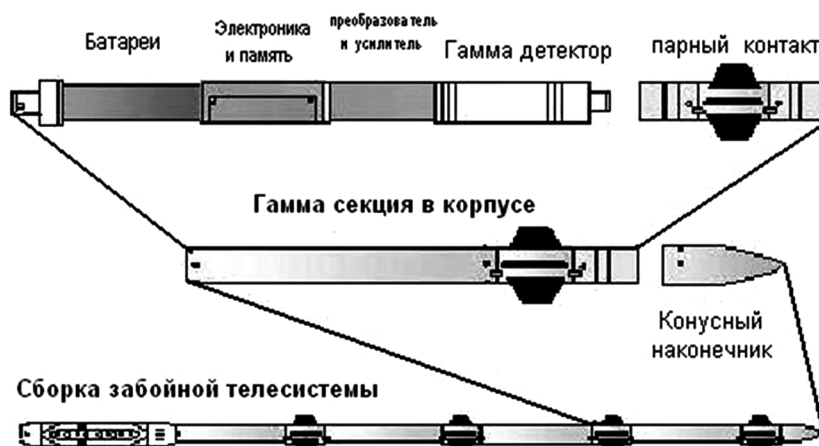


Рисунок 2 – Стандартная сборка телесистемы с блоком гамма-каротажа

Забойный прибор гамма-каротажа прикрепляется к стандартной инклинометрической сборке телесистемы ниже узла электроники ГИС. Имеются его две модификации:

Стандартный прибор гамма-каротажа: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа как в реальном времени при бурении, так и в режиме запоминания ЗУ – с 16-секундным интервалом на протяжении свыше 200 часов бурения.

Прибор гамма-каротажа с ЗУ повышенной вместимости: имеет способность вести запись данных гамма-каротажа, как в реальном режиме бурения, так и в режиме запоминания ЗУ – с 8-секундным интервалом на протяжении свыше 400 часов бурения.

Запоминающее устройство прибора обеспечивает поддержку в случае прерывания передачи данных или обнаружения сигнала, а также каротажа с высокой разрешающей способностью на высоких скоростях бурения.

Данные с прибора можно представить в эквивалентных единицах API (АНИ) и сравнить с приборами MWD и кабельными системами.

Гамма-детектор – это высокопрочный узел сцинтилляционного счетчика и фотоумножителя. С целью обеспечения прочности и надежности оборудования детектор имеет встроенный амортизатор и гаситель вибрации. Безостановочный термопринтер обеспечивает распечатку графика на рулонной или веерной бумаге и рулонной пленке. Данные каротажа можно также выводить в стандартном формате базы данных (DBF) или как LAS на дискету. С наземной системы возможна передача в стан-



дартном для нефтегазовой промышленности формате WITS или на отдаленный компьютер по проводу коммуникационной связи. Модуль TRIM, работающий на частоте 20 KHz и помещенный в минимально коротком переводнике (около 4 м), может быть подключен к стандартной телесистеме Ориентир (с гаммой и без) и имеет азимутальное направление.

Параметры телесистемы Геолинк Ориентир позволяют использовать ее в качестве многофункционального геонавигационного блок-модуля для решения геолого-технических задач при бурении сложных (по профилю и разрезу) скважин. Блок геонавигации предназначен для оперативного управления проводкой скважин по геофизическим данным, получаемым по электромагнитному каналу связи, и позволяет повысить точность проводки стволов по продуктивному пласту, уменьшить количество или даже исключить промежуточные каротажи, ошибки в проводке горизонтально-наклонных скважин не по продуктивному пласту.

Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, когда измеряются большое количество различных геофизических параметров, передаваемых по беспроводным каналам связи к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре.

Однако, как бы ни были совершенны зарубежные и отечественные телесистемы, большой процент наклонно направленных и горизонтально-наклонных скважин проводится не по продуктивному пласту и, с точки зрения геофизики, вслепую [2, 3]. Причиной этого является отсутствие геофизической информации в процессе бурения. Есть два подхода его решения:

1. При бурении проводить привязочные каротажи.

2. Использование системы, регистрирующие геофизические параметры и передающие их на поверхность в режиме реального времени (непосредственно при бурении), это LWD-системы. Данный подход обладает преимуществом по сравнению с первым, так как возможна более оперативная корректировка траектории скважины и не затрачивается дополнительное время на привязочные каротажи.

Прием и обработка информации на поверхности при работе с телесистемами осуществляется с помощью IBMPC, что гарантирует качество и надежность приема и обработки скважинной информации. Основное преимущество систем с дистанционной передачей заключается в возможности немедленного поступления глубинной информации к оператору.

Применение телесистемы Геолинк Ориентир с блоками инклинометрии, гамма-каротажа, резистивиметрии и датчиком вибрации для оказания услуг по высокоточному бурению и геонавигации позволит отказаться от ряда каротажей (в частности каротаж на трубах с использованием комплекса АМК «Горизонт», проводимый при превышении зенитного угла в скважине 45 градусов), обеспечить заданную точность проводки скважины, добиться увеличения скоростей бурения, избежать исправлений ствола скважины (при непопадании в заданную точку или самопроизвольном уводе по азимуту).

Литература:

1. Климов В.В. Геофизические исследования скважин : учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
2. Булатов А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебно-методическое пособие / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 674 с.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Klimov V.V. Geophysical surveys of wells : manual / V.V. Klimov, A.V. Shostak; FGBOU VPO «KUBGTU». – Krasnodar : Publishing house – South, 2014. – 220 p.
2. Bulatov A.I. Drilling of oil and gas wells : educational and methodical grant / A.I. Bulatov, S.V. Dolgov. – Krasnodar : Publishing house – South, 2015. – 674 p.
3. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells : monograph / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.



УДК 621

**АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕФТЯНАЯ АКАДЕМИЯ.
МЕТОДИКА РАСЧЕТА СТОЕК СТАНКОВ-КАЧАЛОК**

**AZERBAIJANI STATE OIL ACADEMY.
METHOD OF CALCULATION OF RACKS OF PUMPING UNITS**

Гасанов Рамиз Алиш

доктор технических наук, профессор,
Азербайджанский государственной университет
нефти и промышленности
ramizhasanov52@hotmail.com

Керимова Ирада Махмуд

диссертант, ассистент,
Азербайджанский государственной университет
нефти и промышленности
turkanqurbanzade@mail.ru

Аннотация. В статье предлагается конструкция опоры станка качалки. Дается полный расчет опорной части установки. Основным критериям е разработки используется необходимость обеспечения жесткости в горизонтальном и вертикальном направлениях. С этой целью предполагается, что элементы фермы опоры изготавливаются из фигурных прокатов. С учетом геометрических характеристик опоры определяются реакции в горизонтальном и вертикальном направлениях. С учетом нагруженности опоры для определения усилий в ее элементах составлена программа и даны условия обеспечения жидкости устойчивости и прочности, что позволило определить минимальную критическую массу такой опоры, складывающейся из профилей фермы.

Ключевые слова: станок-качалка, опора, фигурный прокат, полный расчет опорной части установки.

Gasanov Ramiz Alish

Doctor of Engineering, professor,
Azerbaijani state university of oil and industry
ramizhasanov52@hotmail.com

Kerimova Irada Mahmoud

Assistant,
Azerbaijani state university of oil and industry
turkanqurbanzade@mail.ru

Annotation. In article the pumping unit support design is offered. Full calculation of a basic part of installation is given. To the main criteria e developments need of ensuring rigidity for the horizontal and vertical directions is used. It is for this purpose supposed that elements of a farm of a support are made of figured rentals. Reactions in the horizontal and vertical directions are defined with geometrical characteristics of a support. Taking into account loading of a support for definition of efforts in her elements the program is made and conditions of providing liquid of stability and durability are given that has allowed will determine the minimum critical mass of such support consisting of farm profiles.

Keywords: pumping unit, support, figured hire, full calculation of a basic part of installation.

Стойки современных установок для механизированной добычи нефти, т.е. станков-качалок представляют собой четыре основных стержня (ноги), связанные между собой поперечными раскосами. В существующих конструкциях стоек, спроектированных в Азербайджане, поперечные связи (раскосы) не выполняют роли фермы. Они служат только для увеличения жесткости конструкции в горизонтальном сечении [1]. Нами предлагается новая конструкция фермы стоек станков качалок, которая обеспечивает горизонтальную и вертикальную жесткость (рис. 1).

Принимается, что элементы фермы из подготавливаются из фигурных прокатов. Для определения необходимого сечения профиля основных стержней и раскосов необходимо определить силовые соотношения в элементах фермы. Исходными параметрами для стоек принимаем следующие:

$$x_i; h_i (i = 1, 2, 3, 4); h_0; H; C; a; b; F_B; F_R,$$

Геометрически определяем углы наклона основных стержней и раскосов:

$$\left. \begin{aligned} \alpha &= \arctg \frac{b-c}{H-x_1}; \beta = \arctg \frac{a-c}{H-x_1}; \\ \theta_i &= \arctg \frac{h_i-x_i}{2c+(x_i-x_1)tg\beta+(h_i-x_1)tg\alpha}; \\ \gamma_i &= \arctg \frac{h_{i+1}-h_i}{2c+(x_{i+1}-x_1)tg\beta+(h_i-x_1)tg\alpha} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

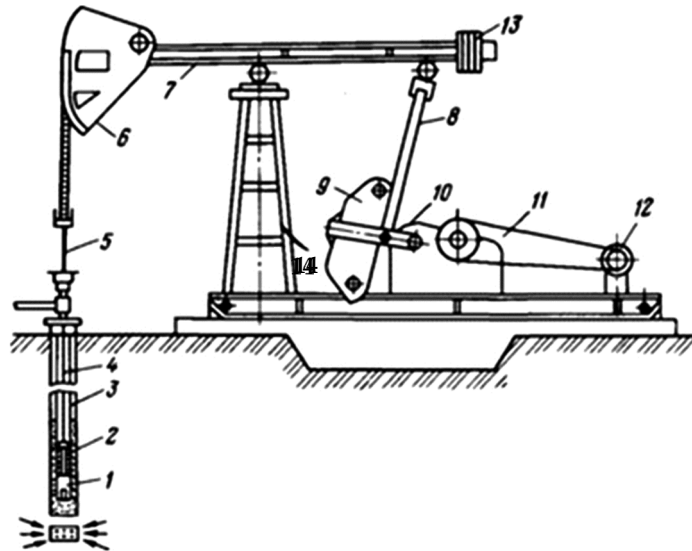


Рисунок 1 – Схема глубинно-насосной установки: 1 – плунжерный глубинный насос; 2 – плунжер; 3 – насосные трубы; 4 – штанга; 5 – полированный шток; 6 – головка балансира; 7 – балансир; 8 – шатун; 9 – кривошипный противовес; 10 – редуктор; 11 – клиноременная передача; 12 – электродвигатель; 13 – балансирный противовес, 14 – стойка

Длина элементов фермы находится в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} l_i &= \frac{h_i - h_{i-1}}{\cos \alpha}; d_i = \frac{x_{i+1} - x_i}{\cos \beta}; \\ e_i &= \sqrt{(h_i - x_i)^2 + [2c + (x_i - x_1)tg \beta + (h_i - x_i)tg \alpha]^2}; \\ f_i &= \sqrt{(x_{i+1} - h_i)^2 + [2c + (x_{i+1} - x_1)tg \beta + (h_i - x_i)tg \alpha]^2}. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Определяем реакции опор стоек

$$\left. \begin{aligned} R_{AX} &= F_r; \\ R_{AY} &= \frac{F_B b - F_r H}{a + b}; \\ R_{BY} &= \frac{F_B a + F_r H}{a + b}. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Для определения величин усилий, направленных по осям рассматриваемых элементов, используем метод Рихтера [2]. Для этого производим произвольный разрез, отбрасываем нижнюю часть и ее функцию заменяем соответствующими силами в стержнях. Затем составляем уравнение равновесия для верхней части стойки, решив которое определяем:

$$S_i = \frac{F_B [c + (x_i - x_1)tg \beta] + F_r x_i}{[2c + (x_i - x_1)tg \beta + (h_{i-1} - x_i)tg \alpha] \cos \beta + (x_i - h_{i-1}) \sin \beta}; \quad (4)$$

$$F_i = \frac{F_B [c + (h_i - x_1)tg \beta] + F_r h_i}{[2c + (x_i - x_1)tg \beta + (h_i - x_i)tg \alpha] \cos \beta + (h_i - x_i) \sin \beta}; \quad (5)$$

$$P_i = \frac{F_B - S_i \cos \alpha - F_i \cos \beta}{\sin \theta_i}; \quad (6)$$

$$Q_i = \frac{(S_i - S_{i+1}) \cos \alpha + P_i \sin \theta_i}{\sin \gamma_i}. \quad (7)$$



При помощи составленной программы для ЭВМ определяем максимальные значения усилий, возникающих в элементах фермы при полном повороте кривошипа. Обозначим их следующим образом:

$$N_1 = S_{\max}; N_2 = F_{\max}; N_3 = P_{1\max}; N_4 = Q_{1\max}; \\ N_5 = P_{2\max}; N_6 = Q_{2\max}; N_7 = P_{3\max}; N_8 = Q_{3\max}.$$

Для формализации расчетов на устойчивость преобразуем:

$$y_1 = l_3; y_2 = d_3; y_3 = e_1; y_4 = f_1; \\ y_5 = e_2; y_6 = f_2; y_7 = e_3; y_8 = f_3.$$

В отлаженной программе имеется блок, в котором определяются допустимые напряжения устойчивости $[\sigma_y]$ и площади сечений стрелней

$$A_i = \frac{N_i}{[\sigma_y]} \tag{8}$$

По таблице [2] выбираем ближайший по площади поперечного сечения уголок (равнобокий или неравнобокий) и соответствующие значения r_i . Далее определяем гибкость

$$\lambda_i = \frac{y_i}{r_i} \tag{9}$$

и выполнение условия

$$\sigma_i \leq [\sigma_y] \tag{10}$$

Если оно выполняется, то принимаем номер уголка и выбираем из таблицы все геометрические параметры.

Если $\lambda_i < 100$, то критическое напряжение определяется по формуле:

$$\sigma_{ik} = 310 - 1,14\lambda_i, \tag{11}$$

если же $\lambda_i \geq 100$, то используем формулу

$$\sigma_{ik} = \frac{\pi^2 E}{\lambda_i^2} \tag{12}$$

Вычисляем запас устойчивости

$$n_{iy} = \frac{\sigma_{ik}}{\sigma_i} \tag{13}$$

и проверяем условие выполнения устойчивости

$$n_{iy} \geq [n_y] \tag{14}$$

Здесь

$$\left. \begin{aligned} [n_y] &= 3,75, \text{ если } \lambda < 90; \\ [n_y] &= 4,0, \text{ если } 90 \leq \lambda < 150; \\ [n_y] &= 4,5, \text{ если } \lambda \geq 150. \end{aligned} \right\} \tag{15}$$

При невыполнении условия устойчивости берется следующий номер уголка и определяется λ_i , σ_{ik} и n_{iy} .

Площади поперечных сечений раскосов определяем по формулам

$$A_p = \frac{P_{i\min}}{[\sigma]}; A_Q = \frac{Q_{\min}}{[\sigma]} \tag{16}$$

Если полученные при этом значения будут большими, чем при расчете на устойчивость, то берем максимальное значение площади поперечного сечения и прокат устанавливаем по нему.



Минимальная теоретическая масса конструкции стойки определяется по формуле

$$m_{\min} = 0,002 \left(q_F \frac{H - x_1}{\cos \beta} + q_s \frac{H - x_1}{\cos \alpha} + \sum_{i=1}^3 q_{Pi} e_i + \sum_{i=1}^3 q_{Qi} e_i \right) + 3q_{Pi}$$

На основе указанной методики и при помощи разработанной вычислительной процедуры определены все оптимальные профили для различных сочетаний равнобоких и неравнобоких уголков.

Выводы

1. Разработана методика расчета опоры станков-качалок для установки механизированного способа добычи.
2. Разработанная методика обеспечивает жесткость конструкции опоры в горизонтальной и вертикальной плоскостях.
3. Методика позволяет оценить и определить минимальную критическую массу опорной части установки.

Литература:

1. Станки-качалки. – М. : ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1981.
2. Степин П.А. Сопротивление материалов. – М. : Высшая школа, 1988.

References:

1. Pumping units. – M. : TsINTIHIMNEFTEMASh, 1981.
2. Stepin P.A. Resistance of materials. – M. : Higher School, 1988.



УДК 622.831

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ЛИНЕЙНО-УПРУГИХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

DETERMINATION OF INITIAL TENSION IN LINEARLY-ELASTIC ROCKS

Гулгезли А.С.

доктор технических наук, доцент кафедры механики,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
alesker.gulgezli@mail.ru

Алиев К.Н.

магистрант кафедры механики,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
kabi-333@mail.ru

Аннотация. В работе обоснована роль, которую играют начальные напряжения, имеющие места в горных породах при бурении нефтяных и газовых скважин. Получены аналитические выражения для компонентов начальных напряжений. Горная порода моделирована как линейно-упругое тело.

Ключевые слова: горная порода, пористое тело, давление, напряжение, деформация, линейная упругость, перемещение, скважина.

Gulgezli A.S.

Dr.Sci.Tech., Associate Professor,
Azerbaijani State University of
Oil and Industry
alesker.gulgezli@mail.ru

Aliyev K.N.

Undergraduate,
Azerbaijani State University of
Oil and Industry
kabi-333@mail.ru

Annotation. In work the role which is played by the initial tension having places in rocks when drilling oil and gas wells is proved. Analytical expressions for components of initial tension are received. Rock of a model is modeled as linearly – an elastic body.

Keywords: rock, porous body, pressure, tension, deformation, linear elasticity, movement, well.

Известно, что на горные породы, находящиеся в больших глубинах действуют большие давления. Добыча нефти с помощью фонтанов связана именно этими давлениями. Начальные напряжения создают проблемы и при бурении скважин. Под действием таких давлений сужаются поперечные сечения скважин, что приводит к захвату бурильных труб. Известно, что независимо от того, давление внутреннее или внешнее, в цилиндрах пластичность всегда начинается с внутренней стороны [2]. Если скважину моделировать как цилиндр с бесконечным внешним радиусом, то после некоторой глубины внутренние стены теряют свою прочность под действием горного давления и начинается разрушения горных пород с внутренней стороны скважины, в результате чего захватываются бурильные трубы. Следует отметить, что в песчаных породах разрушения начинаются даже при малых глубинах. Глинистые буровые растворы, как штукатурка накрывают внутренние стены скважины и не дают обваливаться им. При больших же глубинах даже твёрдые породы на внутренней стенке скважины начинают разрушаться и глинистые буровые растворы оказываются бессильными, чтобы предотвратить обвал стены скважины.

Таким образом, для определения критической глубины и диаметра, предотвращения фонтана до начала эксплуатации скважины, изучение начальных напряжений в горных породах имеет большое практическое значение.

Математическое моделирование поставленной задачи. Глубину скважины обозначим через H . Прямоугольную, декартовую систему координат выберём так, чтобы начало координат находилось на дне скважины, ось z направлялась вертикально вверх, оси x , y находились в горизонтальной плоскости. Учитывая, что радиус земного шара намного больше глубины скважины, можно считать, что слой земного шара толщиной H находится между двумя параллельными плоскостями. Будем так же считать, что до начала бурения скважины деформации в горных породах упругие и поперечные размеры слоя с высотой H земного шара бесконечно большие. В пределах принятых допущений компоненты вектора перемещения должны иметь вид:

$$u_x = u_y = 0 \quad u_z = u_z(z). \quad (1)$$

С учетом равенства (1) для компонентов тензора деформации получим следующие выражения [3].



$$\begin{cases} \varepsilon_{xx} = \frac{\partial u_x}{\partial x} = 0 & \varepsilon_{yy} = \frac{\partial u_y}{\partial y} = 0 & \varepsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) = 0 \\ \varepsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) = 0 & \varepsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) = 0 \\ \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u_z}{\partial z} = u'_z \end{cases} \quad (2)$$

Относительное объёмное изменение обозначим через θ . Тогда:

$$\theta = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} = u'_z. \quad (3)$$

Учитывая, что в данном случае горная порода ведет себя как линейно упругое тело, из равенств (2) с помощью закона Гука для компонентов тензора напряжений получаем:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{xx} = \lambda u'_z \\ \sigma_{yy} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{yy} = \lambda u'_z \\ \sigma_{xy} = 2\mu\varepsilon_{xy} = 0 \\ \sigma_{xz} = 2\mu\varepsilon_{xz} = 0 \\ \sigma_{yz} = 2\mu\varepsilon_{yz} = 0 \\ \sigma_{zz} = \lambda\theta + 2\mu\varepsilon_{zz} = (\lambda + 2\mu)u'_z \end{cases} \quad (4)$$

где λ, μ – коэффициенты Ламе.

Известно, что в случае малых деформаций уравнения равновесия имеют вид: [1]

$$\begin{cases} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} + \rho F_x = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + \rho F_y = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + \rho F_z = 0 \end{cases} \quad (5)$$

В уравнениях (5) ρ – плотность породы, $\rho F_x, \rho F_y, \rho F_z$ – компоненты силы тяжести единицы объёма породы, причем

$$\rho F_x = \rho F_y = 0; \quad \rho F_z = -\rho g, \quad (6)$$

g – ускорение свободного падения. Не трудно видеть, что с учетом (4) первое и второе уравнения системы (5) удовлетворяются тождественно, а третье уравнение получает вид:

$$(\lambda + 2\mu)u''_z - \rho g = 0. \quad (7)$$

Из равенства (7)

$$u''_z = \frac{\rho g}{(\lambda + 2\mu)}. \quad (8)$$

Интегрируя равенство (8) по z получаем:

$$u' = \frac{\rho g z}{\lambda + 2\mu} + C_1. \quad (9)$$

Здесь C_1 – произвольная постоянная интегрирования.



Интегрируя равенство (9) по z получаем:

$$u_z = \frac{\rho g z^2}{2(\lambda+2\mu)} + C_1 z + C_2. \tag{10}$$

Здесь C_2 – произвольная постоянная интегрирования. Чтобы найти произвольные постоянные интегрирования C_1 и C_2 воспользуемся следующими граничными условиями:

$$u_z(0) = 0: \sigma_{zz}(H) = -P_\alpha, \tag{11}$$

где P_α – атмосферное давление. Подставляя равенство (10) в первом уравнении (11) получаем $C_2 = 0$; тогда

$$u_z = \frac{\rho g}{2(\lambda+2\mu)} \cdot z^2 + c_1 z. \tag{12}$$

Из равенства (12)

$$u_z' = \frac{\rho g z}{(\lambda+2\mu)} + c_1. \tag{13}$$

Подставив (13) в последнем уравнении (4) имеем:

$$\sigma_{zz} = \rho g z + (\lambda + 2\mu) \cdot c_1. \tag{14}$$

С учетом (14) во втором условии (11) получим:

$$\rho g H + (\lambda + 2\mu)c_1 = -P_\alpha,$$

откуда

$$c_1 = -\frac{P_\alpha + \rho g H}{\lambda + 2\mu}. \tag{15}$$

Подставим (15) в (13). Тогда

$$u_z' = \frac{1}{\lambda+2\mu} [\rho g(Z-H) - P_\alpha]. \tag{16}$$

Учитывая (6) в (4) имеем:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \lambda \cdot u_z' = \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} [\rho g(Z-H) - P_\alpha] \\ \sigma_{zz} = \rho g(z-H) - P_\alpha; \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \end{cases} \tag{17}$$

Как видно из (17):

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} \cdot \sigma_{zz}. \tag{18}$$

Известно, что [1]

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}; \mu = \frac{E}{2(1+\nu)}, \tag{19}$$

где E – модуль Юнга породы, ν – коэффициент Пуассона. Подставляя равенство (19) в (18) имеем:

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{zz}. \tag{20}$$

Известно, что при одноосном растяжении, когда возникают пластические деформации $\sigma_{xx} = \sigma_T$ и под действием постоянного давления σ_T материал течет как несжимаемая жидкость, причем в это время $\nu = 0.5$. Где σ_T – предел текучести. При $\nu = 0.5$ из равенства (20) имеем.

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz}. \tag{21}$$

Равенства (21) дают нам закон Паскаля из физики: *Давление, оказываемое на идеальную несжимаемую жидкость неизменяемо передается на все направления.* С учетом равенства (19) в (17)



имеем:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} [\rho g(Z-H) - P_a] \\ \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = \sigma_{yz} = 0 \\ \sigma_{zz} = \rho g(Z-H) - P_a \end{cases} \quad (22)$$

Равенства (17) и (22) дают нам начальные напряжения в горных породах. Как видно из равенства (22) начальные напряжения в горных породах не зависят от модуля Юнга.

Литература:

1. Амензаде Ю.А. Теория упругости. – М. : Высшая школа, 1976. – 270 с.
2. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. – М. : Наука, 1969. – 420 с.
3. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. – М. : Наука, 1988. – 712 с.

References:

1. Amenzade Yu.A. Theory of elasticity. – M. : Higher School, 1976. – 270 p.
2. Kachanov L.M. Bases of the theory of plasticity. – M. : Science, 1969. – 420 p.
3. Rabinov Yu.N. Mechanics of a deformable solid body. – M. : Science, 1988. – 712 p.



УДК 622.245.062

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

SOME METHOD OF DETERMINING ELECTRICAL RESISTIVITY OF DRILLING FLUIDS

Демихов Владимир Иванович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
директор,
ООО «КИП»
vdemihov@inbox.ru

Demikhov Vladimir Ivanovich

Doctor of Engineering,
Senior Research Associate,
Director,
LLC «KIP»
vdemihov@inbox.ru

Аннотация. В статье излагается методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин. Приводится описание принципа работы и характеристики новой установки для определения удельного электрического сопротивления буровых растворов, указываются способы обработки результатов измерений.

Annotation. The paper considers some method of determination of drilling fluids electrical resistivity that are used while drilling oil and gas wells. The description of the working principal and operational characteristics of the new facility providing determination of drill fluids electrical resistivity is submitted, some techniques of measurement data processing.

Ключевые слова: методика, буровой раствор, удельное электрическое сопротивление, установка.

Keywords: method, drill fluid, electrical resistivity, facility.

Сложность процессов разрушения горных пород, физико-химического взаимодействия буровых растворов с породой при промывке скважин, нестабильность работы технологического оборудования, неоднородность используемых материалов обуславливают случайные отклонения технологических параметров при проводке нефтяных и газовых скважин.

Параметры используемых буровых растворов должны иметь жесткие допуски, что диктуется увеличением скорости бурения скважин, снижением аварийности, числа осложнений и др.

Поэтому необходимо введение в технологический процесс бурения скважин большого количества контрольных операций и повышения точности измерений. Зависимость эффективности технологического процесса бурения скважин от полноты и достоверности результатов контроля параметров ставит проблему разработки новых методов и технических средств контроля параметров бурения скважин в число важнейших.

При оценке влияния состава и свойств бурового раствора на устойчивость глинистых пород необходимо измерение удельного электрического сопротивления буровых растворов.

Удельное электрическое сопротивление (ρ , Ом·м) – величина, определяемая сопротивлением бурового раствора проходящему через него току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины взятого объема бурового раствора.

Для измерения удельного электрического сопротивления разработан резистивиметр РВ-1, конструкция которого представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Резистивиметр РВ-1



Резистивиметр РВ-1 состоит из измерительного блока и измерительной ячейки, в которую заливается исследуемый буровой раствор. Измерительный блок имеет две платы: измерительную и индикации, которые закреплены на несущей панели и размещены в корпусе. На плате индикации установлена микросхема индикатора на жидких кристаллах для отсчета значения удельного сопротивления бурового раствора. Плата измерительная содержит блок питания и элементы электрической схемы измерителя. На панели смонтированы органы управления: блок переключателей типа П2К и резистор типа СПЗ-4ВМ, с помощью которых осуществляется переключение диапазонов (первый или второй), включение сети и корректировка нуля.

Ячейка измерительная представляет собой цилиндр диаметром 22 мм, собранный из фторпластовых и металлических втулок, соединенных на резьбе.

Две крайние металлические втулки являются электродами, с которых снимается напряжение, пропорциональное сопротивлению бурового раствора.

Цилиндр закрыт крышкой и установлен на четырех зажимах, которые закреплены винтами на пластмассовом корпусе.

Корпус соединен с металлической подставкой.

Основные технические характеристики резистивиметра РВ-1:

- диапазон измерения, Ом·м:
 - первый – от 0,001 до 1,999;
 - второй – от 0,01 до 19,99;
- основная приведенная погрешность измерения, % \pm 5;
- параметры электропитания:
 - род тока – переменный;
 - напряжение, В 220.

Порядок работы:

- перевести переключатель диапазонов на диапазон ожидаемого сопротивления раствора или большего;
- наполнить измерительный сосуд буровым раствором и вставить его в зажимы;
- подать напряжение питания на резистивиметр, при этом на индикаторе во всех разрядах должны высветиться цифры;
- произвести установку нуля во всех разрядах индикатора вращением резистор
- нажать кнопку левого модуля «ИЗМЕРЕНИЕ» и через 5–10 секунд снять показания индикатора, соответствующие удельному сопротивлению исследуемого бурового раствора в Ом·м;
- величина сопротивления измерительной ячейки пропорциональна величине напряжения, которое после формирования поступает на блок индикации;
- выключить резистивиметр, вынув вилку из розетки сети напряжением 220 В;
- вылить буровой раствор из измерительного сосуда.

Результаты испытаний бурового раствора могут быть переданы на персональный компьютер для обработки программами пользователя.

В процессе эксплуатации резистивиметр подлежит периодической проверке один раз в два года.

При проведении проверки необходимо резистивиметр выдержать во включенном состоянии в течение 2 ч.

Для определения основной приведенной погрешности резистивиметра необходимо к электродам измерительной ячейки подключить магазин сопротивлений Р4831.

Снять показания резистивиметра в шести точках диапазона измерения, равных 10, 25, 50, 90 %. Основную приведенную погрешность измерения удельного сопротивления определяют как разность между показаниями прибора и значениями сопротивления, установленными на магазине сопротивлений, отнесенную к верхнему пределу диапазона измерений, умноженную на 100 %.

Резистивиметр считается прошедшим проверку, если основная приведенная погрешность не превышает \pm 5 %.

Литература:

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 423 с.
2. Актуальные технико-технологические разработки в области строительства и ремонта нефтегазовых скважин. Сборник научных трудов. Выпуск 18. Научно-производственное объединение «Бурение», 2009. – 192 с.

References:

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of processes of drilling of oil and gas wells. – M. : SNeDra, 1998. – 423 p.
2. Relevant technical and technological developments in the field of construction and repair of oil and gas wells. Collection of scientific works. Release 18. Bureniye scientific and production association, 2009. – 192 p.



УДК 622.245.063

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНСИСТОМЕТРА ZM 1003M ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ЗАГУСТЕВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ И ДАВЛЕНИЯХ

MODERNIZATION CONSISTOMETER ZM 1003M OF DETERMINING TIME REQUIRED FOR CEMENTING SLURRIES THICKENING AT HIGH TEMPERATURES AND PRESSURE

Демихов Олег Владимирович

кандидат технических наук,
ведущий инженер-технолог,
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»
olegkip@mail.ru

Demikhov Oleg Vladimirovich

Candidate of Technical Sciences,
Leading process engineer,
LLC «Gazprom transgaz Krasnodar»
olegkip@mail.ru

Аннотация. После смешивания тампонажных материалов с водой происходит структурообразование смеси, изменяется ее консистенция во времени. При подборе рецептур тампонажных растворов для цементирования скважин необходимо определение времени загустевания тампонажных растворов с учетом условий конкретной скважины. В статье излагается методика определения времени загустевания тампонажных растворов, приводится описание принципа работы и характеристики модернизированного консистометра ZM 1003M, имитирующего скважинные условия.

Annotation. Mixing of slurry materials with water leads to structural formation of the mixture, its thickness changes in time. While choosing of slurries for well cementing it is necessary to determine the time of slurries thickening with account of conditions of any well. The article discusses some method of determination of time required for slurries thickening, describes operational principals and characteristics of the modernization consistometer ZM 1003M, simulating well conditions.

Ключевые слова: методика, тампонажный раствор, время загустевания тампонажных растворов, консистометр.

Keywords: method, cementing slurry, time required for cementing slurries thickening, consistometer.

Основным свойством тампонажных растворов является их способность к структурообразованию, проявляющаяся через некоторое время после затворения в загустевании растворов и их дальнейшем твердении. В процессе развития структуры тампонажного раствора меняется его консистенция, которая определяет степень его прокачиваемости, т.е. гидравлическое сопротивление. В условиях скважины при изменяющихся по глубине температуре и давлении активизируются процессы структурообразования тампонажных растворов.

Градиенты температур и давлений при увеличении глубины скважин для различных нефтяных и газовых месторождений различны. В процессе цементирования скважин тампонажный раствор попадает в условия повышенных температур и давлений, что приводит к увеличению скорости структурообразования в растворе, в результате чего фактическое время нормальной прокачиваемости тампонажного раствора оказывается значительно меньше значения, установленного при стандартных условиях ($p = 1$ атм, $t = 20$ °С). Это привело к необходимости индивидуального подбора рецептур тампонажных растворов для конкретных условий (температур и давлений) в скважине. Главным при этом является определение времени нормальной прокачиваемости тампонажного раствора для условий в конкретной скважине, достаточного для проведения всего процесса цементирования нефтяной или газовой скважины.

Для определения времени загустевания тампонажных растворов при высоких температурах (до 200 °С) и высоких давлениях (до 100 МПа) разработан и модернизирован консистометр ZM 1003M.

Принцип действия консистометра основан на дистанционном измерении крутящего момента, возникающего на вращающейся с заданной скоростью рамке, погруженной в тампонажный раствор, находящейся внутри автоклава, в котором создается давление до 100 МПа и температура до 200 °С. Значения крутящего момента преобразуются в широтно-импульсный электрический сигнал и отображаются на индикаторе.

В состав консистометра ZM 1003M входят (рис. 1): блок измерительный, автоклав, блок управления. Вращение измерительной рамки осуществляется через магнитную муфту. Внешняя часть магнитной полумуфты находится в блоке измерительном и приводится в движение шаговым двигателем. Внутренняя часть магнитной полумуфты находится в узле магнитного привода, который устанавливается в автоклав вместе со стаканом, измерительной рамкой и диском (рис. 2). Узел магнитного привода закрывается крышкой автоклава с использованием уплотнительных манжет и крепится при помощи накидной гайки с



рукоятками. Увеличение температуры в автоклаве осуществляется с помощью нагревателей, а для контроля температуры в автоклаве используется датчик температуры. Охлаждение автоклава осуществляется с помощью воды, подаваемой во входной штуцер и выходящей из выходного штуцера. Давление в автоклаве определяется с помощью поршня, воздействующего на тензодатчик.



Рисунок 1

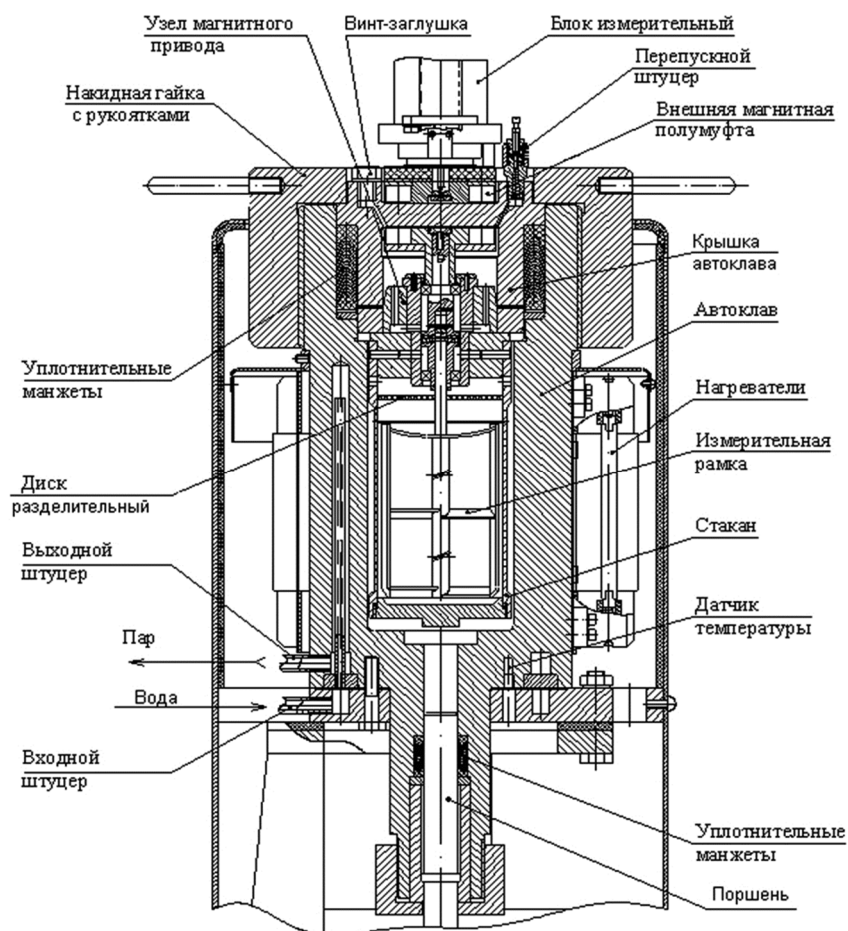


Рисунок 2

- Основные технические характеристики:
- диапазон определения консистенции, е.к. 0–100;
 - погрешность определения консистенции, % ± 5;



- частота вращения измерительной рамки, об/мин. 150 ± 1 ;
- верхний предел температуры нагрева раствора, °C 200;
- погрешность измерения температуры, % ± 2 ;
- верхний предел давления в автоклаве, МПа 100;
- погрешность измерения давления, % $\pm 2,5$.

Перед испытаниями пробы тампонажного раствора оператор с помощью клавиатуры в блоке управления консистометра ZM 1003M задает значения уставок: температуры, давления и максимального значения консистенции. Введенные параметры испытания (температура, давление и максимальное значение консистенции) запоминаются во внутренней энергонезависимой памяти. В процессе работы консистометра температура и давление автоматически поддерживаются на заданном уровне до завершения испытаний. Консистометр автоматически завершает испытание при достижении заданного оператором максимального значения консистенции тампонажного раствора. При этом подается звуковой сигнал, выключается нагрев и на индикаторе отображается инструкция для действий оператора. Консистометр позволяет записывать во внутреннюю энергонезависимую память текущие значения температуры, давления и консистенции в ходе испытаний через заданные промежутки времени – от 1 до 10 мин. Потом эти данные можно вывести на индикатор или передать по интерфейсу USB на персональный компьютер для обработки.

Литература:

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 423 с.
2. Демихов В.И., Филиппов Е.Ф. Практическая реализация основных принципов метрологического обеспечения технологии бурения скважин // Бурение и нефть. – 2007. – № 4.
3. Лышко Г.Н. Материалы и технологии герметизации заколонного пространства скважин / Вчера, сегодня, завтра. Материалы 1 Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.). Сборник статей. – Краснодар, 2017. – 152 с.

References:

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of processes of drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1998. – 423 p.
2. Demikhov V.I., Filippov E.F. Implementation of the basic principles of metrological support of technology of well-drilling // Drilling and oil. – 2007. – № 4.
3. Lyshko G.N. Materials and technologies of sealing of behind-the-casing space of wells / Yesterday, today, tomorrow. Materials of 1 International scientific and practical conference (on March 31, 2017). Collection of articles. – Krasnodar, 2017. – 152 p.



УДК 539.3

ЭЛЕКТРОБУР НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

ELECTRIC DRILL OF NEW GENERATION

Деркач Николай Дмитриевич

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

Пестренин Валерий Михайлович

кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры механики сплошных сред
и вычислительных технологий,
Пермский государственный национальный
исследовательский университет
Pestreninvm@mail.ru

Пестренина Ирина Владимировна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры механики сплошных сред
и вычислительных технологий,
Пермский государственный национальный
исследовательский университет
IPestrenina@gmail.com

Аннотация. Рассмотрены преимущества электробура и недостатки существующих конструкций, показана актуальность применения электробуров с учетом особенностей ресурсной базы для добычи нефти в России наших дней. Представлен уровень современных достижений в области погружных электродвигателей (ПЭД), редукторов забойных двигателей, систем управления траекторией скважины, обозначены проблемы, возникающие при адаптации существующих технических решений к условиям динамических нагрузок в процессе бурения. Намечены направления исследований динамики бурильной колонны, включающей токоподвод, ПЭД, редуктор, блок управления траекторией, шпиндель и систему телеметрии. Проводится оценка динамического поведения бурильной колонны с электробуром с использованием балочной конечно-элементной модели.

Ключевые слова: электробур, преимущества электробурения, недостатки электробурения, погружной электродвигатель (ПЭД), редуктор, шпиндель, механизм искривления, система управления траекторией скважины, телеметрия, балочная конечно-элементная модель.

Derkach Nikolay Dmitrievich

Candidate of Technical Sciences,
Chief Designer JSC NGT
nikolaiderkach@gmail.com

Pestrenin Valery Mihaylovich

Candidate of Physical and Mathematical
Sciences, Associate Professor,
Associate Professor of department of
continuum mechanics and computing
technologies,
Perm State National Research University
Pestreninvm@mail.ru

Pestrenina Irina Vladimirovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of department of
continuum mechanics and computing
technologies,
Perm State National Research University
IPestrenina@gmail.com

Annotation. The electric drill advantages and the existing constructions weaknesses are considered. The urgency of the electric drills application taking into account the resource base features for oil production in Russia today is shown. The modern achievements level in the field of submersible electric motors (SEM), downhole motor reducers, well trajectory control systems is presented. Problems arising when adapting existing technical solutions to the conditions of dynamic loads during drilling are indicated.

Research directions of the drill string dynamics including current supply system, SEM, reducer, trajectory control unit, spindle and telemetry system are outlined. It is realized the dynamic behavior estimation on the beam finite element model base for a drill string, included an electric drill.

Keywords: electric drill, advantages of electric drilling, disadvantages of electric drilling, submersible electric motor (SEM), reducer, spindle, curvature mechanism, well trajectory control system, telemetry, beam finite element model, amplitude-frequency characteristic.

Введение

Зависимость Российского ТЭКа от западных технологий на пике достигала 80 %, а Россия в лице национальных компаний получала прибыль в основном за счет продажи сырья [1]. Для возвращения к Российскому инжинирингу на уровне государственной политики была провозглашена программа импортозамещения, которая приносит свои плоды. Но догонять всегда сложно – конкуренты редко стоят на месте. Поэтому более популярной становится программа импортоопережения. Проект «Электробур нового поколения» относится к такой программе.

Первые патенты на электробуры были выданы в конце XIX века [2–3]. С использованием бурильных труб первая в мире скважина была пробурена в 1940 году электробуром, созданным А.А. Островским и Н.В. Александровым [3]. Промышленное производство электробуров осуществлялось на Харьковском электро-механическом заводе с 1965 г., а с 1972 г. было передано Харьковскому заводу «Потенциал».



Наиболее широко электробур использовался при бурении скважин в Башкортостане, Туркменистане, Азербайджане, Украине. Только в Башкортостане было пробурено более 2500 скважин, а общий объем бурения составил более 12,5 млн м [4].

Преимущества

Самое большое преимущество электробура – наличие токоподвода. Это надежный канал для бесперебойной передачи информации от погружной телеметрической аппаратуры с забоя скважины на поверхность в режиме on-line, что позволяет с минимальной погрешностью осуществлять проводку заданной траектории скважины. Особенно эффективно электробурение при бурении горизонтальных, разветвлено-горизонтальных скважин (с большим положением горизонтального участка), а также при проходке дополнительных горизонтальных стволов в ранее пробуренных скважинах [4]. Есть еще ряд преимуществ:

- при бурении электробуром гидравлическая мощность буровых насосов полностью используется для улучшения очистки забоя, что в конечном счете приводит к повышению механической скорости и проходки на долото;
- бурение электробуром ведется при значительно меньших давлениях на насосах (примерно на 60–90 кг/см²), а значит этим типом оборудования можно бурить более глубокие (протяженные) скважины;
- изменение момента сопротивления на долоте мгновенно влияет на изменение силы тока и активной мощности, которые контролируются на поверхности. В результате появляется возможность (без подъема колонны бурительных труб) своевременно определить степень износа долота, предотвратить аварийные ситуации, определять с большой точностью смену проходимых пород, а самое главное – открываются широкие возможности для автоматизации процесса бурения скважины;
- статические и динамические характеристики двигателя электробура не зависят от его положения в пространстве и глубины, на которой он находится; это позволяет передавать большую мощность на большие глубины и в очень искривленной скважине [4];
- мощность электробура не зависит от типа промывочной жидкости, удельного веса, тампонажных наполнителей, в чем электробур существенно превосходит гидравлические забойные двигатели;
- самое главное – электробур может применяться при бурении на депрессии: при аэрации бурового раствора происходит как заметное уменьшение мощности объемного гидропривода (ВЗД), так и изменение его характеристики в худшую сторону; применение ВЗД становится весьма проблематичным, а информация, передаваемая по гидроканалу, в значительной степени искажается;
- появление режимов работы долота с подклинкой (заклинкой) не предсказуемо, но при бурении электробуром есть возможность мгновенно изменять частоту вращения долота и даже переходить на обратное вращение, что в принципе может существенно увеличить наработку долота и исключить аварийность, связанную с заклинкой долота.

Недостатки

В сравнении с гидравлическими забойными двигателями конструкция электробура значительно сложнее, тем не менее ремонт электробуров происходит в основном путем замены торцовых уплотнений и подшипников и происходит в два раза быстрее, чем ремонт гидравлических двигателей [4];

- наличие большого количества электрических соединений в токоподводе – необходимо существенное упрощение конструкции соединений и повышение надежности их работы;
- увеличение времени на свинчивание бурительных труб с кабельным токоподводом при их наращивании и проведении спуско-подъемных операций;
- размещение кабеля в центральной части внутренней полости бурительной трубы в ряде случаев затрудняет (или исключает) проведение определенных видов работ (например, спуск торпеды при ликвидации прихвата бурительной колонны). Необходимо исключить такой тип размещения кабеля.

Особенности конструкции

Конструкция электробура состоит из маслonaполненного электродвигателя и соединенных с ним редуктора и шпинделя. Электродвигатель и редуктор/шпиндель оснащены автономными системами маслозащиты, так как в электродвигателе используется трансформаторное масло с высокими диэлектрическими параметрами, а полость редуктора/шпинделя заполняется обычно авиационным маслом (МС-20; МК-22) или другим аналогичным маслом.

Для бурения разветвлено-горизонтальных скважин применяют механизмы искривления с помощью которых в месте присоединения шпинделя к электродвигателю электробур искривляется на 1°; 1,5° и 2°. Механизм искривления монтируют между электродвигателем и шпинделем.

Для контроля за траекторией скважины используется забойная телеметрическая система, которая передает в режиме on-line информацию об угле наклона скважины, азимуте и положению отклонителя с учетом угла закручивания колонны бурительных труб от реактивного момента электробура.



Для уменьшения скорости вращения долота и повышения крутящего момента применяют редукторы-вставки, которые так же, как и механизм искривления, монтируются между двигателем и шпинделем [4]. Эта устоявшаяся компоновка электробура и принята за основу конструкции электробура нового поколения.

Актуальность разработки электробура нового поколения

Состояние ресурсной базы России и особенности развития буровых работ на нефть – один из ключевых вопросов в оценке актуальности разработки электробура нового поколения. Что мы имеем на данный период в этих вопросах:

1) более 70 % добычи в России обеспечиваются месторождениями с уровнем выработки около 80 % (Западная Сибирь, Волго-Уральский регион), а значительная доля запасов в РФ составляют трудноизвлекаемые;

2) новые регионы нефтедобычи (Восточная Сибирь и Дальний Восток) обеспечивают положительный прирост добычи нефти, но в среднесрочной перспективе (2018–2024 гг.) потенциала данных регионов не хватит, чтобы компенсировать падение добычи в старых районах (Западная Сибирь, Волго-Уральский регион), поэтому в этих регионах наращивают и будут наращивать эксплуатационное бурение;

3) наклонно-направленное бурение становится все менее эффективным, уступая все большую долю горизонтальному бурению, что повышает спрос на сервис MWD и LWD, причем около 75 % роста горизонтального бурения происходит в старых районах;

4) еще одно направление развития буровых работ в России, требующих обязательного использования MWD – зарезка боковых стволов (ЗБС) из простаивающих или низкодебитовых скважин.

Анализ имеющихся данных показывает, что рынок буровых работ, требующих высокоточного выполнения проектных профилей скважин: горизонтальное бурение, включая бурение скважин с большим проложением от вертикали (БОВ), боковых стволов (БС), боковых стволов с горизонтальным проложением (БГС), многозабойных скважин (МЗС), многоствольных скважин (МСС) постоянно растет. Это рынок, который требует использования высокотехнологичного оборудования. Это и есть рынок электробурения. Почему электробурения? Потому что длительный период промышленного применения электробуров (в СССР и в России) показал, что телеметрическая система, разработанная для электробура, по своим оперативным возможностям лучше зарубежных аналогов (использующих гидравлический канал связи с забоем), а по стоимости дешевле в несколько десятков раз [5].

Естественно, что в последние годы (в силу ряда причин) серьезных работ по совершенствованию электробуров на ОАО «Потенциал» (г. Харьков) не проводилось (отсутствие заказов, отсутствие средств). В России же в последние годы в области погружных электродвигателей (ПЭД) достигнут большой прогресс. В последние 5–7 лет АО «Новомет-Пермь» в новых конструкциях ПЭД осуществил переход на вентильные электродвигатели, которые в сочетании с высокоэффективными ступенями центробежных насосов позволили создать более прогрессивные конструкции с высоким уровнем энергосбережения. Энергоэффективные УЭЦН – установки нового поколения для подъема пластовой жидкости – позволяют снизить себестоимость добытой нефти за счет снижения затрат электроэнергии на 20–30 % при сохранении конструктивной надежности на уровне серийно поставляемого оборудования либо превышать его [6]. Значительно увеличен ресурс непрерывной работы в скважине: в отдельных случаях АО «Новомет-Пермь» дает гарантию до 3–4 лет. Это очень высокие показатели для оборудования, работающего в скважине.

Управление траекторией скважины

Большой прогресс достигнут и в области устройств по управлению траекторией скважины. В этих вопросах наибольший успех получен в роторных управляемых системах (РУС). Мировые лидеры в области разработки и производства РУС: Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton, Weatherford и именно эти компании предоставляют в России полный объем высокотехнологичных услуг РУС+MWD/LWD. Имеют свои собственные разработки РУС и осуществляют их производство еще более дюжины Западных компаний (в т.ч. Aps Technology, Gyrodata, National Oilwell Varco, Scientific Drilling, Smart Drilling, Double Barrel RSS, Terravici Drilling Solutions, Renhe Group, BHDC, TIANJIN, ZPEC и др.). В последнее время упомянутые компании интенсивно работают над следующей версией РУС-РУС+ВЗД. В России в области РУС на уровне НИОКР и ОКР проводят работы концерн «Электроприбор», НПП «Буринтех», «Тюменская буровая компания», «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ПКНМ), ГК «Интегра», ЗАО «НГТ» и др. Столь пристальное внимание к РУС свидетельствует о большой перспективности этого типа забойного инструмента – это практически новая эра в строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ нашего опыта и существующего уровня зарубежных разработок показал следующее:

Из двух схем механизмов, применяемых для управления траекторией скважин, «Point the bit» и «Push the bit» предпочтительна последняя.



Конструкции РУС, использующих схему «Push the bit» и масло для толкания поршней, не надежны (вследствие непредсказуемого износа уплотняющих элементов).

Выдвижные лопатки (лапы) подвержены интенсивному износу (необходимо применять достаточно дорогие и очень трудоемкие в обработке материалы) и есть риск, что лопатки (лапы) могут остаться на забое.

Для получения требуемого темпа набора кривизны отклоняющий блок надо максимально приблизить к долоту.

Редуктор и маслозащита

Следующий весьма важный вопрос для надежной работы электробура – редуктор. Но мы его рассмотрим совместно с решением очень важной проблемы адаптации ПЭД с вентильным электродвигателем, его системы маслозащиты, возможных вариантов токоподвода для работы в условиях динамических нагрузок, возникающих в процессе бурения. Именно этот вопрос был самым сложным при создании промышленной конструкции редукторного турбобура. Эта работа была проведена в Пермском филиале ВНИИБТ в содружестве с Пермским государственным университетом.

Созданию промышленной конструкции редукторного турбобура предшествовал цикл исследовательских работ в области динамики забойного двигателя и гидродинамики маслозащиты. Были решены общетехнические вопросы учета влияния крутильных, продольных и поперечных колебаний турбобура с редуктором на работоспособность конструкции.

Работа турбобура на забое скважины характеризуется значительными динамическими нагрузками, возникающими вследствие продольных, крутильных и поперечных колебаний нижней части бурильной колонны. С ростом глубины скважины эти процессы становятся практически неуправляемыми. В этих условиях проблема динамики и гидродинамики приобретают первостепенное значение. В целях обеспечения высокой эксплуатационной надежности редуктора и системы маслозащиты возникла необходимость оценки динамических процессов и учета динамических составляющих нагрузок в прочностных расчетах. Динамика редукторного турбобура на первой стадии изучалась на простейшей расчетной модели с сосредоточенными массами. Так как турбобур включал турбинную секцию, редуктор и шпиндель, то это была трехмассовая модель. В последующем была разработана более сложная модель с распределенными массами, с учетом упругости вала, корпуса и планетарного редуктора. Проведенные исследования позволили создать методики расчета и разработать конструкцию планетарного редуктора с устройствами компенсации избыточных деформаций, возникающих при динамических нагрузках.

Математическая модель маслозащиты была разработана с учетом воздействия двух забойных динамических факторов: пульсации давления промывочной жидкости и осевой вибрации. В результате исследований удалось определить оптимальное значение коэффициентов гидроразгрузки верхнего и нижнего торцовых уплотнений, а также оптимизировать параметры лубрикатора и сечений каналов для масла. Эти исследования динамики и гидродинамики были использованы при разработке редукторного турбобура ТРМ-195.

Результаты исследований на математических моделях (трехмассовой и с распределенными параметрами) были проверены при проведении динамических испытаний ТРМ-195 на буровом стенде при бурении гранитного блока, на стальном и свинцовом забоях. А также при бурении экспериментальной скважины на испытательном полигоне Пермского филиала ВНИИБТ на глубине 1700 м с использованием системы телеметрии с кабельной линией связи СТТ-164, применяемой обычно в электробурении.

Математическая модель маслозащиты была проверена в экспериментах с использованием тензометрических датчиков давления путем измерения пульсации давления промывочной жидкости и в масле в зоне верхнего и нижнего уплотнения при работе ТРМ-195 на стальном забое шарошечным долотом.

В последующем при бурении скважин на нефтяных месторождениях Татарии, Башкирии и Западной Сибири была проведена окончательная доработка конструкции редукторного турбобура ТРМ-195. В течение периода 1975–1981 годов ТРМ-195 изготовлялся крупными партиями в количестве 10-50 штук опытным производством ПФ ВНИИБТ и Кунгурским машиностроительным заводом. С 1982 года было начато серийное производство маслonaполненных редукторов РМ-195 и шпинделей турбобура ТРМ-195 на заводе «Тамбовполимермаш».

Описанный выше редукторный турбобур ТРМ-195 мм нашел широкое применение на нефтепромыслах Западной Сибири, Волго-Уральского региона России. Общй объем бурения превысил 3,5 млн метров, ежегодная проходка достигала около 400–600 тыс. м. Маслonaполненный редуктор работал без ремонта более 200 часов, что особенно важно при работе с современными долотами, характеризующимися большим сроком службы.

Термостойкий вариант вышеупомянутого турбобура ТРМ-195 применялся при бурении ряда сверхглубоких скважин (в рамках программы научного континентального бурения), включая самую глубокую в мире Кольскую скважину в интервале 8150–12260 м. Для этой цели потребовалось повысить термостойкость ряда элементов турбобура и редуктора до 250 °С. На рисунке 1 представлен спуск термостойкого (до 250 °С) редукторного турбобура ТРМ-195 до глубины 12237 м (Кольская сверхглубокая скважина).

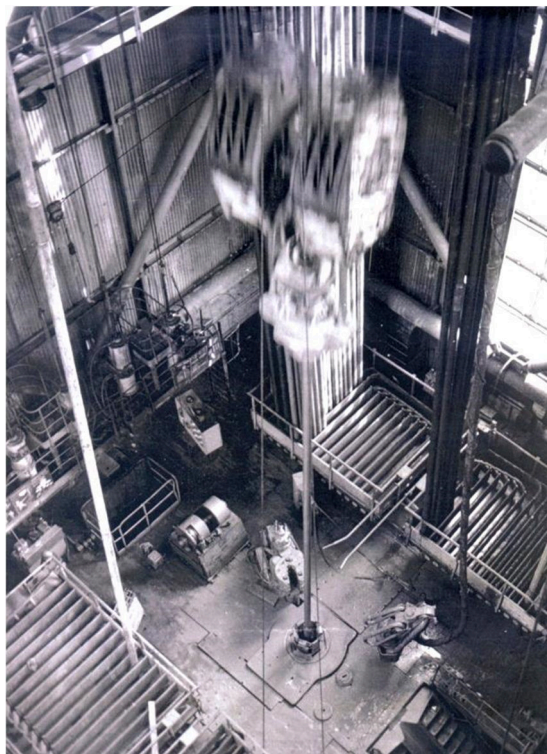


Рисунок 1 – Спуск термостойкого редукторного турбобура TPM-195 на Кольской сверхглубокой скважине

Редукторные турбобуры в термостойком исполнении успешно применялись также при бурении нижних интервалов Саатлинской, Тимано-Печерской, Днепровско-Донецкой, Криворожской и Тюменской сверхглубоких скважин. Проводилось бурение с использованием редукторного турбобура и на Уральской сверхглубокой скважине. Всего в сверхглубоких скважинах редукторными турбобурами пробурено более 9000 м. Этот опыт показал их значительное преимущество по сравнению с двигателями ВЗД и безредукторными турбобурами. Прежде всего, это высокая надежность работы в условиях повышенных температур. Так в интервалах глубин от 11200 м до 12260 м наработка на отказ у редукторавставки РМ-195 была более 460 часов.

Как видим, имеются хорошие предпосылки для создания электробура нового поколения: надежные конструкции ПЭД («Новомет»), накоплен большой опыт по производству и эксплуатации редукторов, разработана эффективная телеметрическая аппаратура.

Балочная конечно-элементная модель

Компоновка буровой колонны с электробуром (вследствие наличия в ней маслonaполненных элементов и токоподвода) в большей мере должна быть защищена от различных динамических возмущений, чем компоновка с гидравлическими двигателями.

Это обстоятельство обуславливает необходимость изучения динамического поведения такой механической системы как экспериментальными, так и численными методами. Ниже с использованием балочной конечно-элементной модели [8–11] делается оценка динамического поведения компоновки буровой колонны с электробуром в процессе бурения. Расчетная схема изучаемой механической системы представлена на рисунке 2. Ротор и статор электродвигателя, а также редуктор и его корпус нагружены распределенным по длине моментом. Взаимодействие долота с забоем моделируется упругими элементами. Вычисления проведены для компоновок буровой колонны длиной 100 м и 500 м при одинаковом давлении на забой 5 т в статическом состоянии. При этом в обоих случаях напряженное состояние КНБК оказывалось одинаковым, а длина сжатого участка равнялась 90 м. Изучалось влияние общей длины компоновки на ее собственные частоты и динамическая реакция на продольные, крутильные и изгибные возмущения ее конструктивных элементов.

Собственные частоты

Модальный анализ проводился в диапазоне частот $0 \div 70$ Гц. Количество собственных частот в этом диапазоне для 100-метровой компоновки равно 170, для 500-метровой – 575. Таким образом, увеличение общей длины компоновки приводит к росту количества собственных частот рассматриваемой механической системы. Собственные частоты отвечают различным видам колебаний: продольным, крутильным, изгибным, продольно-крутильным, продольно-изгибным, крутильно-изгибным и другим более сложным видам. Взаимосвязь различных видов колебаний компоновки обуславливает отклик системы по характеру движения, не отвечающий виду возмущения.

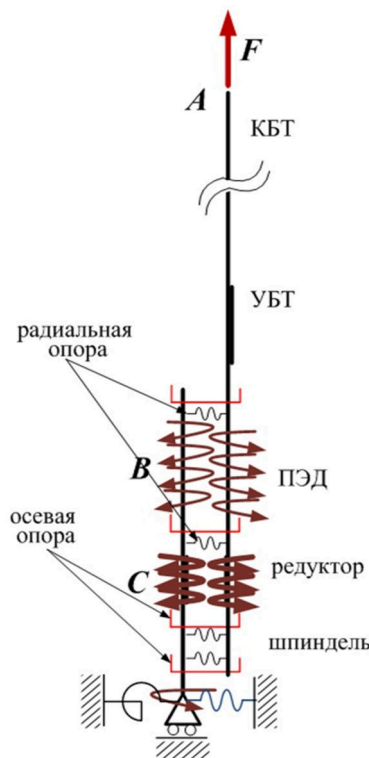


Рисунок 2– Расчетная схема

Реакция компоновки на гармонические возмущения

Рассматриваются следующие гармонические возмущения:

- крутильные возмущения на редукторе, определяемые моментом возмущения $\Delta M_z^p = m \cdot \sin \Omega t$, где m полагалось 1 % от величины действующего момента;
- продольные, прикладываются в точке А (см. рис. 1), гармоническая возмущающая сила $\Delta F_z = d \cdot \sin \Omega t$, амплитуда d задавалась 1 % от F – растягивающего усилия в т. А;
- изгибные, возникающие за счет несоосности ротора в электродвигателе, которая распределена по одной полуволне синусоиды с максимальным значением в среднем сечении 0,1 мм.

Отклик системы на возмущения фиксируется в среднем сечении двигателя В (ротора и статора) и среднем сечении С (редуктора и его корпуса). Рассматриваются поперечные перемещения u_x в этих сечениях, продольные u_z и крутильные с углом φ относительно оси z.

Крутильные гармонические возмущения

Крутильные колебания в компоновке буровой колонны с электробуром могут генерироваться при взаимодействии долота и забоя; вследствие взаимодействия бурового инструмента с буровым раствором; из-за наличия гармонического спектра фазных токов в обмотках статора и ротора, а также из-за наличия вращающихся конструктивных элементов в электробуре и редукторе [12, 13]. На рисунках 3, 4 приводятся расчетные амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) в сечениях В и С при возбуждении крутильных колебаний в редукторе (случай а).

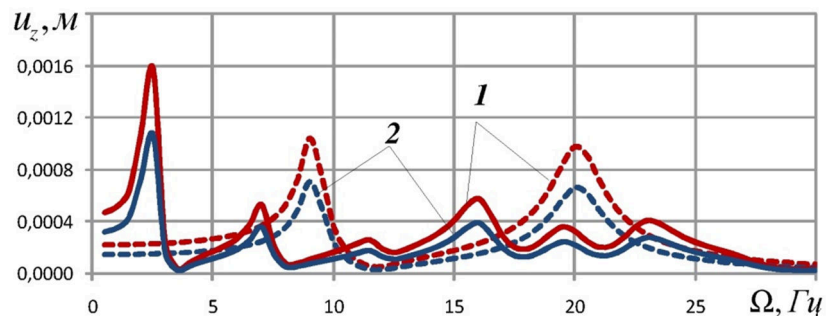


Рисунок 3 – Амплитуды продольных перемещений в зависимости от частоты крутящего момента: сплошные линии – для компоновки с 500 м БТ; штриховые линии для компоновки с 100 м БТ; 1 – сечение электробура в точке В (ротор, статор); 2 – сечение в точке С (редуктор и корпус редуктора)



Из рисунка 3 видно, что диапазон повышенных амплитуд продольных колебаний (независимо от длины БТ) ограничен промежутком 0 ÷ 30 Гц. Рост длины буровой колонны приводит к увеличению количества частот с повышенной вибрацией. Продольные колебания в наблюдаемых сечениях происходят синхронно.

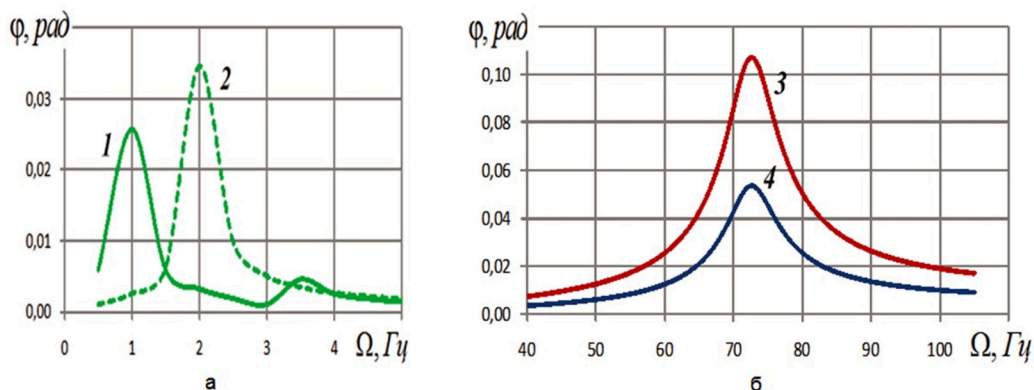


Рисунок 4 – Амплитуды угла закручивания в зависимости от частоты крутящего момента:
 а) статор электродвигателя и корпус редуктора: 1 – для 500м БТ; 2 – для 100м БТ;
 б) ротор электродвигателя (3) для 500 м БТ и 100 м БТ; редуктор (4) для 500 м БТ и 100 м БТ

АЧХ в рассматриваемых сечениях распадаются на два диапазона. В низкочастотном диапазоне (рис. 4а) повышенные вибрации с одинаковой амплитудой испытывают статор электродвигателя и корпус редуктора. В высокочастотном диапазоне амплитуды повышенных крутильных колебаний не зависят от длины БТ, причем для ротора электродвигателя и редуктора она реализуются практически на одной частоте.

Продольные гармонические возмущения. Источником продольных колебаний в рассматриваемой механической системе может быть взаимодействие долота с забоем, пульсация нагнетаемого в гидравлическую систему бурового раствора, взаимодействие буровой колонны с устройствами ее крепления и другие. Ниже на рисунках представлена реакция в сечениях В и С на возбуждение продольных колебаний в верхней части колонны в точке А (вариант б). Приложенные возмущения вызывают в наблюдаемых сечениях продольные (рис. 5) и крутильные колебания (рис. 6).

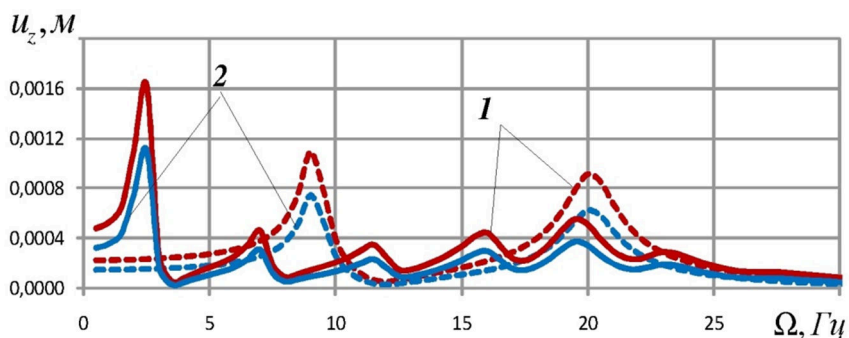


Рисунок 5 – Амплитуды продольных перемещений в зависимости от частоты крутящего момента:
 сплошные линии – для компоновки с 500 м БТ; штриховые линии для компоновки с 100 м БТ;
 1 – сечение электробур в точке В (ротор, статор); 2 – сечение в точке С (редуктор и корпус редуктора)

Диапазон повышенных амплитуд вынужденных продольных колебаний (независимо от длины БТ) ограничен промежутком 0 ÷ 30 Гц. При большей длине буровой колонны (500 м) количество частот с повышенной вибрацией оказывается большим, чем при длине БТ 100 м. Продольные колебания в наблюдаемых сечениях происходят синхронно.

Возмущение продольных колебаний в точке А генерирует крутильные колебания в рассматриваемых сечениях в двух диапазонах: низкочастотный и высокочастотный. В низкочастотном диапазоне (рис. 6а) повышенные вибрации с одинаковой амплитудой испытывают статор электродвигателя и корпус редуктора. В высокочастотном диапазоне амплитуды повышенных крутильных колебаний зависят от длины БТ, причем для большей длины БТ (500 м) амплитуды вынужденных колебаний выше. Для ротора электродвигателя и редуктора повышенные вибрации реализуются практически на одной частоте.

Изгибные гармонические возмущения. Изгибные колебания в рассматриваемой системе обуславливаются взаимодействием долота с забоем, конструктивными особенностями вращающихся деталей в ре-



дукторе и роторе электродвигателя, статическим изгибом компоновки, пульсацией бурового раствора. Возмущение изгибных колебаний на роторе электродвигателя (вариант с) генерирует в наблюдаемых сечениях все виды колебаний: изгибные (рис. 7), продольные (рис. 8) и крутильные (рис. 9).

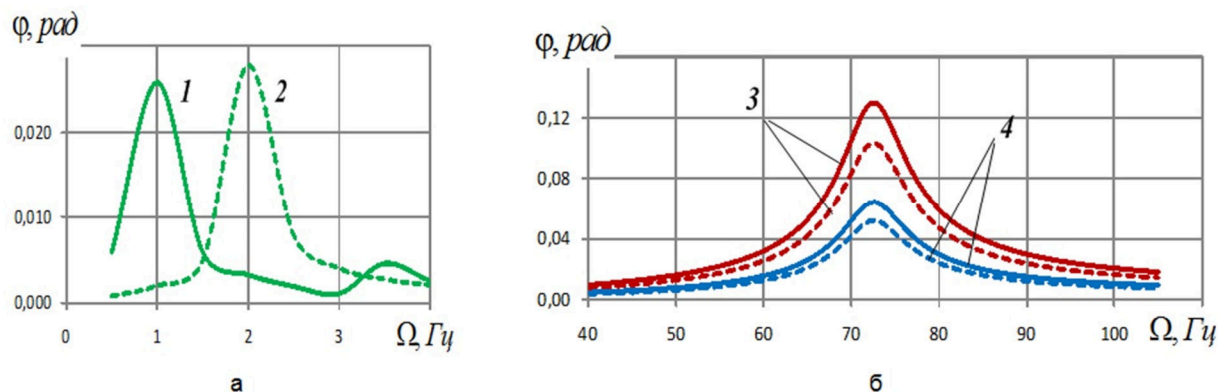


Рисунок 6 – Амплитуды угла закручивания в зависимости от частоты крутящего момента:
 а) статор электродвигателя и корпус редуктора: 1 – для 500 м БТ; 2– для 100 м БТ;
 б) ротор электродвигателя (3) для 500 м БТ и 100 м БТ; редуктор (4) для 500 м БТ и 100 м БТ

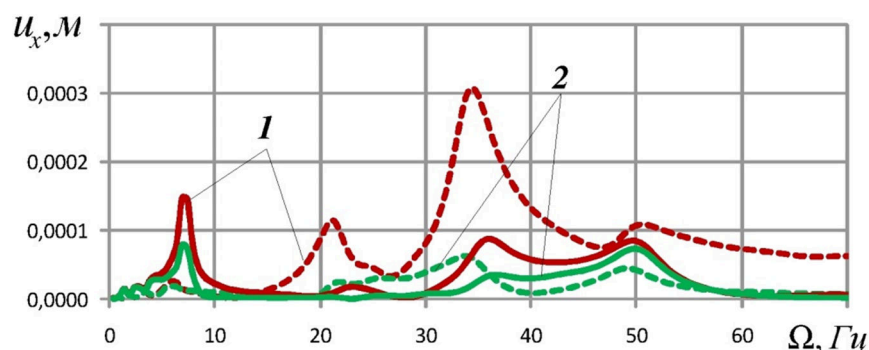


Рисунок 7 – Амплитуды поперечных перемещений в сечении В электродвигателя в зависимости от частоты крутящего момента:
 сплошные линии – для компоновки с 500 м БТ; штриховые линии для компоновки с 100 м БТ;
 1 – ротор; 2 – статор

Повышенные поперечные смещения возникают лишь в электродвигателе. Они локализованы в диапазоне 0 ÷ 60Гц. Количество максимумов на АЧХ в компоновке с 500 м БТ больше, чем для компоновки 100 м БТ. Примечательно, что изгибные колебания при заданном возмущении не генерируются в редукторе.

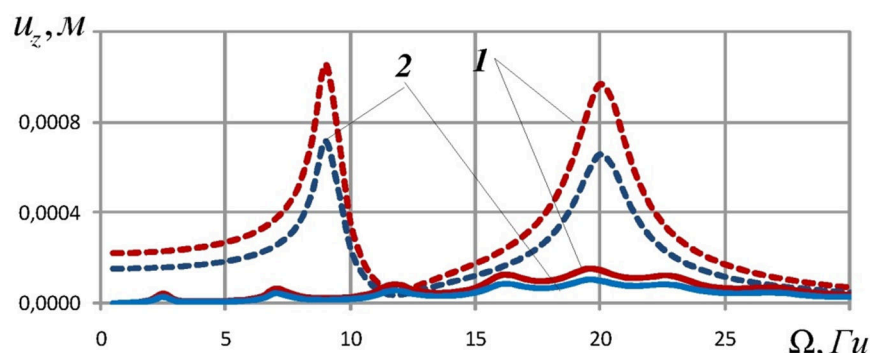


Рисунок 8 – Амплитуды продольных перемещений в зависимости от частоты крутящего момента:
 сплошные линии – для компоновки с 500 м БТ; штриховые линии для компоновки с 100 м БТ;
 1 – сечение электробура в точке В (ротор, статор); 2 – сечение в точке С (редуктор и корпус редуктора)

Как видно из рисунка 8, повышенные продольные вибрации возникают в электродвигателе и редукторе при компоновке 100 м БТ и имеют два синхронных максимума.

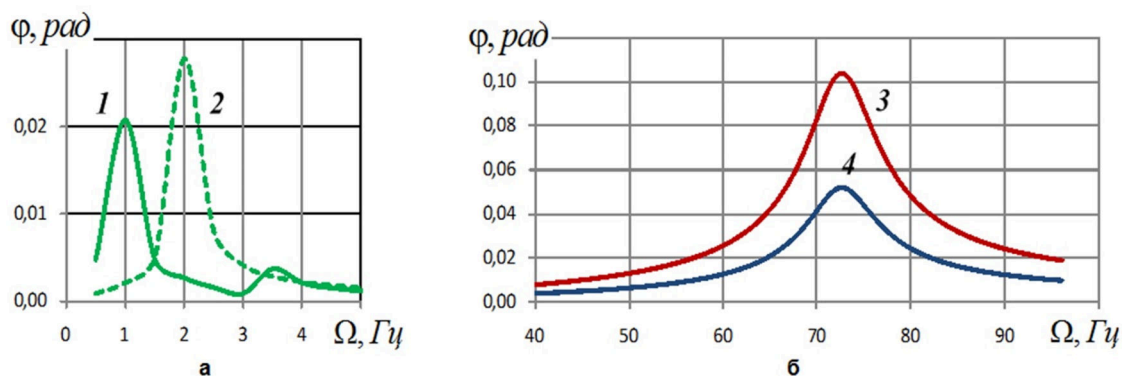


Рисунок 9 – Амплитуды угла закручивания в зависимости от частоты крутящего момента:
 а) статор электродвигателя и корпус редуктора: 1 – для 500 м БТ; 2 – для 100 м БТ;
 б) ротор электродвигателя (3) для 500 м БТ и 100 м БТ; редуктор (4) для 500 м БТ и 100 м БТ

Возмущение изгибных колебаний на роторе электродвигателя приводит к отклику крутильных колебаний в рассматриваемых сечениях В и С в низкочастотном и высокочастотном диапазонах. В низкочастотном диапазоне (рис. 9а) статор электродвигателя и корпус редуктора испытывают повышенные вибрации с одинаковой амплитудой. В высокочастотном диапазоне амплитуды повышенных крутильных колебаний не зависят от длины БТ, причем для ротора электродвигателя и редуктора повышенные вибрации реализуются практически на одной частоте.

Заключение

На основе анализа современного скважинного бурильного инструмента показано, что имеются благоприятные условия для создания перспективного инструмента – электробур нового поколения. Электробур обладает существенными преимуществами перед используемыми в настоящее время гидравлическими забойными двигателями, поэтому переход на электробурение обеспечит более высокое качество и скорость проходки скважин. Электробур характеризуется возможностью высокочастотного возбуждения колебаний, обусловленной высокой скоростью вращения ротора двигателя и высокочастотным взаимодействием деталей редуктора. На основе балочной конечно-элементной модели проведены исследования продольных, крутильных и изгибных колебаний электробур и редуктора при различных возмущениях компоновки бурильной колонны.

Литература:

1. «Новая нефть» для России. URL : <https://iz.ru/676411/elena-vinnitca/novaia-neft-dlia-rossii> (24.03.2018).
2. Фоменко Н.Ф. Бурение скважин электробуром. – М. : Недра, 1974. – 272 с.
3. К разработке инновационной технологии бурения скважин электробурами / А.А. Кожевников [и др.]. URL : <http://dropdoc.ru/doc/428411/k-razrabotke-innovacionnoj-tehnologii-bureniya-skvazhin> (24.03.2018).
4. Костышин В.С., Семенцова А.А. Характеристики современных электробуров и их информационные модели. URL : <https://www.sworld.com.ua/simpoz3/9.pdf>
5. Абызов Б.И. Перспективы развития электробурения как высокотехнологичного способа строительства нефтяных и газовых скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2001. – № 2. – С. 5–60.
6. Новомет–УЭЦН, ППД, ПЭД. URL : <https://www.novomet.ru>
7. Деркач Н.Д., Крутик Э.Н. Новые конструкции редукторных турбобуров и результаты их использования // Доклад на конференции ОАО «Буровая техника»: «Техника и технология турбинного бурения. Действительность и перспективы». 21 декабря 2000 г. г. Москва.
8. Червинский В.П., Василенко В.В., Голубенко В.П. К вопросу применения электробуров при бурении нефтегазовых скважин. URL : http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/4639/1/vestnik_NPI_2013_26_Chervinskiy_K%20voprosu%20primeneniya.pdf (24.03.2018).
9. Лебедев Н.Ф. Динамика гидравлических забойных двигателей. – М. : Недра, 1981. – 251 с.
10. Бобров М.Г. Исследования поперечных колебаний винтового забойного двигателя : Дисс. ... канд. техн. наук: 05.04.07 – Машины и агрегаты нефтяной и газовой промышленности. – М., 2000. – 171 с.
11. Деркач Н.Д., Пестренин В.М., Пестренина И.В. Балочная динамическая модель винтового забойного двигателя // Булатовские чтения : Материалы I Международной научно-практической конференции в 5 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 64–75.
12. Деркач Н.Д., Пестренин В.М., Пестренина И.В. Влияние КНБК на динамику винтового забойного двигателя ДР-240.NGT при бурении долотами большого диаметра // Нефть.Газ.Новации. – 2017. – № 11. – С. 35–39.
13. Гладь И.В., Киянюк А.И. Исследование гармонического спектра токов фаз электробур при бурении скважин // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2011. – Т. 1. – С. 39–97.

**References:**

1. «New oil» for Russia. URL : <https://iz.ru/676411/elena-vinnitca/novaia-neft-dlia-rossii> (24.03.2018).
2. Fomenko N.F. Drilling of wells with electric drills. – M. : Nedra, 1974. – 272 p.
3. To the development of innovative technology for drilling wells with electric drills / A.A. Kozhevnikov [ets.]. URL : <http://dropdoc.ru/doc/428411/k-razrabotke-innovacionnoj-tehnologii-bureniya-skvazhin> (24.03.2018).
4. Kostyshin V.S., Sementsova A.A. Characteristics of modern electric drills and their information models. URL : <https://www.sworld.com.ua/simpoz3/9.pdf>
5. Abyzov B.I. Prospects for the development of electric drilling as a high-tech method of building oil and gas wells // Oil, gas and business. – 2001. – № 2. – P. 5–60.
6. Novomet-ESP, PPD, PED. URL : <https://www.novomet.ru>
7. Derkach N.D., Krutik E.N. New designs of gearbox turbodrills and the results of their use // A report at the conference «Drilling equipment»: «Technique and technology of turbine drilling. Reality and prospects». December 21, 2000 Moscow.
8. Chervinsky V.P., Vasilenko V.V., Golubenko V.P. On the application of electric drills in the drilling of oil and gas wells. URL : http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/4639/1/vestnik_HPI_2013_26_Chervinskiy_K%20voprosu%20primeneniya.pdf (24.03.2018).
9. Lebedev N.F. Dynamics of hydraulic downhole motors. – M., Nedra, 1981. – 251 p.
10. Bobrov M.G. Studies of transverse vibrations of a screw downhole motor : Diss. the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences: 05.04.07 – Machines and units of the oil and gas industry. – M., 2000. – 171 p.
11. Derkach N.D., Pestrenin V.M., Pestrenina I.V. The beam dynamic model of the screw downhole motor // Bulatovskie readings: Materials of the I International scientific and practical conference in 5 volumes : collection of articles / Under the general. Ed. Dr. Tech. Sciences, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – Yug. – V. 3: Drilling of oil and gas wells. – 2017. – P. 64–75.
12. Derkach N.D., Pestrenin V.M., Pestrenina I.V. Influence of BHA on the dynamics of the screw downhole motor DR-240.NGT when drilling with large-diameter bits // Neft.Gaz.Novatsii. – 2017. – № 11. – P. 35–39.
13. Glad I.V., Kiyanyuk A.I. Investigation of the Harmonic Spectrum of Electric Beam Currents in Drilling Wells // Oil and Gas of Western Siberia: Materials of the International Scientific and Technical Conference on the 55th Anniversary of the Tyumen State Oil and Gas University. – 2011. – V. 1. – P. 39–97.



УДК 521

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В СКВАЖИНАХ СО СЛОЖНЫМ ПРОФИЛЕМ

METHODS OF REDUCING WEAR OF DRILL PIPES IN WELLS WITH A COMPLEX PROFILE

Доброчасов Александр Игоревич

магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский индустриальный университет
alek-dobrochasov2009@yandex.ru

Dobrochasov Aleksandr Igorevich

Undergraduate of the department
«Drilling of oil and gas wells»
Industrial University of Tyumen
alek-dobrochasov2009@yandex.ru

Аннотация. В работе проведен анализ инцидентов, связанных с промывом бурильных труб, определены их возможные причины. Проанализированы мероприятия для предотвращения износа и снижения напряжений в бурильной колонне. Проведены лабораторные испытания на трение и износ композитных материалов.

Annotation. The work analyzes the incidents associated with flushing of drill pipes, their possible causes are determined. Measures to prevent wear and reduce stresses in the drill string have been analyzed. Laboratory tests for friction and the wearing of composite materials have been carried out.

Ключевые слова: бурильные трубы, усталостный износ, защитные покрытия, роликовые переводники, полимерные центраторы.

Keywords: drill pipes, fatigue stress, protective coatings, roller adapters, polymer centralizers.

Введение

В современном темпе оптимизации добычи углеводородного сырья бурение технологичных, высокодебитных скважин занимает особое место. В частности, к технологичным относятся горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали; с наличием дополнительных боковых отводов, простирающихся вдоль напластования между кровлей и подошвой продуктивного горизонта для улучшения гидродинамической связи с нефтенасыщенной частью коллектора – многозабойные скважины (МЗС). Большая протяженность скважин по стволу, необходимость корректировки траектории в связи с возможными рисками пересечений с соседними скважинами приводит к общему усложнению профиля – увеличение количества интервалов пространственного искривления, больших разворотов по азимуту. Последнее, в свою очередь, негативно влияет на процесс проводки скважины в целом (высокие значения сил сопротивления, момента на вращение, недостижение нагрузки на долото).

Актуальность работы

В 2015–2016 гг. на одном из стратегических месторождений Западной Сибири при бурении горизонтальных скважин (ГС) и МЗС с применением роторных управляемых систем (РУС) были получены инциденты, связанные с промывом бурильного инструмента (табл. 1). Проведенный анализ образцов бурильных труб показал отсутствие влияния коррозии металла на образование промывов. Основной причиной инцидентов с инструментом является длительность напряженного режима работы бурильного инструмента в режиме роторного бурения сложнопрофильных ГС и МЗС.

Как видно из представленных в таблице 1 данных, разрушения бурильных труб получены при последовательном углублении нескольких скважин с РУС – куст № 12, в остальных – единичные случаи промыва, предположительно, по причине общей усталости инструмента. При этом разница азимутов транспортного и горизонтального участков 40–170 градусов. В то же время следует отметить, что имеются единичные скважины с относительно простыми профилями (скважина № 4 куста 12 с разницей азимутов транспортного и горизонтального участков около 40 градусов), в которых также получены промывы инструмента. В таких случаях возможной причиной инцидента с промывом труб может являться длительная эксплуатация инструмента.

Для снижения очагов концентрации напряжений и предупреждения разрушений БТ необходима выработка методов и средств, направленных на обеспечение щадящей эксплуатации СБТ при роторном бурении.

Целью работы является анализ существующих и выработка методов и средств снижения коэффициента трения и напряженного режима работы СБТ в интервалах пространственного набора кривизны, что позволит увеличить срок службы бурильного инструмента, оптимизировать режимы бурения горизонтального участка.

Объектом исследования являются скважины сложной траектории, пробуренные на месторождении в 2015–2016 гг., предмет исследования – природа возникновения очагов концентраций напряженного состояния, способы их снижения и предупреждения.



Таблица 1 – Информация о скважинах, пробуренных с осложнениями

Куст	Скважина	Тип скважины	КНБК	Δ азимута между ГУ и транспортным стволом, гр.	Примечание
12	1	МЗС 3	РУС в ГУ	130	промыв БИ при срезке 3-го ГУ
	2	МЗС 3	РУС в ГУ	10	–
	3	ГС	РУС и ВЗД в ГУ	60	–
	4	МЗС 3	РУС в ГУ	40	промыв БИ
	5	МЗС 2	РУС в ГУ	90	промыв БИ
	6	МЗС 3	РУС в ГУ	150	промыв БИ
	7	МЗС 5	РУС в ГУ	110	промыв БИ
13	1	МЗС 2	РУС в ГУ	170	промывы БИ
	2	МЗС 3	РУС в ГУ (1,2,3)	140	–
	3	ГС	РУС в ГУ	162	–
	4	МЗС 3	РУС в транспорте и в ГУ	140	промыв БИ
18	1	МЗС 3	РУС в т/с до отказа РУС в ГУ 1 (до отказа)	60	–
	2	МЗС 3	РУС в ГУ 1	180	–
	3	ГС	РУС в ГУ	132	–
	4	ГС	РУС в ГУ	130	промыв БИ
	5	МЗС 3	РУС в ГУ	80	–
	6	МЗС 5	РУС в транспорте и в ГУ	150	–

Инженерный расчет буримости осложненных скважин

На основании данных фактической траектории, суточных рапортов супервайзеров, информации из индивидуальных технических проектов (ИТП) был произведен расчет буримости скважин для выявления причин разрушения бурильного инструмента. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Согласно расчетам, усталостный износ возникает в местах изменения зенитного и азимутального углов. В наклонных секциях траектории возникают синусоидальные изгибы в режиме бурения забойным двигателем для достижения проектной нагрузки на долото. При вращении колонна начинает принимать спиралевидную форму – спиральный изгиб. Изгибы образуются в результате попытки достижения проектной нагрузки, но высокие сопротивления на продольное перемещение создают значительное препятствие для необходимого режима нагружения.

Таблица 2 – Анализ напряженного состояния работы СБТ

№ куста		12					13		18
№ скважины		1	4	5	6	7	1	4	4
Разница азимутов транспортного и ГУ		130°	40°	90°	150°	110°	170°	140°	130°
Натяжение при подъеме, тн		111,9	97,45	101,1	95,2	98,14	110,7	110,45	105,43
Момент при бурении ротором, кН·м		19,51	15,28	15,5	13,08	14,04	18,14	18,61	15,97
Вес на крюке при подъеме (max), тн.		121,9	107,45	111,1	105,2	108,14	120,7	120,45	115,43
G _{план} (G _{факт}), тн		6–8 (0–2)	3–5	2–10 (0–3)	2–10 (0–4)	2–10 (0–2)	3–5	10	4–6 (9)
Q _{факт} , л/сек		15	16	16	18	16	15	16	15
Кол-во интервалов стрессов	усталостный износ	7	1	2	2	–	4	17	5
	синусоидальный изгиб	1	2	5	1	5	6	15	12
	спиральный изгиб	1	–	–	–	–	–	9	2

Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности бурения, поскольку колонна по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения теряет свои качества



канала передачи энергии и разрушающих усилий к забюю скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны и породоразрушающего инструмента, увеличиваются затраты мощности на бурение.

Если сила прижатия колонны к стенке скважины усиливается, к примеру, вследствие роста частоты вращения, то при определенном боковом усилии сила трения становится способной повернуть колонну вокруг ее оси и заставить катиться по стенке скважины. При этом породоразрушающий инструмент вместо вращения вокруг своей оси совершает окатывание по периметру забоя. В результате образуется забой винтовой извилистости.

Таким образом, при малых частотах вращения бурильная колонна лежит на стенке ствола скважины. При увеличении вращения колонна начинает совершать «змееобразные» колебательные движения, а при дальнейшем возрастании частоты вращения колебания становятся хаотичными, сопровождаясь ударами и отскоками элементов труб от стенки скважины. Такой режим может привести к серьезным повреждениям: внутренний износ обсадной трубы, ускоренное изнашивание резьбовых соединений, образование усталостных микротрещин на границе сопряжения тела трубы и замков (в результате разности диаметров), преждевременный износ долот PDC, отказ системы MWD из-за ударных нагрузок о стенку скважины [1].

Подбор скважин для расчета и построения граничной области бурения

С целью определения «оптимальной» области бурения скважин с ГУ, за пределами которой бурильная колонна работает в напряженном режиме, были отобраны более 40 скважин месторождения по следующим критериям:

- смещение от устья точки T_1 (начала ГУ) – более 500 м;
- разница азимутов транспортного и горизонтального участков с допуском $\pm 5^\circ$: 0° ; 90° ; 105° ; 120° ; 135° ;
- проектный пласт БУ₁₅, исходя их статистического расчета по нахождению средних смещения точки T_1 и зенитного угла в интервале стабилизации.

Все расчеты проводились в ПО «Wellplan», режимы бурения (нагрузка на долото, расход ПЖ, частота вращения) выбирались на основании данных суточных рапортов (табл. 3).

Таблица 3 – Исходные данные для расчета по результатам выборки

Разница азимутов между ГУ и транспортным стволом, °	Среднее смещение на T_1	Средняя длина ГУ, м	ЗУ в интервале стабилизации, °
0	1132	500	20,3
90		400	24
105		450	26,6
120		510	31,2
135		450	37,2

При последовательном увеличении длины ГУ с шагом 10 м фиксировались натяжения и моменты, как при роторном, так и при бурении ВЗД. При достижении «максимально допустимой» длины, далее при увеличении ГУ отмечались синусоидальные изгибы, усталостный износ. Уменьшая ГУ с шагом 1 м, достигалась таким образом оптимальная длина, за пределами которой находились напряженные состояния работы бурильных труб (табл. 4).

Таблица 4 – Результаты расчета максимального удлинения ГУ при бурении под хвостовик

Параметр	Разница азимутов транспортного и горизонтального участков				
	0°	90°	105°	120°	135°
Максимальная протяженность ГУ, м	770	660	680	686	686
Эффективное натяжение при подъеме, т	85,27	91,6	92,64	97,63	100,3
Истинное натяжение при подъеме, т	85,27	91,6	92,64	97,63	100,3
Момент при бурении ротором, кН·м	13,82	17,74	15,8	15,94	17,23
Напряжение по Мизесу при подъеме, МПа	423,35	467,03	440,89	452,35	468,32
Вес на крюке при подъеме (max), т	101,6	105,96	102,95	107,63	110,3
Вес на крюке при бурении ГЗД (min), т	56,48	44,56	50,12	54,52	52,24



Таким образом, получили зону удлинённых интервалов ГУ, ещё оптимальную, но близкую к неблагоприятной для работы бурильного инструмента и возможностей буровой установки (рис. 1, серым цветом построены максимальные граничные траектории).

Из расчетов следует, что 50 % скважин с промывом расположены за пределами «допустимой» области (рис. 1).

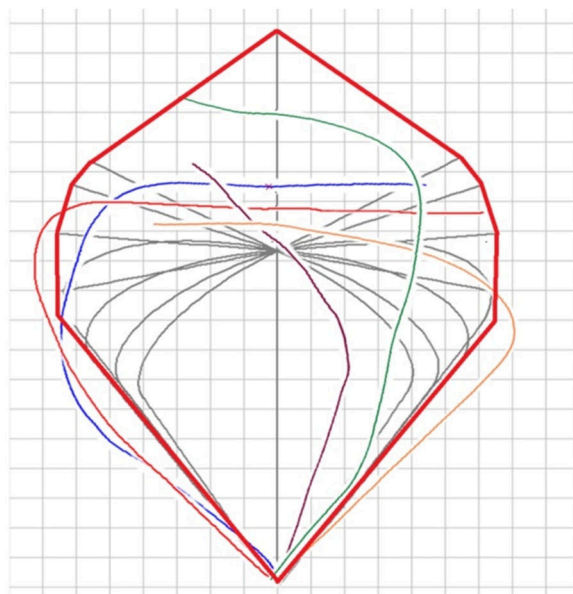


Рисунок 1 – Наложение фактических траекторий на, построенную по средним значениям, граничную область

Скважины с промывами в пределах допустимой области имеют достаточно высокую интенсивность искривления и извилистость, что в совокупности с роторным бурением обуславливает проявление усталостных явлений и дальнейший промыв инструмента по телу трубы.

Номограмма (рис. 1) может использоваться для оперативного определения скважин с потенциальным риском промыва бурильного инструмента, при использовании РУС (при нахождении за пределами «допустимой» области, выделенной красным цветом).

Следует отметить, что номограмма не является универсальным инструментом для предупреждения усталостного износа бурильных труб, поэтому требуется как оптимизация профиля «рисковых» скважин, так и применение технических средств, для предупреждения усталостного и абразивного износа.

Согласно выполненным расчетам, усталостный износ проявляется при поддержании пространственной интенсивности искривления на первом участке набора кривизны более $1,2^\circ/10$ м.

Обобщение опыта повышения устойчивости к износу БТ

Кроме оптимизации профилей, также возможно применение технико-технологических решений, направленных на оптимизацию работы бурильного инструмента.

При ускоренном и экономически эффективном бурении бурильная колонна подвергается циклическому изгибу с повышенной, по сравнению с нормальными условиями, частотой, и стойкость бурильной колонны к усталостным нагрузкам является необходимостью.

Конструкции бурильных труб для устранения износа наружной поверхности замков допускают или предусматривают, в частности, замену их или восстановление изношенной поверхности, при износе замковых резьб – возможность перенарезки, при развитии сети усталостных трещин – перевод труб в более легкие условия эксплуатации.

На месторождениях Тайланда широко распространено бурение скважин большой протяженности и скважин малого диаметра. Специалисты компании Chevron в своих трудах указывают на эффективность использования колонны труб диаметром 101,9 мм взамен 88,9 мм. Расчетным и опытным путем доказано увеличение прочности на кручение и растяжение, снижение гидравлических потерь [2, 3].

С точки зрения бурения, повышенная жесткость означает увеличение сопротивления продольному изгибу, снижение поперечных колебаний, поскольку момент инерции пропорционален 4-й степени диаметра. К тому же, при бурении трубами большего диаметра с неизменным диаметром долота и расходом промывочной жидкости увеличится скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, что улучшает качество очистки скважины, снижая при этом эквивалентную циркуляционную плотность.

Для обеспечения повышенной способности передачи крутящего момента используются двухупорные соединения (НТ 38) в обеих частях БТ (рис. 2). Второй упор обеспечивает повышенную способность передавать крутящий момент по сравнению с типовым резьбовым упорным соединением по стандарту API.

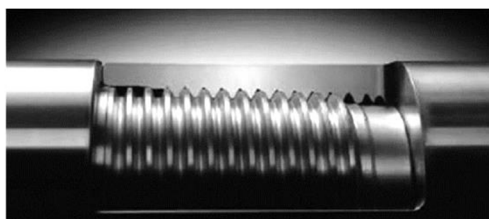


Рисунок 2 – Двухупорное соединение (НТ 38)

При использовании стандартных марок и размеров соединений по стандарту АНИ усталостное изменение свойств материала, как правило, скорее возникает в теле трубы, а не в соединениях.

Для повышения усталостной и абразивной прочности соединений в настоящее время применяется технология «Hardbanding» – метод нанесения на замки бурильных труб защитного металлического покрытия с целью увеличения их ресурса и предупреждения износа обсадной трубы в результате контакта при вращении.

Испытания по оценке износостойкости защитного покрытия отечественного и зарубежного производства были проведены компанией ООО «МТСервис» совместно с МГТУ им. Баумана и при участии АО «Сибирская сервисная компания» (АО «ССК») [4].

На образец бурильного замка СБТ-89 (внешний диаметр 127 мм) были нанесены и испытаны (рис. 3–5) в двух моделях вращения (обсаженный и открытый ствол) следующие типы покрытий:

- 1) ВoTn 3000, Hilong;
- 2) OTW-13 CF, Castolin Eutectic;
- 3) ASM NGN-GS, ACM;
- 4) НП-58, Интерпро;
- 5) НП-57, Интерпро;
- 6) ARNCO 350ХТ, Arnco Technology Trust;
- 7) OTW-12Ti, Castolin Eutectic;
- 8) Duraband NC, Postle Industries;
- 9) Электромеханическая обработка.



Рисунок 3 – Образцы с нанесенными защитными покрытиями

Результаты испытаний показали, что технология упрочнения поверхности замка методом электромеханической обработки (ЭМО) имеет немного худшие, но в целом сопоставимые результаты в сравнении с нанесением износостойкого покрытия (рис. 6, 7). Данная технология основана на непрерывном контакте инструмента и обрабатываемой детали, через которые пропускается электрический ток 400–3000 А и напряжением 0,5–6 В, сопровождающееся нагревом зоны контакта до 900–1000 °С с последующим отводом тепла внутрь детали и, как следствие, закалка поверхностного слоя.

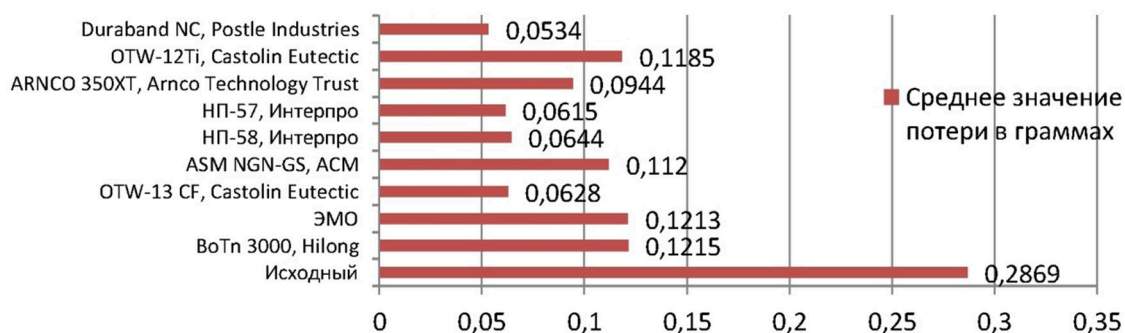


Рисунок 4 – График износа защитных покрытий при моделировании вращения в открытом стволе

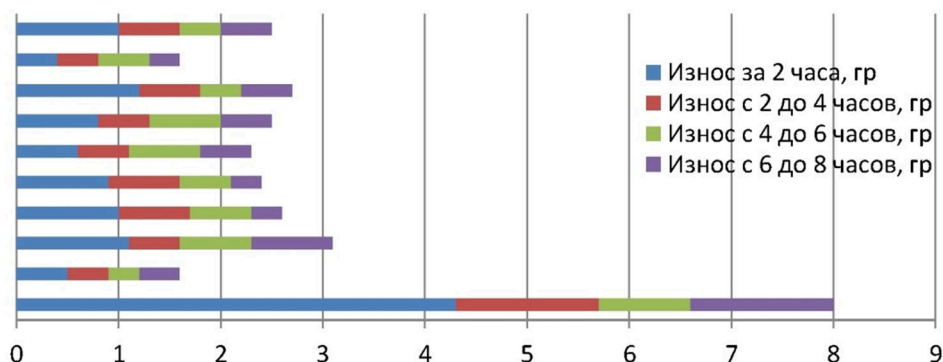


Рисунок 5 – Диаграмма износа защитных покрытий при моделировании вращения в обсаженном стволе

Основными достоинствами ЭМО по сравнению с нанесением износостойкого слоя является повышение прочности не только наружной поверхности, но и закалка витков резьбы внутри замка. Технология не требует расходных наплавочных материалов или защитных газов, тем самым являясь экологически чистым и технологически простым методом обработки.

Технология «Hardbanding» является относительно эффективным методом снижения трения на границе «замок БТ-обсадная труба», однако, периодически необходимо обновлять защитный слой, что представляет определенные сложности в полевых условиях.

Снизить частоту контакта бурильных замков с ОК, при этом уменьшив коэффициент трения, возможно, применяя специальные роликовые переводники (рис. 6).



Рисунок 6 – Роликовые переводники



Рисунок 7 – Образцы полимерных центраторов

Наружный диаметр переводника превышает наружный диаметр замков, что позволяет отодвинуть последние от поверхности ствола. При этом меняются контактные поверхности и вместо грубой стали замка, трущегося о грубую сталь обсадной трубы или ствола скважины, теперь полированная поверхность переводника вращается в гильзе, понижая коэффициент трения до 0,09 [5].

Согласно работе [5] роликовые переводники необходимо устанавливать в том участке скважины, где они будут приносить максимальную пользу, снижая потери на трение и сопротивление. В большинстве рассмотренных скважин основные потери на трение возникают в наклонной секции и участках геометрических отклонений. Наличие бокового усилия, о котором написано выше, указывает на место, где необходимо установить механический инструмент для уменьшения трения.

Таким образом, роликовые переводники являются надежным решением проблем, с которыми сталкиваются при направленном бурении, наличии серьезных искривлений ствола и прочих факторов, приводящих к повышению момента и сопротивления.

Однако вес переводника больше веса отрезка трубы, который он замещает. При этом на стенку ствола оказывается большая нагрузка, а также возрастает нормальное усилие. К тому же повышенный таким образом общий вес бурильной колонны, дополнительные внутренние гидросопротивления увеличивают нагрузку на лебедку, насосы и верхний привод.

Согласно работе [6] роликовые центраторы в составе бурильной колонны предпочтительно размещать в интервале обсадной колонны (с размещением роликоподшипниковых переводников на участке набора угла, а часть из них – на участке стабилизации). В интервале открытого ствола применение роликовых центраторов может быть менее эффективным по причине заиливания зазоров в подшипниковых узлах, врезания роликовых узлов в наработанную на стенке корку бурового раствора.

Поэтому, когда в условиях Западной Сибири ствол под эксплуатационную колонну имеет протяженность свыше 1,5–2 км и обсаженная часть колонны имеет преимущественно небольшие зенит-



ные углы, эффект от применения роликовых центраторов должен быть менее действенным. В связи с этим, целесообразно в перспективе использование в интервалах открытого ствола полимерных центраторов в составе бурильной колонны.

Проанализировав мировой опыт методов предупреждения преждевременного износа БТ, оценив главные достоинства и недостатки, считаем необходимым применение таких инструментов, которые бы дали возможность при неизменном (с точки зрения модернизации) бурильном инструменте снизить затраты на преодоление сил трения и сопротивления, сохранив при том прежнюю жесткость БК.

Из рассмотренных технологий (табл. 5) оптимальным, на наш взгляд, является использование центраторов из полимерных материалов (рис. 7), обладающих малым собственным весом, низким коэффициентом трения и высокими показателями на износ.

Таблица 5 – Сопоставление рассмотренных вариантов

Вид мероприятия	Достоинства	Недостатки
Переход на БТ большего диаметра	Снижение поперечных и крутильных колебаний	Высокая жесткость, большой вес
Совершенствование соединений (НТ 38)	Повышенная способность к передаче крутящего момента	Переход требует высоких финансовых затрат для бурового подрядчика
Hardbanding	Снижение абразивного износа замков БТ, снижение трения	Требует периодичной повторной обработки, высокие требования к обрабатываемой поверхности
Электромагнитная обработка	Закалка поверхности замков и профиля резьбы, технологическая простота	Немного худшие результаты по износостойкости при равных требованиях, по сравнению с Хардбендингом
Роликовые переводники	Снижение трения, сопротивления на продольное перемещение	Увеличение общей жесткости и веса БК, неэффективно в интервалах открытого ствола
Полимерные центраторы	Значительное снижение трения и сопротивления без изменения жесткости БК	–

Лабораторные исследования полимерных центраторов на трение и износ

Для оценки степени износа и коэффициента трения полимерных материалов была использована установка ИИ-5018 «Машина для испытания материалов на трение и износ» на базе ТИУ.

Установка позволяет определить испытания по схемам, указанным на рисунке 8. Принцип действия заключается в прижатии с задаваемой силой P верхнего образца к вращающемуся нижнему образцу (диску) 2. По схеме I к диску прижимается неподвижный вкладыш, по схеме II – вращающийся ролик, по схеме III – неподвижная втулка.

В нашей работе использовалась схема 1.

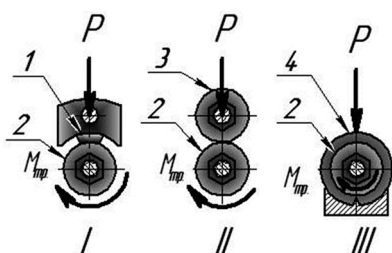


Рисунок 8 – Схемы возможных испытаний на трение на установке ИИ-5018

Для этого, из образцов центраторов на Экспериментальном заводе буровой техники ТИУ были изготовлены специальные вкладыши (рис. 9). Образцы полимерных центраторов испытывались при постоянной частоте вращения диска, но с разной силой прижатия, с целью определения зависимости коэффициента трения от нагружения. Время испытания каждого образца – 30 мин. В режиме реального времени в специализированном ПО отображалась подробная информация о проводимом исследовании. После проведения испытаний все образцы были промыты, просушены и повторно взвешены. Результаты приведены в таблице 6.



Рисунок 9 – Вкладыши из металла и полимерных центраторов



Из результатов испытаний следует (табл. 6), что оба изученных полимерных материала имеют меньший коэффициент трения и износ на границе «металл-полимер», чем при контакте двух металлов. При этом полимерные вкладыши вращались с большей частотой, силой прижатия и прошли больший путь трения, чем металлический образец.

Таблица 6 – Испытание образцов на трение и износ

Материал образца	Массы образцов, г		ΔM, г	Сила прижатия, Н	n, об/мин	μ
	до	после				
Сталь (40ХН)	13,423	13,414	0,009	300	100	0,23
Полиуретан	1,817	1,815	0,002	750-800	200	0,047
	1,816	1,813	0,003	500-550		0,051
	1,815	1,814	0,001	600-650		0,042
ПВХ	2,111	2,104	0,007	750-800		0,063
	2,030	2,027	0,003	500-550		0,050
	2,063	2,061	0,002	600-650		0,056

Методика расстановки центраторов

Существующие методики расстановки центраторов предназначены только для обсадных труб, главной целью которых является создание концентричного расположения ОК в скважине и минимизация прогиба между установленными центрирующими устройствами.

Рассмотрим вкратце методику расстановки центраторов по стандарту API (ANSI/API Recommended Practice 10D-2) [7].

В наклонном стволе скважины при концентричном расположении величина прогиба рассчитывается следующим образом:

$$\delta = \frac{(W_b \cdot \sin\theta) \ell_c^4}{384E \cdot I}, \tag{1}$$

где W_b – удельный вес трубы, выраженный в Н/м; θ – угол наклона ствола скважины, выраженный в градусах; ℓ_c – расстояние между центраторами, м; E – модуль упругости, выраженный в Н/м² (или Па); I – момент инерции обсадной колонны, м⁴.

Боковая нагрузка F_ℓ [Н] длины (ℓ_c) обсадной колонны:

$$F_\ell = W_b \cdot \ell_c \cdot \sin\theta. \tag{2}$$

С учетом максимально допустимой нагрузки на центратор (по паспортным характеристикам) подбирается оптимальное расстояние между ними с минимальным прогибом, не допускающим контакта нижней точки полуволны со стенкой скважины.

По нашему мнению, в случае бурильной колонны нет особого смысла в создании концентричного расположения БТ в скважине. Основная необходимость – снизить контакт замков БТ с поверхностью ОК, что достигается установкой центраторов в наклонные участки скважины и участки с большим боковым усилием.

Рассмотрим более подробно в ПО «Wellplan». В качестве примера – скважина № 1 куста 13, где были зафиксированы множественные промывы БТ (рис. 10). Как видно из рисунка, наибольшие боковые усилия, соответственно, и сопротивления возникают в интервалах пространственного изменения траектории.

Включив режим расстановки центраторов на бурильную колонну, указываем интервалы, выбираем из каталога приближенный центратор (в каталоге полимерные центраторы не заданы), наружный диаметр больше диаметра замков БТ – для обеспечения минимального контакта замка с ОК.

Результаты представлены на рисунке 11 и в таблице 7.

Применение центраторов позволяет снизить на 12–21 % режим нагружения бурильного инструмента, на 26–52 % снижается крутящий момент (табл. 6), минимизируется усталостный износ, что в совокупности должно позволить поддерживать более щадящий режим эксплуатации бурильных труб при бурении с РУС.

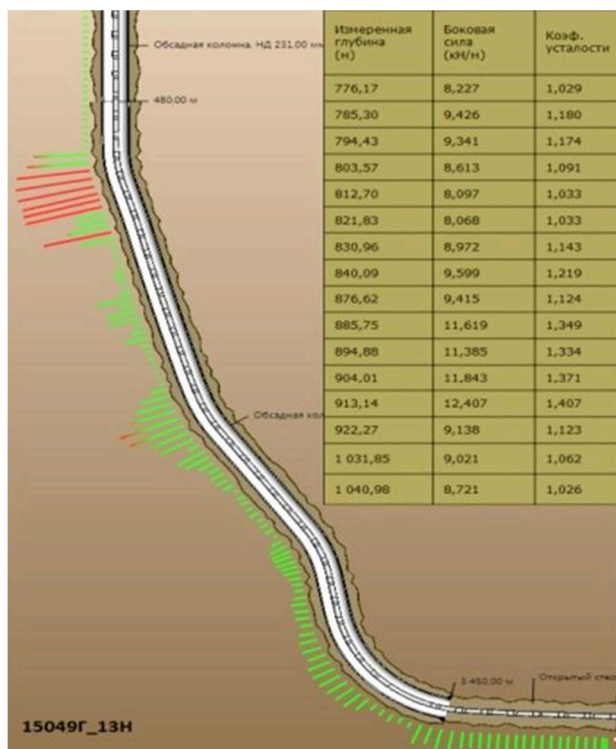


Рисунок 10 – Значения боковой силы и коэффициента усталости по глубине

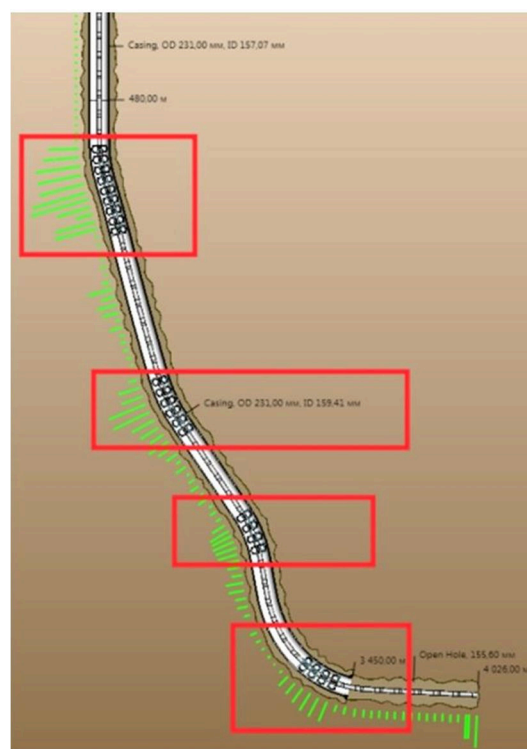


Рисунок 11 – Установка центрирующих элементов

Таблица 7 – Сравнительная таблица оценки положительного эффекта от установленных центраторов

№ скважины	Натяжения без центраторов			Натяжения с центраторами		
	вес при подъеме, т	момент на роторе, кН·м	макс. коэф. усталости	вес при подъеме, т	момент на роторе, кН·м	макс. коэф. усталости
1 (13)	124,4	17,7	1,15	98,04 (-21 %)	8,5 (-52 %)	1,08 (-6,5 %)
4 (18)	116,5	16,8	1,27	94,36 (-19 %)	10,3 (-38 %)	1,19 (-6,7 %)
1 (12)	122,9	19,3	1,6	97,4 (-20 %)	8,85 (-54 %)	1,52 (-5 %)
4 (13)	121,2	18,8	1,47	98,5 (-18 %)	12,9 (-31 %)	1,37 (-7,3 %)
5 (12)	115,9	17,5	0,7	102,2 (-12 %)	12,8 (-26 %)	0,65 (-7,6 %)
Среднее улучшение, %				18 %	40 %	6,6 %

Заключение

Теоретические результаты использования методов снижения трения зависят, в основном, от геометрии ствола, количества и расположения инструмента. Модели момента и усилия служат прекрасным подспорьем при выборе количества и местоположения такого инструмента. Можно добиться значительного снижения крутящего момента, снижения веса на крюке при подъеме инструмента, установив в «правильных» местах полимерные центраторы.

При планировании траекторий и дальнейшей разработке проектной документации на строительство скважин рекомендуется учитывать максимально возможные пространственные интенсивности первого участка набора кривизны (не более 1,2°/10 м) для снижения усталостного износа БТ-101,6 мм.

Автор выражает благодарность за помощь в подготовке материала:

Бакирову Д.Л. – заместителю генерального директора Филиала по научной работе в области строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Фаттахову М.М. – начальнику отдела техники и технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Багаеву П.А. – главному специалисту отдела проектирования строительства и реконструкции скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Кулябину Г.А. – профессору кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета;

Кускову К.В. – директору «Технополиса» Департамента научно-исследовательской деятельности Тюменского индустриального университета.



Литература:

1. Нескромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. – М. : ИНФРА-М; Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. – 199 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
2. Плесси Г.Ж. [и др.]. Высокоэффективного бурение скважин малого диаметра с использованием бурильных труб диаметром 4 дюйма и усовершенствованных соединений : доклад IADC/SPE 87988, представленный на конференции по буровым технологиям в Азиатско-Тихоокеанском регионе в Куала-Лумпуре 13–15 сентября 2004 г.
3. Гийом Ж. Плесси [и др.]. Усталость бурильных труб в условиях ускоренного бурения: как справиться с экстремальными нагрузками! : доклад IADC/SPE 103908, представленный на конференции по буровым технологиям в Азиатско-Тихоокеанском регионе в Бангкоке, Таиланд, с 13–15 ноября 2006 г.
4. Хардбердинг как эффективный метод увеличения ресурса бурильных труб и защиты обсадной колонны. Результаты трибологических испытаний износостойких наплавки для бурильных замков / Садовников А.В. [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 6. – С. 30–34.
5. Тим Паркер Лонг, Джон Эдвард МакКормик, Мелисса Энн Фрило. Бурение и заканчивание сложных скважин с чрезмерными моментами и сопротивлением : доклад IADC/SPE 125991, представленный на конференции по технологиям бурения, Ближний Восток, г. Манама (Бахрейн) 26–28 октября 2009 г.
6. Майк Мимс, Тони Крепп, Харри Вильямс, Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин // K&M Текнолоджи Груп, ЛЛК. – Хьюстон, Техас, 1999, 227 с.
7. ISO 10427-2:2004, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing.

References:

1. Neskromnych V.V. Optimization in prospecting production. – M : INFRA-M; Krasnoyarsk : Sib. feeder. un-t, 2015. – 199 p. – (The Higher education: Bachelor degree).
2. Plessis G.J. [etc.]. Highly effective well-drilling of small diameter with use of boring pipes with a diameter of 4 inches and advanced connections : report of IADC/SPE 87988 submitted at a conference on boring technologies in the Pacific Rim in Kuala Lumpur on September 13–15, 2004.
3. Guillaume Ge. Plessis [etc.]. Fatigue of boring pipes in the conditions of the accelerated drilling: how to cope with extreme loadings!: the report of IADC/SPE 103908 submitted at a conference on boring technologies in the Pacific Rim in Bangkok, Thailand since November 13–15, 2006.
4. Hardberding as effective method of increase in a resource of boring pipes and protection of an upsetting column. Results of tribological tests of wearproof naplavka for boring locks / Gardeners of A.V. [etc.] // Drilling and oil. – 2017. – № 6. – P. 30–34.
5. Tim Parker Long, John Edward MacCormick, Melissa Ann Frilo. Drilling and completion of difficult wells with the excessive moments and resistance: the report of IADC/SPE 125991 presented at a conference on technologies of drilling, the Middle East, Manama (Bahrain) on October 26–28, 2009.
6. Mike Mims, Tony Krepp, Harry Williams, Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells // K&M Technology Group, L.L.C. – Houston, Texas, 1999, 227 p.
7. ISO 10427-2:2004, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing.



УДК 622.24.063

АНАЛИЗ ОПЫТА РАЗРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

ANALYSIS OF EXPERIENCE OF LIQUIDS DEVELOPMENT FOR MITIGATION AND FLUSHING OF WELLS WHEN CONDUCTING REPAIR AND RENEWAL WORKS

Егорова Елена Валерьевна

кандидат технических наук,
заместитель заведующего кафедрой
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»,
Астраханский государственный технический университет»
egorova_ev@list.ru

Выборнова Татьяна Сергеевна

старший преподаватель кафедры
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»,
Астраханский государственный технический университет
tavyb@bk.ru

Аннотация. Подземному и капитальному ремонту газовых и газоконденсатных скважин предшествует технологический процесс – временное блокирование продуктивного пласта, в результате которого обеспечивается необходимое противодействие на продуктивный пласт. При этом жидкость глушения должна обеспечивать минимальный ущерб продуктивному пласту в части снижения его естественной проницаемости. Технологические операции по глушению скважин проводят как при ликвидации газонефтеводопроявлений и поглощений, так и для временной их остановки. В статье представлен аналитический обзор существующих способов глушения и временного блокирования продуктивных пластов.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, глушение, технологические жидкости, временное блокирование продуктивного пласта, пенные системы.

Yegorova Elena Valeryevna

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Head of the Department
«Development and Operation of
Oil and Gas Fields»,
Astrakhan State Technical University
egorova_ev@list.ru

Vybornova Tatyana Sergeevna

Senior lecturer of the Department
«Development and Operation of
Oil and Gas Fields»,
Astrakhan State Technical University
tavyb@bk.ru

Annotation. Underground and overhaul of gas and gas condensate wells is preceded by a technological process – a temporary blockage of the reservoir, which provides the necessary back-pressure to the productive reservoir. In this case, the jamming fluid should provide minimal damage to the productive formation in terms of reducing its natural permeability. Technological operations for killing wells are carried out both in the liquidation of gas and oil and gas production and absorption, and for their temporary shutdown. The article presents an analytical review of the existing methods of jamming and temporary blocking of productive reservoirs.

Keywords: well overhaul, killing of wells, process fluids, temporary blocking of the reservoir, foam systems.

Эффективность капитального ремонта скважин во многом зависит от правильного выбора технологии ремонта скважин, причем предпочтение отдается технологиям с использованием эффективных технологических жидкостей на базе отечественных материалов.

В опубликованной литературе существует четкое разграничение: применение различных методов по изоляции и разобщению пластов при бурении, заканчивании и ремонте скважин, а глушение скважин проводится, как правило, при капитальном и подземном ремонте. По определению А.И. Булатова с соавторами «глушение скважин – технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт».

Для глушения скважины и временного блокирования продуктивного пласта могут быть использованы как традиционные технологии, так и новые способы с применением специальных полимерсолевых жидкостей. В работе [1] подробно описан полимерный состав для временной изоляции пласта, который обеспечивает надежное временное блокирование поглощающего, в том числе продуктивного пласта. Реологические параметры данной полимерной жидкости улучшаются за счет дополнительно введения азотнокислого кальция в водный раствор радиолизованного полиакриламида.

Разработанный полимерный состав обеспечивает временное снижение проницаемости пористой среды до 79,5–80,7 %, что свидетельствует о его высокой блокирующей способности. После проведения ремонтных работ в скважине проводят работы по восстановлению проницаемости продуктивного пласта. Например, обрабатывают скважину водным раствором соляной кислоты, что позволяет восстановить проницаемость пористой среды до 79,8–91,7 %.



Для проведения ремонтных работ в скважине пенообразующий состав [2], включающий бентонит, водорастворимый полимер акрилового ряда – гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), анионогенное поверхностно-активное вещество – ТЭАС с длинной алкильной цепью – 7–12 углеродных атомов, гидроксид алюминия и воду, обеспечивает временное блокирование продуктивного пласта. Данный состав устойчив к воздействию высоких температур и пластовых флюидов.

Для разделения различных по свойствам жидкостей и пенных систем в широком диапазоне температур (5–110 °С) рекомендуется применять вязкоупругий состав [3], состоящий из радиолитованного γ -излучением полиакриламида, бихромата щелочного металла, формальдегидсодержащей структурообразующей добавки и воды. Приведенный вязкоупругий состав многоцелевого назначения. Он может быть использован для глушения как нефтяных и так газовых скважин.

Известен – гелеобразующий состав (ГОС) для блокирования пластов, включающий жидкое натриевое стекло, сернистую кислоту, бихромат или хромат натрия и наполнитель [4]. В качестве высокомолекулярного водорастворимого реагента он содержит КМЦ, или КССБ, или УЦР, или окзил, или их смеси. Сульфокислота – регулятор гелеобразования. В качестве сульфокислоты он содержит сульфаминовую или сульфосалициловую, или толуолсульфокислоты, в качестве наполнителя – инертный дисперсный материал. Указанный ГОС является многокомпонентным и требует повышенных затрат времени на его приготовление.

ВНИИКРнефть (ОАО «Бурение») разработана жидкость глушения скважин месторождений Западной Сибири на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция [5]. Жидкость плотностью 1600 кг/м^3 кристаллизуется при $(-8) - (-16) \text{ }^\circ\text{C}$; плотностью 1450 кг/м^3 – ниже минус $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Существует технология глушения скважин, включающая последовательную закачку в скважину гелеобразного вязкоупругого состава на основе сшитого водного раствора полимера акрилового ряда и продавочной жидкости [6]. В качестве вязкоупругого гелеобразного состава используют сшитый водный раствор синтетического бифункционального анионоактивного сополимера «Иономер ВО-65», представляющий собой частично гидролизированный полиакрилонитрил со степенью гидролиза 65 %. Способ отличается тем, что объем V закачиваемого в скважину водного раствора сополимера определяется по следующей зависимости

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot h, \quad (1)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; h – высота столба раствора, м.

В качестве сшивающего агента в данном способе используется 5 %-ный водный раствор сернокислого хрома $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$. В зависимости от пластового давления и температуры на забое скважины изменением содержания компонентов состава регулируются начальный градиент сдвига, плотность, вязкость и термоустойчивость гелеобразной пластичной массы. Расчетный объем закачиваемой в скважину гелеобразной массы выбирается из указанной выше зависимости, а расчетный объем продавочной жидкости принимается из условия доставки этой полимерной массы на забой.

Описанный в патенте [7] способ глушения скважин включает блокировку интервала перфорации путем замены скважинной жидкости блокирующей и расположенной над ней продавочной плотностью, меньшей плотности блокирующей жидкости. При этом часть блокирующей жидкости задавливают в приствольную зону пласта, а объем блокирующей жидкости определяют исходя из коэффициента продуктивности скважины, рассчитанного по формуле

$$K = 10^{-1} Q / \Delta p, \quad (2)$$

где Q – приемистость скважины, определяемая к началу процесса глушения, $\text{м}^3/\text{сут}$; Δp – разница между давлением закачки и пластовым давлением, МПа.

Экспериментально установлено, что для достижения блокирующего эффекта в приствольной зоне пласта необходимо задавить в пласт 60–80 % блокирующей жидкости от ее общего закачиваемого объема.

Известен способ глушения [8] скважины водным раствором неорганических солей с предварительной закачкой блокирующей жидкости – мицеллярного раствора, объем которого определяется по формуле

$$V_{\text{м.р.}} = \pi R^2 \cdot h \cdot m, \quad (3)$$

где R – радиус обработки призабойной зоны, м; h – мощность пласта, м; m – пористость, %.

Недостатком этого способа является неустойчивость состава при контакте с минерализованными водами и необходимость привлечения специальной техники для приготовления блокирующей жидкости.



На месторождениях Западной Сибири применяется способ глушения скважин, включающий блокировку интервала перфорации нефилтующейся высоковязкой инвертно меловой дисперсии (ИМД) с последующим заполнением скважины водным раствором неорганических солей меньшей плотности. Эффективность способа достигается благодаря совокупности положительных свойств ИМД: низкой фильтрации при пластовых условиях, возможности регулирования в широком диапазоне плотности и структурно-механических параметров, отсутствием загрязнения призабойной зоны пласта, возможностью безопасного глушения скважин в условиях превышения гидростатического давления над пластовым на 37 % и при низких отрицательных температурах на поверхности.

В [9] описывается применение модифицированной жидкости СНПХ-3120М для глушения скважин с аномальными поглощениями, обусловленными высокой проницаемостью прослоев. Жидкость глушения готовится непосредственно на месте проведения работ путем введения расчетного количества древесной муки (3–7 %) в технологическую жидкость СНПХ-3120. Древесная мука представляет собой продукт сухого механического размола отходов деревоперерабатывающей промышленности, полидисперсна, размер частиц, изометричных по форме, колеблется от нескольких до сотен микрон. Поверхностная структура частиц высокоразвита за счет наличия распущенных коротких волоконистых ответвлений (фибрилл).

В работе [10] приведен способ глушения эксплуатационной скважины при выполнении ремонтных работ, заключающийся в следующем: в насосно-компрессорные трубы (НКТ) закачивают вязкоупругий состав (ВУС), затем НКТ закрывают. После этого осуществляют закачку ВУС в затрубное пространство, которое также закрывают. Далее производят технологическую выдержку до стабилизации давления на устье скважины. После этого ведут закачку жидкости глушения в объеме скважины через затрубное пространство. При этом давление закачки ВУС определяют из условия

$$P_3 > P_{пл} - P_e + 2,3 \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \cdot \lg P_e, \quad (4)$$

где P_3 – давление закачки ВУС, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; P_e – гидростатическое давление столба закачиваемого ВУС, МПа; ρ_1 – плотность закачиваемого ВУС при нормальных условиях, кг/м³; ρ_2 – плотность газированного ВУС при нормальных условиях, кг/м³.

В качестве ВУС используют состав плотностью $\rho_1 = 1050$ кг/м³ со следующим соотношением компонентов, мас. %:

- Полиакриламид – 1.
- Конденсированная сульфит-спиртовая барда – 1,5.
- Бихромат натрия – 0,2.
- Вода остальное.

В описании изобретения к данному патенту не приводятся сведения о деблокировании применяемого состава жидкости глушения, о состоянии призабойной зоны продуктивного пласта после проведения ремонтных работ. Исходя из химического состава используемой жидкости глушения, для деблокирования пласта может быть проведена его кислотная обработка с целью разрушения образовавшегося геля.

В качестве жидкостей глушения широко используются пена, сырая нефть, метанол, дизельное топливо, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками вода. В качестве добавок используются хлористый калий (KCl), хлористый натрий (NaCl), хлористый кальций (CaCl₂), поташ (K₂CO₃). Из перечисленных добавок наиболее перспективным в части повышения естественной проницаемости пласта является поташ. Составы на основе поташа с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ) не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов. Кроме того, солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью, температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

Нефть и нефтеэмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению. По аналогичным и другим причинам не нашли распространения в качестве жидкостей глушения метанол и дизельное топливо.

Известны способы глушения когда в скважину через лубрикатор фонтанной арматуры доставляют на забой твёрдые стержни, изготовленные из метил целлюлозы. Растворитель в стержнях при попадании их в водную среду скважины вступают в реакцию с водой, при этом стержни распадаются на отдельные части и ускоряют их растворение, выделяя тепло и повышается температура среды, что обеспечивает ускорение процесса гелирования раствора в скважине.



Таким образом, обзор научно-технической литературы и имеющийся опыт временного блокирования продуктивных пластов скважин в процессе ремонтно-восстановительных работ показал, что наиболее перспективным в плане сохранения коллекторских свойств пластов после ремонта является использование гелеобразных составов, а также инвертных эмульсий и пенных систем (в том числе пеноэмульсий) с торфощелочным наполнителем в качестве жидкостей блокирования. Причем, наполнитель должен придавать пенообразующему составу свойство «обратного клапана»: выдерживать значительные давления при блокировании пласта и легко извлекаться из пласта при низких значениях депрессии.

Литература:

1. Поп Г.С. Технико-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / Г.С. Поп, В.М. Кучеровский, П.А. Гереш // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ИРЦ Газпром, 1995.
2. Гасумов Р.А. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях Аномально низких пластовых давлений / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, В.З. Минликаев // Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ИРЦ Газпром, 2004.
3. Пат. 2165007 Российская Федерация, МПК⁷ E21B 37/00. Способ очистки горизонтальной скважины от песчаной пробки в процессе капитального ремонта / Тагиров К.М., Гасумов Р.А., Серебряков Е.П., Минликаев В.З. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». – №99111003/03; заявл. 25.05.1999; опубл. 10.04.2001.
4. Lampkin Robert E. Влияние буровых жидкостей на продуктивность пласта // Нефте- и газодобывающая промышленность. Экспресс-информ / ВИНТИ. – М. – 1997. – № 11. – С. 15–17.
5. Солдатов А.М. Расчет высоконапорного жидкостно-газового эжектора для приготовления двухфазных смесей / А.М. Солдатов, А.И. Тимофеев, Н.В. Соколов // Нефтепромысловое дело. Бурение нефтяных и газовых скважин, добыча нефти: межвуз. сб. научн. тр. – Куйбышев, 1975. – Вып. 2. – С. 143–149.
6. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М. : Недра, 2002. – 333 с.
7. Патент 2480577 C1 RU Способ глушения газовой скважины. Дата подачи заявки: 08.11.2011. Опубликовано: 27.04.2013 Бюл. № 12.
8. Овчинников В.П. Жидкости и технологии глушения скважин : учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
9. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте : Автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Место защиты: С.-Петерб. гос. гор. ин-т им. Г.В. Плеханова. – Санкт-Петербург, 2008. – 130 с.: ил. РГБ ОД, 61 09-5/501.
10. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.

References:

1. Pop G.S. Technical and economic analysis of the effects of technological fluids on the bottomhole zone of reservoirs of gas-condensate deposits / G.S. Pop, V.M. Kucherovsky, P.A. Geresh // Review. inform. Ser. Development and operation of gas and gas condensate fields. – М. : IRTS Gazprom, 1995.
2. Gasumov R.A. Technology of cleaning the faces of gas wells in the fields of Western Siberia under conditions of abnormally low reservoir pressures / R.A. Gasumov, M.G. Geikhman, V.Z. Minlikayev // Overview. inform. Ser. Drilling of gas and gas condensate wells. – М. : IRTS Gazprom, 2004.
3. Pat. 2165007 Russian Federation, IPC7 E21B 37/00. Method of cleaning a horizontal well from a sand plug during overhaul / Tagirov K.M., Gasumov R.A., Serebryakov E.P., Minlikayev V.Z. [and etc.]; applicant and patent holder ОАО SevKavNIPIGaz. – № 99111003/03; claimed. 25.05.1999; publ. 10.04.2001.
4. Lampkin Robert E. Effect of drilling fluids on reservoir productivity // Oil and gas industry. Express-inform. VINITI. – М., 1997. – № 11. – P. 15–17.
5. Soldatov AM Calculation of a high-pressure liquid-gas ejector for the preparation of two-phase mixtures / A.M. Soldatov, A.I. Timofeev, N.V. Sokorev // Neftepromyslovoye delo. Drilling of oil and gas wells, oil production: inter-university. Sat. scientific. tr. – Kuibyshev, 1975. – Is. 2. – P. 143–149.
6. Amiyon V.A. Opening and development of oil and gas reservoirs / V.A. Amiyon, N.P. Vasilyeva. – М. : Nedra, 2002. – 333 p.
7. Patent 2480577 C1 RU Method of killing a gas well. Application submission date: 08.11.2011. Published: 04.27.2013 Bul. № 12.
8. Ovchinnikov V.P. Fluids and technology of jamming wells : Study Guide. – Tyumen : TyumGNGU, 2013. – 96 p.
9. Mardashov D.V. The Substantiation of technologies of regulation of filtrational characteristics of bottom-hole zone of chinks at underground repair : dissertation Author's abstract on scientific degree competition kand. tech. Sciences: 25.00.17. – Protection: St. Petersburg. state. mountains. Institute of G.V. Plekhanov. – St. Petersburg, 2008. – 130 p.: ill. RSL OD, 61 09-5 / 501.
10. Kleshchenko I.I. Theory and practice of repair and insulation works in oil and gas wells: textbook / I.I. Kleshchenko, G.P. Zozulya, A.K. Yagafarov. – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2010. – 344 p.



УДК 622.243.2

ОЦЕНКА ПРИМЕНЯЕМЫХ ИСКУССТВЕННЫХ ЗАБОЕВ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО НАПРАВЛЕНИЯ ИЗ НЕОБСАЖЕННОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ASSESSMENT ARTIFICIAL BOTTOMHOLES USED AT DRILLING OF A NEW DIRECTION OF AN UNCASSED WELL BORE

Еловых Павел Федорович

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

Нескоромных Вячеслав Васильевич

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

Аннотация. Приведены основные этапы проведения работ при осуществлении забуривания новых направлений с искусственного забоя. Сформулированы основные требования, предъявляемые к материалу искусственных забоев. Рассмотрены применяемые технологии по созданию искусственных забоев при осуществлении забуривания новых направлений из открытого ствола скважины. Рассмотрено взаимодействие породоразрушающего инструмента с горной породой и с материалом искусственного забоя при осуществлении забуривания нового ствола. Сформулировано дополнительное требование к применяемому материалу искусственного забоя и породоразрушающему инструменту, способствующее повышению эффективности операции по забуриванию нового ствола в твердых и крепких горных породах.

Ключевые слова: направленное бурение, фрезерующая способность долота, забуривание нового ствола, искривление скважины, наработка уступа, искусственный забой, цементный мост, открытый ствол, забуривание в твердых и крепких горных породах, породоразрушающий инструмент, механическая скорость бурения.

Elovykh Pavel Fedorovich

Postgraduate Student, Head of production and technology Department, Management of organization exploration in Eastern Siberia (Krasnoyarsk), LLC «Gazprom Geologorazvedka»
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

Annotation. The main stages of carrying out work in the implementation of drilling new directions from an artificial bottomhole. The main requirements for the material of artificial bottomholes are formulated. Considered are the technologies used to create artificial bottomholes in the process of drilling new directions from an open wellbore. The interaction of the drilling bits with the rock and the material of the artificial bottomhole during the drilling of a new trunk is considered. An additional requirement has been formulated for the applied material of the artificial bottomhole and the drilling bit, which contributes to the increase in the efficiency of the drilling operation of a new trunk in hard and strong rocks.

Keywords: directional drilling, the ability of the milling bit, the drilling the new hole, the curvature of the wells, drilling of the bench, the artificial bottomhole, cement artificial bottomhole, open hole, drilling in hard and strong rocks, drilling bits, mechanical speed of drilling.

При осуществлении строительства глубоких скважин на нефть и газ, в основном применяющиеся технологии и технические средства для забуривания нового бокового ствола скважины из необсаженного ствола, можно разделить на две группы:

- С применением стационарных клиновых отклонителей, устанавливаемых в необсаженном стволе скважины на опорный цементный мост либо на забой.
- С применением отклонителей непрерывного действия с искусственных забоев.

При осуществлении забуривания с применением стационарных клиньев, сам клин после установки остается в скважине, и высока вероятность нарушения его расположения при осуществлении дальнейшего бурения скважины, что может негативно сказаться на продолжении работ по бурению, возможна заклинка бурильной колонны, непрохождение места установки клина компоновкой. При осуществлении строительства скважин в удаленных от развитой инфраструктуры местностях со сложной логистической схемой, доставка стационарного клина и комплекса оборудования для забуривания нового ствола может занять довольно продолжительный период времени. В связи с вышеизложенным, данная технология забуривания в настоящее время применяется крайне редко.



Рассмотрим более подробно технику и технологию забуривания нового направления из необсаженного ствола скважины с применением отклонителей непрерывного действия. Условно, процесс забуривания дополнительного ствола скважины можно разделить на три основных этапа:

1. Создание искусственного забоя в месте предполагаемого забуривания нового ствола.
2. Образование уступа в стенке скважины – начальный период формирования направления дополнительного ствола скважины.
3. Формирование нового направления дополнительного ствола скважины – окончательный этап забуривания.

Особое и важное значение имеют первые два этапа, успешное и качественное выполнение которых практически гарантирует успех операции по забуриванию нового ствола скважины. После образования уступа на определенную ширину процесс формирования нового направления дополнительного ствола скважины практически мало чем отличается от обычного процесса искусственного искривления. Рассмотрим более подробно первый этап процесса забуривания связанный с созданием искусственного забоя.

Создание искусственного забоя

Одной из проблем забуривания дополнительных стволов скважин из необсаженных стволов является создание искусственных забоев высокой твердости, которая должна быть выше или близка к твердости горных пород, слагающих стенку скважины в интервале забуривания. К материалам, используемым для создания искусственного забоя предъявляются следующие требования:

- сформированный искусственный забой должен обладать высокой адгезией с породой, для исключения смещения искусственного забоя в процессе забуривания;
- материал искусственного забоя должен противостоять ударным и вибрационным нагрузкам;
- материал искусственного забоя должен обладать возможностью доставки, размещения и закрепления его в стволе скважины;
- сроки схватывания твердеющих смесей, должны обеспечивать набор необходимой твердости за минимальный промежуток времени;
- скорость разбуривания искусственного забоя должна быть ниже скорости бурения достигнутой при углублении в интервале забуривания нового ствола.

При забуривании дополнительного ствола в твердых и крепких породах данное требование довольно сложно выполнить, так как применяемые материалы для создания искусственных забоев не превышают, в лучшем случае VII–VIII категории по буримости [1], при применении в качестве материала искусственного забоя эпоксидных композиций, технология установки которых достаточно сложна, трудоемка, требует значительных затрат времени на установку и отверждение смеси и высокой квалификации исполнителей. Кроме этого, при забуривании нового направления ствола скважины задача усложняется вследствие чрезмерного увеличения действия отклоняющих сил со стороны стенки скважины, из которой забуривается ствол, и забоя нового ствола.

В настоящее время для создания искусственных забоев, необходимых для забуривания новых стволов в глубоких скважинах, в основном, используются цементные, цементно-песчаные, шлакопесчаные смеси на основе портландцемента и шлакового цемента. [2]. Проводятся исследования и усовершенствование цементных смесей, направленные на повышение прочностных и адгезионных характеристик образующего цементного камня. Коллективом авторов (Кузнецова О.Г., Фефелов Ю.В., Чугаева О.А. и др.) предложен тампонажный состав для установки зарезных опорных мостов [3]. Данный тампонажный состав отличается повышенной прочностью образующегося цементного камня при одновременном обеспечении прокачиваемости и достижении оптимальных сроков твердения при низком водоцементном соотношении. Пределы прочности данного цементного камня на изгиб/сжатие через 24 часа ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) составили: Предел прочности на изгиб – 4,3–7,6 МПа, Предел прочности на сжатие – 9,5–29 МПа. Тампонажный состав был разработан для установки цементных мостов в интервалах, сложенных известняками окского и верейского горизонтов, предел прочности при сжатии, полученный при испытании образцов керна которых, составил 18,9 МПа и 20,7 МПа, соответственно. Таким образом данный тампонажный состав также не решает проблемы забуривания в горных породах высокой категории твердости.

При осуществлении забуривания нового ствола скважины между собой взаимодействуют три компонента, это разбуриваемый искусственный забой, фрезеруемая горная порода, которой сложены стенки скважины (создание нового направления), и непосредственно породоразрушающий инструмент, применяемый для зарезания нового ствола скважины. Задача успешного забуривания зависит не только от применяемой компоновки, но и от физико-механических свойств горных пород и материала искусственного забоя. Таким образом, одной из задач создания благоприятных условий для забуривания нового ствола, можно считать повышение механической скорости фрезерования и углубления в горную породу (взаимодействие породоразрушающего инструмента и горной породы, слагающей стенки скважины), и одновременное снижение механической скорости разрушения и углубле-



ния по материалу искусственного забоя (взаимодействие породоразрушающего инструмента и материала искусственного забоя) [4, 5]. Этого можно достичь путем подбора этих трех компонентов таким образом, чтобы выполнялось данное условие. При осуществлении забуривания в горных породах, прочность которых меньше прочности цементного камня, данная задача решается путем установки цементного моста. Как показывает практика, в таких условиях успешность забуривания нового направления довольно высока. При забуривании с установленного цементного моста в интервале, сложенном крепкими и твердыми горными породами, напротив, успешность забуривания дополнительного ствола с установленного цементного моста снижается.

Для повышения прочностных характеристик искусственного забоя скважины известны следующие методы.

Использование кернавого материала при создании искусственного забоя путем его размещения в вязущем материале до отверждения последнего [4]. Куски керна, после выдавливания из контейнера занимают в скважине соосное положение и практически перекрывают сечение ствола. В этом случае удастся получить практически по всей площади сечения ствола забой высокой прочности. Данное решение может быть применено при равенстве (либо при превышении) прочностных характеристик используемого керна и горных пород, слагающих стенки скважины в интервале забуривания.

Создание искусственного забоя на поверхности [6] с увеличивающейся по глубине прочностью его материала (в начале забоя – цемент, в конце забоя – синтетические смолы). В качестве материалов для изготовления используются цемент и синтетические смолы, кроме того искусственный забой дополнительно армируется (например, сплав Д16Т). После формирования искусственного забоя осуществляется его установка в интервале забуривания нового направления путем спуска искусственного забоя оборудованного распорным узлом, на бурильных трубах, связанных с искусственным забоем резьбой левого направления. Затем в скважину спускают необходимую компоновку и производят забуривание бокового ствола скважины. Контроль забуривания дополнительного ствола скважины в данном способе, предусмотрено вести с помощью индикаторов различного цвета, заранее помещенных в материал искусственного забоя. Недостатком данного способа является большая трудоемкость при создании искусственного забоя на поверхности, а также необходимость подготовки ствола скважины для его спуска и установки в интервал забуривания нового ствола, требующие значительных производительных затрат времени.

И.П. Мельничуком и др. предложен бесклиновый способ забуривания дополнительного ствола скважины [7], заключающийся в установке искусственного моста из вязущих материалов (цементный раствор, синтетические или эпоксидные смолы) и интервале предполагаемого забуривания и в установке обратного клина (наклонная плоскость клина обращена к забою) непосредственно в вязущий материал до момента его отверждения. Материал клина изготавливается из легко разбуриваемого материала. Забуривание производят после отверждения вязущего материала. Отклонение происходит за счет разрушения легко разбуриваемого материала клина обычным буровым снарядом, а направление искривления задается наклонной поверхностью искусственного забоя из отвержденного вязущего материала, имеющего большую прочность чем материал клина.

При прочностных характеристиках материала искусственной пробки меньших, чем у горной породы, данная технология также не гарантирует успешности забуривания нового ствола. Данный технологический способ забуривания нового направления можно доработать. При применении в качестве погружаемого в вязущий материал обратного клина, например, ствола листового дерева длиной до 5 метров и диаметром на 5–10 мм меньшим, чем номинальный диаметр ствола скважины и использования в качестве породоразрушающего инструмента трехшарошечного долота для крепких пород типа ТЗ и ОК с агрессивным фрезерующим вооружением.

Для получения достоверных данных о скорости бурения при разбуривании деревянной пробки различными долотами был осуществлен следующий эксперимент. Опытное бурение осуществлялось на буровом стенде, который оборудован буровым станком СКБ-4 и буровым насосом НБ-3 с возможностью подачи очистного агента от 15 до 120 л/мин. Силовой агрегат станка имеет мощность 22 кВт, скорость вращения породоразрушающего инструмента 155-1600 об/мин. Буровой станок установлен на эстакаде высотой около 2 м. Под станком оборудован приямок для размещения деревянной заготовки длиной 0,7 метра, диаметром 250 мм и средств закрепления деревянной пробки.

Бурение деревянной пробки было осуществлено с применением в качестве промывочной жидкости воды. Режимы для бурения во всех опытах были одинаковые: осевая нагрузка $P_{oc} = 1000$ даН, частота вращения $\omega = 280$ мин⁻¹, расход промывочной жидкости $Q = 120$ л/мин. В процессе бурения фиксировалось время бурения интервала с помощью секундомера и параллельно велась фиксация механической скорости проходки. В результате эксперимента были получены достоверные данные о механической скорости бурения различными долотами по деревянной пробке. Результаты проведенного опыта представлены в таблице 1.



Таблица 1 – Результаты замера механической скорости при бурении деревянной пробки

№ п/п	Применяемое долото	Осевая нагрузка, даН	Частота вращения, мин ⁻¹	Расход промывочной жидкости, л/мин	Механическая скорость, м/ч
1	3-х шарошечное долото 59 мм с вооружением типа К	1000	280	120	1,1
2	Алмазное долото 59 мм, АДН	1000	280	120	0,9

Механическая скорость, достигнутая при опытном бурении деревянной пробки, соответствует оптимальным значениям скорости бурения при осуществлении забуривания нового ствола [8]. Данный опыт показывает, что при использовании деревянной пробки в качестве искусственного забоя и трехшарошечного долота с вооружением типа К или алмазного долота, в качестве зарезного инструмента, при забуривании нового направления, за счет несоответствия характера разрушения производимого данными долотами (дробяще-скалывающий тип разрушения для трехшарошечного долота и раздавливание, скалывание для алмазного) и материала искусственного забоя (вертикальная волокнистость и пластичность ствола дерева не поддается скалыванию, дроблению и раздавливанию), получится добиться отклонения от деревянной пробки и зарезания в стенку скважины породоразрушающего инструмента.

В качестве такого заполнителя отверждаемой смеси искусственного забоя можно рассмотреть и другие материалы (резина, пластик, стеклопластик, алюминий и др.). Главной их характеристикой должно быть несоответствие по характеру разрушения применяемому породоразрушающему инструменту. Данное техническое решение позволит значительно повысить успешность проведения операции по забуриванию нового ствола скважины с искусственного забоя в необсаженном стволе скважины.

Таким образом, для создания идеальных условий при забуривании нового направления необходимо стремиться к повышению механической скорости фрезерования горной породы ($V_{фр}$) и к снижению скорости бурения ($V_б$) по материалу искусственного забоя.

$$(V_б \rightarrow \min; V_{фр} \rightarrow \max).$$

Данные условия можно создать путем более пристального рассмотрения применяемого материала для создания искусственного забоя и применяемого при забуривании породоразрушающего инструмента (зарезное долото). При создании условий, во время проведения забуривания нового направления, которые будут способствовать снижению механической скорости по разрушению материала искусственного забоя и ее повышению при фрезеровании горной породы слагающей стенки скважины, можно значительно повысить результативность проведения работ по зарезанию нового ствола скважины.

Имеющиеся технологии по созданию искусственных забоев, предназначенных для проведения работ по забуриванию с них новых направлений из открытого ствола скважины, приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Применяемые искусственные забои для осуществления забуривания нового направления из открытого ствола скважины

№ п/п	Наименование	Технология изготовления	Комментарии
1	2	3	4
1	Цементный мост	Установка в заданном интервале цементного раствора на равновесии через подвеску труб, подъем труб и ожидание затвердевания цемента.	Для осуществления забуривания новых направлений в породах до V категории по буримости. Существуют специальные тампонажные составы для осуществления забуривания в горных породах до VII категории.
2	Искусственный забой из композиции эпоксидных смол	Установка в стволе скважины пробки, приготовление на поверхности отверждаемого состава, доставка и размещение его до пробки в контейнере на трубах, затвердевание состава.	Для осуществления забуривания нового направления в горных породах до VIII категории по буримости. Трудоемкий процесс требующий высокой квалификации исполнителей.
3	Искусственный забой с увеличивающейся прочностью от его начала до окончания	Изготавливается на поверхности путем заливки сначала более прочных компонентов затем менее прочных. Доставляется в скважину на бурильных трубах с распорным устройством для закрепления в требуемом интервале.	Предназначен для осуществления забуривания в горных породах от IV до VIII категории по буримости. Трудоемкий процесс при его создании. Устанавливается в неразработанном интервале ствола скважины для более надежного закрепления.



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
4	Искусственный забой состоящий из горной породы	Установка в стволе скважины пробки, приготовление на поверхности контейнера с керновым материалом, доставка и размещение его до пробки в контейнере на трубах.	Подходит для осуществления забуривания при прочностных характеристиках кернового материала превосходящих прочностные характеристики слагающих горных пород в интервале зарезания.
5	Искусственный забой, учитывающий несоответствие характера разрушения материала искусственного забоя и применяемого породоразрушающего инструмента для забуривания.	Изготавливается на поверхности из такого материала, который будет не соответствовать характеру воздействия породоразрушающего инструмента при осуществлении забуривания. В скважине устанавливается пробка, выше устанавливается отверждаемая смесь. Искусственный забой доставляется в скважину на трубах и размещается в отверждаемой смеси до окончания сроков затвердевания.	При подборе материала искусственного забоя и резного инструмента, можно обеспечить забуривание нового ствола в горных породах любой категории.

К искусственному забую, учитывающему несоответствие характера разрушения его материала и характер разрушения горных пород применяемого породоразрушающего инструмента, можно предъявить следующие дополнительные требования:

Материал искусственного забоя необходимо подобрать таким образом, чтобы выполнялось следующее требование: $V_{фр} / V_б > 1$; т.е. механическая скорость бурения материала искусственного забоя должна быть меньше механической скорости фрезерования стенки скважины.

Искусственный забой должен быть устойчиво закреплен в стволе скважины (предварительная установка пробки, цементного моста или установка искусственного забоя с распорным устройством в номинальном стволе скважины).

Материал искусственного забоя при взаимодействии с забурочным инструментом не должен способствовать разрушению либо нарушению целостности последнего.

Таким образом, для повышения результативности проведения работ по забуриванию новых стволов из не обсаженного ствола скважины с опорой на искусственный забой, можно сформулировать следующее положение: Искусственный забой применяемый для забуривания нового направления в породах высокой твердости и применяемый породоразрушающий инструмент для зарезания, должны быть подобраны таким образом, что бы характер разрушения искусственного забоя, не соответствовал реализуемому характеру разрушения породоразрушающим инструментом и обеспечивал выполнение условия: $V_{фр} / V_б > 1$, при отсутствии нарушения целостности породоразрушающего инструмента во время разрушения материала искусственного забоя.

Литература:

1. Страбыкин И.Н. Инструкция по технологии создания искусственных мостов и забуривания с них дополнительных стволов. МГ РСФСР, 1984. – 18 с.
2. Халил Хамад Ахмад, Мамедтагизаде М.А. Повышение качества цементного моста для резки боковых стволов в твердых породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 15–17.
3. Тампонажный состав для установки резных опорных мостов. Пат. 2434923 С1 RU / Кузнецова О.Г., Фефелов Ю.В., Чугаева О.А. и др. 2010108479/03; заявлено 09.03.2010; опубликовано 27.11.2011, 5 с.
4. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев. – М. : «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин : учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-М», 2015. – 336 с.
6. Способ создания направления для бурового снаряда в скважине. Авторское свидетельство 1280104 А1/ Бергштейн О.Ю., Великосельский М.А., Ворожбитов М.И. и др. 3818347/22-03; заявлено 30.11.1984; опубликовано 30.12.1986, 3 с.
7. Способ создания направления в скважине. Авторское свидетельство 956728 / Мельничук И.П., Данилин А.К., Минашкин В.Г. 3211967/22-03; заявлено 28.10.1980; опубликовано 07.09.1982, 3 с.
8. Нескоромных В.В., Елисеев А.Д., Гринчук А.В., Надеяев А.А. Совершенствование технологии забуривания дополнительных стволов скважин в твердых и очень твердых горных породах отклонителями непрерывного действия // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2009. – Т. 34. – № 1. – С. 154–159.

**References:**

1. Strabykin I.N. Instruction on the technology of creating artificial bottomhole and drilling additional trunks from them. MG of the RSFSR, 1984. – 18 p.
2. Kh. H. Ahmad, Mamedtagizade M.A. Improvement of the cement bridge quality while drilling of horizontal holes in hard rocks // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2013. – № 6. – P. 15–17.
3. A plugging compound for the installation of rifled support bridges. Pat. 2434923 C1 RU / Kuznetsova O.G., Felov Yu.V., Chugaeva O.A. and others. 2010108479/03; stated on 09.03.2010; published on November 27, 2011, 5 p.
4. Neskromnykh V.V. Methods and technical means without wedge collaring of additional trunks wells with artificial bottomholes. – M. : Geoinformmark, 1993. – 55 p.
5. Neskromnykh V.V. The destruction of rocks during drilling : the manual. – M : Infra-M Publishing House, 2015. – 336 p.
6. A method for creating a direction for a drilling tool in a well. Author's certificate 1280104 A1 / Bergshtein O.Yu., Velikoselsky M.A., Vorozhbitov M.I. and others 3818347 / 22-03; declared on 30.11.1984; published on 30.12.1986, 3 p.
7. A method for creating a direction in a well. Author's certificate 956728 / Melnichuk I.P., Danilin A.K., Minashkin V.G. 3211967 / 22-03; declared on 10/28/1980; published on September 7, 1982, 3 p.
8. Neskromnykh V.V., Eliseev A.D., Grinchuk A.V., Nadelyaev A.A. Perfecting of technologies of a collaring of padding trunks of chinks in solid and adamantine rocks deflecting tools continung ously working // Izvestiya of the Siberian Branch of the Section on Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits. – 2009. – V. 34. – № 1. – P. 154–159.



УДК 622

ВОЗДЕЙСТВИЕ КРЕМНИЕВЫХ ДОБАВОК НА КОРРОЗИЮ МЕТАЛЛА**EFFECT OF SILICON ADDITIVES ON CORROSION OF METAL****Загидуллин Юлай Ильдарович**

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
yulaika94@mail.ru

Тептерева Галина Алексеевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры бурения,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
teptereva.tga@yandex.ru

Аннотация. Проводилось исследование влияния кремнийсодержащих добавок на степень защиты и скорости коррозии металла.

Ключевые слова: коррозия, силикаты, металл, ингибитор, магний, натрий.

Zagidullin Yulay Ildarovich

Student,
Ufa state petroleum technical University
yulaika94@mail.ru

Teptereva Galina Alekseevna

Candidate of Chemistry, Associate Professor,
Associate Professor of
the Drilling Department,
Ufa state petroleum technical University
teptereva.tga@yandex.ru

Annotation. The influence of silicon-containing additives on the degree of protection and corrosion rate of metal is studied.

Keywords: corrosion, silicates, metal, inhibitor, magnesium, sodium.

Коррозия металла бурового оборудования под действием растворов промывочных жидкостей является одной из основных причин снижения эффективности и скорости бурения. При бурении турбобуром, из-за коррозионной активности бурового раствора, происходит износ проточной части рабочих ступеней, а при роторном бурении снижается прочность бурильных труб из-за усталостного разрушения [1, 4, 7]. Коррозионная активность напрямую зависит от состава бурового раствора. В настоящее время в основном используются следующие виды промывочных жидкостей: глинистые растворы, азрированные промывочные жидкости, РУО, эмульсионные растворы, гидrogели и т.д.

В результате коррозии металлов происходит электрохимическое или химическое взаимодействие поверхности металла со средой промывочных жидкостей. Существуют различные виды коррозионного воздействия: химическая коррозия, электрохимическая коррозия, газовая коррозия, атмосферная коррозия и т.д. При электрохимической коррозии происходит снижение свободной энергии системы. Большое значение свободной энергии говорит о невозможности протекания реакции коррозионного разрушения металла и происходит восстановление продуктов реакции до первоначального состояния, а если значение свободной энергии не велико, то происходит разрушение металла под действием коррозии высокую термодинамическую устойчивость продуктов коррозии [1, 2, 3].

Коррозионная активность бурового раствора повышается при попадании в него такого агента, как сероводорода, при разбурировании сероводородсодержащих пластов. Причиной разрушения стального оборудования в присутствии этого газа является либо коррозионное растрескивание под напряжением, либо водородное охрупчивание, либо комплексное их слияние. Так же, скорость коррозионного разрушения металлов под действием сероводорода ускоряется в присутствии такого газа как кислород [1, 4, 8].

При воздействии сероводорода происходит повреждения оборудования из-за электрохимической коррозии водородного охрупчивания. Растворяясь в воде, он диссоциирует как слабая кислота на ионы. В зависимости от величины концентрации ионов водорода равновесие реакции может сдвигаться.

В нейтральных и щелочных средах, содержится больше всего ионов гидросульфидов, а в кислых – молекулярный сероводород, а в сильнощелочных электролитах появляются ионы сульфидов в небольших количествах.

Многие нефтегазовые месторождения содержат пласты с сероводородом. Он обладает хорошей растворимостью в воде, что в итоге приводит к уменьшению величины концентрации водородных ионов водной фазы в продукции скважины, из-за чего основная часть абсорбируется водной и углеводородной фазами и находится не в молекулярной форме.

Эффективным средством для борьбы с коррозией являются специальные добавки – ингибиторы. Их применение обусловлено тем, что буровое оборудование и сооружения, произведенные в основном из конструкционных углеродистых сталей, эксплуатируются в условиях агрессивных коррозионных сред. Ингибиторы коррозии продлевают ресурс работы оборудования, при невысоких капитальных затратах, поэтому они нашли широкое применение в нефтегазодобывающей отрасли. Со-



став ингибиторов широко варьируется по химическим свойствам. Одними из таких реагентов являются силикаты щелочных металлов (натрия и калия) которые используются в современной нефтяной промышленности в качестве добавок к буровому раствору, повышающие коррозионную стойкость металлов [1, 4, 5, 9].

В этой связи, целью исследования являлось изучение ингибирующей способности неорганических ингибиторов – силикатов магния и натрия

Изучение защитной (ингибирующей) способности композиционной добавки проводились весовым методом. В этом случае глубина коррозии, прямо пропорциональна изменению массы испытуемого образца, которая в свою очередь обратно пропорциональна степени защиты образца. Эта зависимость лежит в основе весового метода.

Исследовалось влияние концентрация силикатов натрия и магния на степень защиты и скорость коррозии металла в безглинистом и глинистом буровом растворе

Таблица 1 – Рецептуры растворов

Рецептура глинистого раствора	Рецептура безглинистого раствора
Вода + NaOH(0,1 %) + Na ₂ CO ₃ (0,2 %) + бентонит(3 %) + ксантановая смола(0,2 %) + ЛСТ(3 %) + ПАЦ(0,4 %)+ бактр.(0,2 %)	Вода + NaOH(0,1 %) + Na ₂ CO ₃ (0,2 %) + бентонит(3 %) + ксантановая смола(0,2 %) + ЛСТ(3 %) + ПАЦ(0,4 %) + бактр.(0,2 %)

Результаты определения защитной способности опытных образцов весового метода представлены на рисунке 1 и на рисунке 2.

Наибольшим защитным действием характеризуется добавка Na₂SiO₃ в безглинистый раствор, при концентрации 3 %масс происходит увеличение защитной способности раствора на 20 %, далее при увеличении концентрации происходит снижение степени защиты ингибитора.

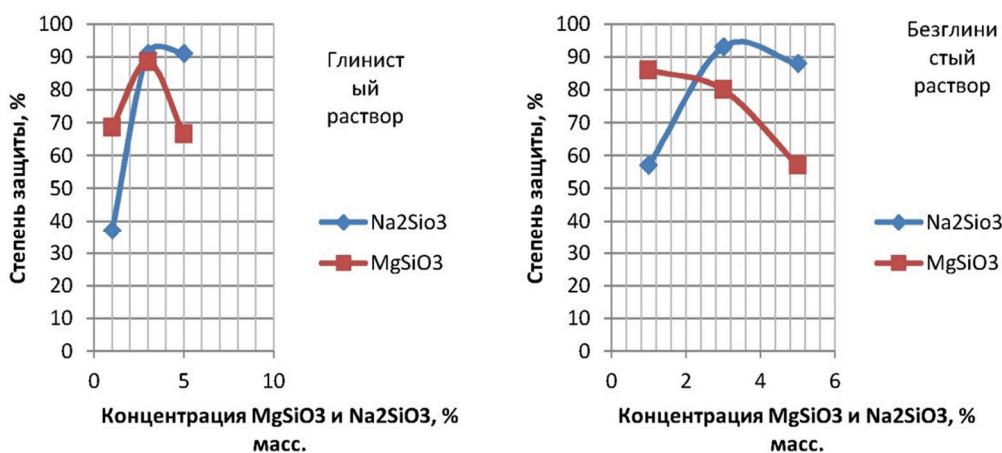


Рисунок 1 – Зависимость степени защиты от концентрации Na₂SiO₃ и MgSiO₃ в глинистом и безглинистом буровом растворе

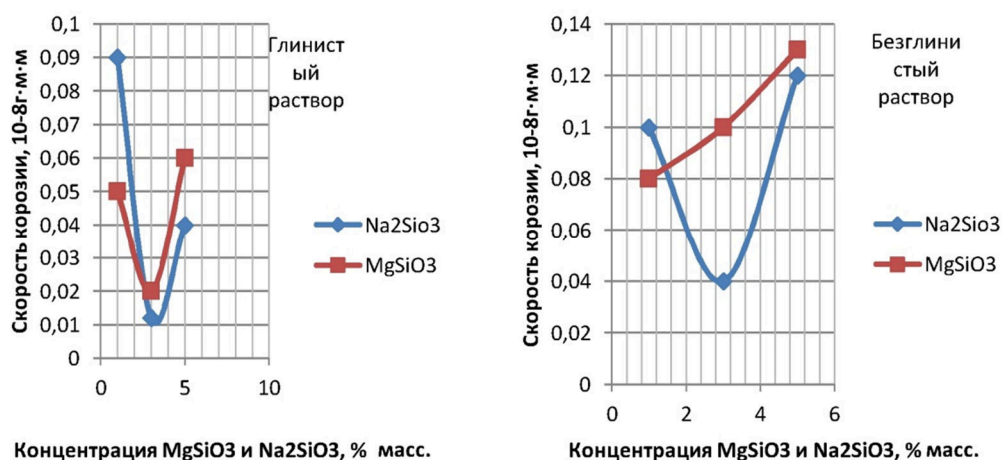


Рисунок 2 – Зависимость скорости коррозии от концентрации Na₂SiO₃иMgSiO₃ в глинистом и безглинистом буровом растворе



Для скорости коррозии наблюдается аналогичная зависимость, происходит уменьшение скорости коррозии при увеличении концентрации ингибитора, при достижении концентрации 3 % скорость коррозии снижается на 60 %, при увеличении концентрации скорость коррозии начинает расти.

Таким образом, добавки силикатов натрия и магния в буровой раствор повышают коррозионную устойчивость бурового оборудования, что может благоприятно сказаться при бурении соляных толщ или сероводородной агрессии.

Литература:

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М. :Недра,1972.– 392 с.
2. Ребиндер П.А. Исследование по физико-химии технических суспензий. Сборник экспериментальных работ: ОНТИ, 1933.
3. Ребиндер П.А. Исследования в области прикладной физико-химии поверхностных явлений: ОНТИ, 1936.
4. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург : Изд-во Летопись, 2005. – 664 с.
5. Тептерева Г.А. Совершенствование способа получения хромлигносульфонатных буровых реагентов : монография / Г.А.Тептерева, А.Д. Бадикова, И.Н.Куляшова, и др. – Уфа : БашГУ, 2014. – 132 с.
6. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – В 5 т. / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 546 с.
7. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М. : Недра,1985. – 124 с.
8. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М. : Недра,1973. – 303 с.
9. Султанов Б.Д., Логинова М.Е. Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов // Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации». – 2017. – № 12(24). – С. 222–226.

References:

1. Kister E.G. Chemical processing of boring solutions. – М. : Nedra, 1972. – 392 p.
2. Rehbindler P.A. Research on fiziko-chemistry of technical suspensions. Collection of experimental works: ONTI, 1933.
3. Rehbindler P.A. Researches in the field of applied fiziko-chemistry of the poverkhnosty phenomena: ONTI, 1936.
4. Ryazanov Ya.A. The encyclopedia on boring solutions. – Orenburg : Publishing house Chronicle, 2005. – 664 p.
5. Teptereva G.A. Improvement of a way of receiving hromlignosulfonatny boring reagents : monograph / G.A. Teptereva, A.D. Badikova, I.N. Kulyashova, etc. – Ufa : БашГУ, 2014. – 132 p.
6. Technology of drilling oil и газовых скважин: the textbook for students of higher education institutions. – In 5 v. / under a general edition of V.P. Ovchinnikov. – Tyumen : TSOGU, 2014. – 546 p.
7. Gray J.R., Darli G.S. Sostav and properties of boring agents (flushing liquids). – М. : Nedra, 1985. – 124 p.
8. Paus K.F. Boring solutions. – М. : Nedra, 1973. – 303 p.
9. Sultans B.D., Loginov M.E. Influence of additives on rheological properties of boring and grouting solutions // International scientific and technical magazine «Theory. Practice. Innovations». – 2017. – № 12(24). – P. 222–226.



УДК 550.8.05

ТЕЛЕСИСТЕМА ДЛЯ НАВИГАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОВОДКИ НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С БЕСКАБЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

TELEMETRY SYSTEM FOR NAVIGATIONAL SUPPORT OF DRILLING OF DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS WITH WIRELESS ELECTROMAGNETIC COMMUNICATION CHANNEL

Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, профессор,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Урбанович Валерий Станиславович

кандидат технических наук, доцент,
Удмуртский государственный университет

Глазырин Даниил Дмитриевич

магистр,
Удмуртский государственный университет

Аннотация. Аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная BTS-172, предназначена для измерений зенитных углов, азимутов скважин и углов установки отклонителя бура в процессе оперативного управления траекторией бурения скважин. Область применения – бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Принцип действия аппаратуры BTS-172 основан на передаче по бескабельному электромагнитному каналу связи измерительной информации от скважинного прибора на поверхность в наземное приемное устройство УПМ. В качестве чувствительных элементов преобразователя для измерения азимута применяются магнитометры, а для измерения зенитного угла и угла установки отклонителя – акселерометры. Скважинный прибор в составе компоновки бурильной колонны спускается на забой и имеет два режима измерения: «в динамике» и «в статике».

Ключевые слова: бескабельная, телеметрическая скважинная аппаратура, бурение, наклонно-направленные, горизонтальные, скважины.

Ivanova Tatyana Nikolaevna

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Udmurt state university
rsg078829@mail.ru

Urbanovich Valery Stanislavovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Udmurt state university

Glazyrin Daniil Dmitrievich

Master,
Udmurt state university

Annotation. Wireless telemetry well equipment BTS-172 is designed for measurements of zenith angles, well azimuths and whipstock setting angles in the process of operational management of the trajectory of well drilling. Application area includes drilling of directional and horizontal wells. Operating principle of equipment BTS-172 is based on transmission of measurement information from downhole tool to the ground-based receiver through wireless electromagnetic communication channel. Magnetometers are used as sensing elements of converter for azimuth measurements, while accelerometers are employed to measure zenith angle and whipstock setting angle. The downhole tool is lowered to the bottom of the well as a component of the drilling string assembly. It has two measurement modes: «in dynamics» and «in static».

Keywords: wireless, telemetry well equipment, drilling, directional, horizontal, wells.

Аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная предназначена для оперативного управления траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин в процессе роторного бурения и бурения гидравлическими забойными двигателями с использованием для передачи информации электромагнитного беспроводного канала связи.

При работе следует руководствоваться следующими определениями и обозначениями (рис. 1), принятыми в геофизике [1–3]:

- Меридианальная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через магнитный меридиан.
- Апсидальная плоскость – плоскость, проходящая через вертикаль и касательную к оси скважины в точке проведения измерений.
- Плоскость действия отклонителя – плоскость, проходящая через ось бурильной колонны до отклонителя и ось бурильной колонны после отклонителя.
- Реперная ось отклонителя – перпендикуляр к его оси, проходящий через метку, нанесенную на корпус отклонителя.
- Метка «0» инклинометра – метка, нанесенная на верхней образующей горизонтально расположенного инклинометра при нулевом показании «ОТКЛОНИТЕЛЬ» на дисплее компьютера.

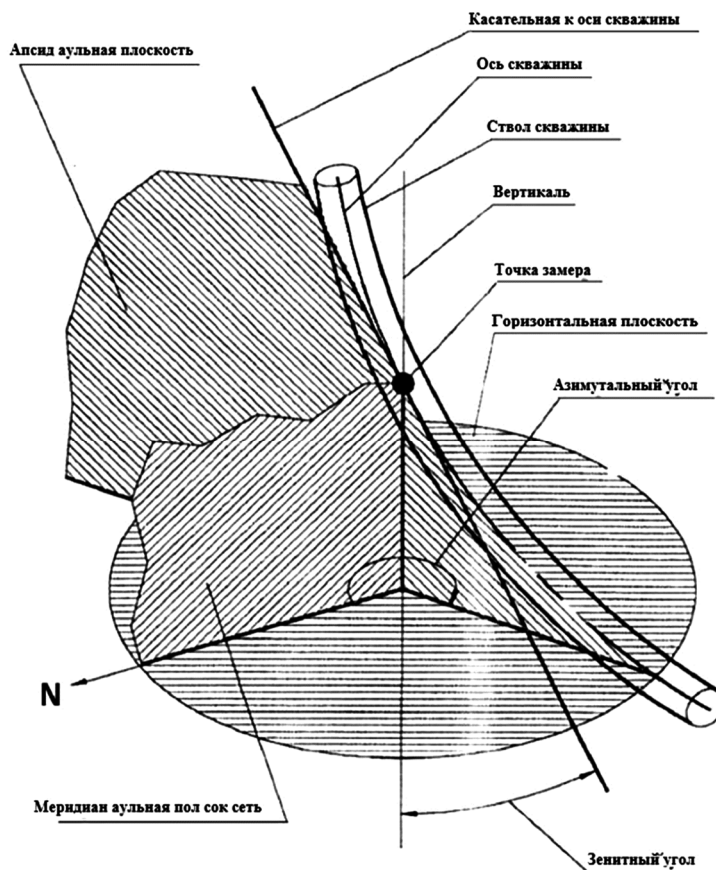


Рисунок 1 – Типовые обозначения

- Реперная ось инклинометра – перпендикуляр к оси инклинометра, проходящий через метку «0».
- Z – зенитный угол в градусах, определяемый как угол между касательной к оси скважины в точке проведения измерений и вертикалью (зенитный угол равен нулю при вертикальной касательной и 90о при горизонтальной касательной).
- y – географическая широта точки измерения.

Аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная БТС-172, предназначена для измерений зенитных углов, азимутов скважин и углов установки отклонителя бура в процессе оперативного управления траекторией бурения скважин. Область применения – бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Принцип действия аппаратуры БТС-172 основан на передаче по бескабельному электромагнитному каналу связи измерительной информации от скважинного прибора на поверхность в наземное приемное устройство УПМ (рис. 2).

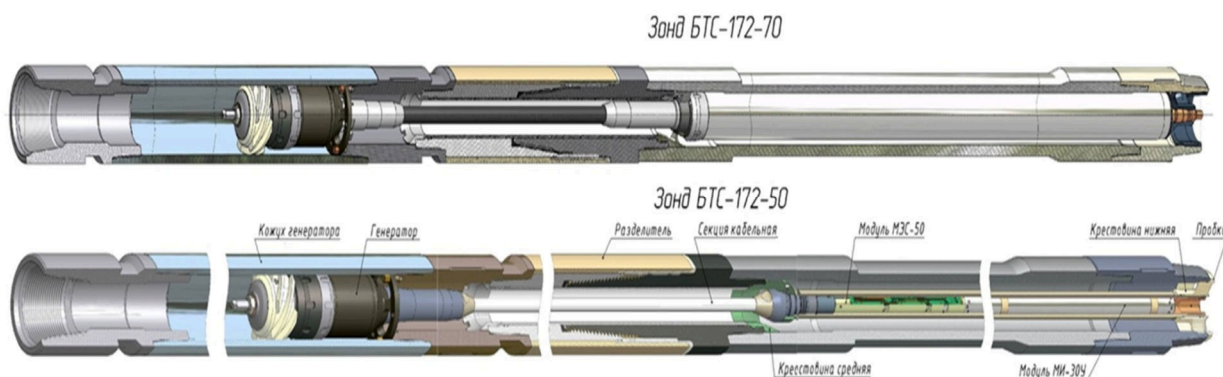


Рисунок 2 – Телесистема БТС-172

Скважинный прибор включает в себя электрический разделитель, генератор, немагнитный удлинитель и модуль электронный скважинный, содержащий электронный измерительный блок с первичными преобразователями – магнитный инклинометр и электронный передающий блок. Для измерения азимута, зенитного угла скважины и углов установки отклонителя инклинометр использует магнитное и гравитаци-



онное поле Земли. В качестве чувствительных элементов преобразователя для измерения азимута применяются магнитометры (измерительные интегральные микросхемы с магниточувствительными элементами, сопротивление которых меняется под воздействием магнитного поля), а для измерения зенитного угла и угла установки отклонителя – акселерометры (измерительные интегральные микросхемы с поликремниевой пластиной, механически соединенной с подложкой при помощи упругих элементов подвеса и способной перемещаться под действием ускорения).

Скважинный прибор в составе компоновки бурильной колонны спускается на забой. При включении циркуляции прибор непрерывно проводит измерение инклинометрических параметров: зенитного угла, азимута и отклонителя. Результаты вычислений передаются на поверхность по электромагнитному каналу связи. Принцип действия канала связи поясняется на рисунке 3. При подаче напряжения между верхней (1) и нижней (2) частями буровой колонны, разделенных диэлектрической вставкой (4), возникают токи рассеяния, текущие по породе и замыкающиеся на верхнюю часть колонны. Часть тока течет по поверхности, что можно обнаружить, подключив вход приемника к буровой (5) и к приемной антенне (6), расположенной на расстоянии 40–160 м от буровой. Сигнал поступает на вход приемного устройства, дешифрируется, оцифровывается и передается в персональный компьютер. Оператор на основании полученных инклинометрических данных управляет работой буровой бригады, обеспечивая проводку скважины в соответствии с проектом.

Прибор скважинный представляет собой сборку трубных элементов: нижний немагнитный удлинитель; зонд; верхний немагнитный удлинитель; переходной переводник. В свою очередь зонд скважинного прибора также является сборкой трубных элементов, разделителя и корпуса зонда или кожуха генератора (типоразмер 172), свинченных между собой с помощью резьбы, внутри которых размещены фильтр, генератор и электронный скважинный модуль – МЭС-50 ЭМ, установленный в защитном кожухе и закрытый пробкой МЭС. Для примера изображен зонд АБТС-ЭМ-172-3-Т (рис. 4).

Немагнитные удлинители представляют собой трубы из немагнитного сплава (вариант исполнения «Т» – с переводниками по концам) и предназначены для удаления МЭС от бурильных труб. Это позволяет существенно уменьшить ошибку определения магнитного азимута, вызванную влиянием буровой колонны.

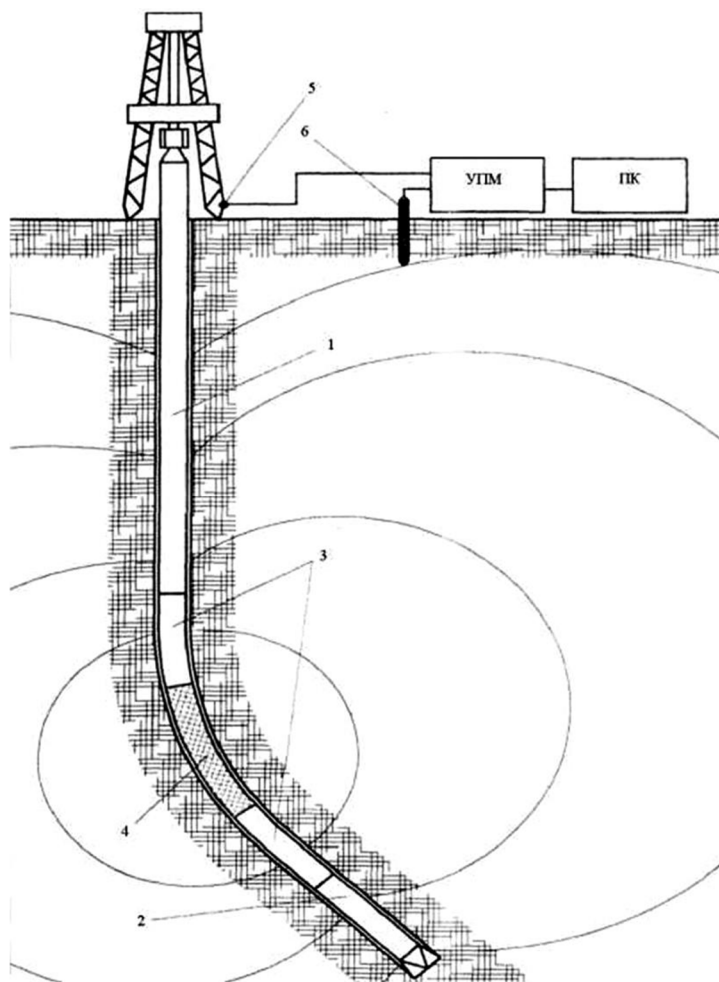


Рисунок 3 – Принцип передачи сигнала телесистемой БТС-172: 1 – верх буровой колонны; 2 – низ буровой колонны; 3 – прибор скважинный; 4 – диэлектрическая вставка; 5, 6 – точки подключения антенн



Разделитель предназначен для электрического разобщения верхней и нижней частей бурильной колонны. Разделитель представляет собой сборку труб из немагнитного сплава, собранных с применением резьбы. Одно из резьбовых соединений выполнено с применением диэлектрической прокладки.

Фильтр предназначен для очистки бурового раствора от мусора, наличие которого в промывочной жидкости может привести к повреждению телесистемы.

Генератор предназначен для выработки электроэнергии для питания модуля электронного скважинного. Представляет собой трехфазный источник питания переменного тока, маслонаполненного типа. Выработка электроэнергии происходит за счет преобразования энергии потока промывочной жидкости. Генератор ГМ-70-2 представляет собой электрическую машину обращенной конструкции закрытого типа на подшипниках качения с торцевыми уплотнениями (рис. 5). Маркировка генераторов: ГМ-70-2 – где ГМ – генератор маслонаполненный; 70 – номинальный диаметр, мм; 2 – номер варианта конструктивного исполнения.

Модуль электронный скважинный (МЭС) предназначен для определения инклинометрических параметров бурения (зенитного угла, магнитного азимута, угла отклонителя – магнитного и гравитационного), уровня естественного гамма излучения, технологических параметров (вибрация, обороты генератора, температура) и передачи информации о выбранных параметрах на поверхность. Внутри кожуха МЭС модуль электронный скважинный МЭС-50ЭМ фиксируется и герметизируется пробкой МЭС.

Наземное оборудование состоит из приемного устройства УПМ, переговорного устройства ПУ, персонального компьютера с установленным программным обеспечением и др.

Сигнал от скважинного прибора улавливается на поверхности антенной и подается на вход УПМ. Уровень сигнала на входе может изменяться от единиц вольт (на малых глубинах) до десятков микровольт (на максимальных глубинах бурения). Оцифрованный сигнал передается по цифровому интерфейсу в ПК.

Переговорное устройство ПУ обеспечивает двустороннюю громкую связь между оператором телеметрической системы и технологом на буровой.

Телесистема имеет два основных режима измерения, которые условно называются «в динамике» и «в статике». Замеры «в динамике» производятся непрерывно во время работы генератора телесистемы, т.е. во время работы буровых насосов. Данные о замерах непрерывно передаются на поверхность, что позволяет проводить направленное бурение. Во время бурения телесистема подвергается значительной вибрации и вращению вокруг своей оси, что приводит к большим колебаниям значений измеряемых инклинометрических параметров – зенита, азимута и отклонителя. Для уменьшения воздействия вибрации данные измерений осредняются. Времена осреднений подобраны так, чтобы от одной передачи на поверхность значений измеряемого параметра до другой происходило не менее одного цикла осреднений. Таким образом, чем меньше частота передачи, тем больше время осреднения и тем меньше может быть разброс параметров.



Рисунок 4 – Зонд АБТС-ЭМ-172-3-Т

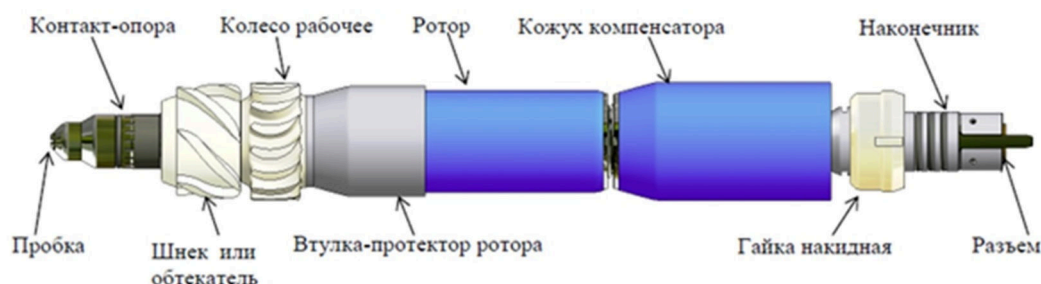


Рисунок 5 – Генератор ГМ-70-2

Достоверные значения зенитного угла и азимута будут только в том случае, если положение отклонителя во время замера не изменялось, и это справедливо даже для малых уровней вибрации. При бурении ротором инклинометрические измерения будут некорректны. Замер «в статике» выполняется при остановке насосов не менее чем на 45 секунд. Инклиномет-



рические параметры замеряются три раза в конце этого интервала. Необходимо обеспечить неподвижность компоновки на время проведения «статических замеров», так как время осреднения при их проведении мало. Через 35 секунд после останова насосов на протяжении десяти секунд движение колонны недопустимо. Здесь следует учитывать, во-первых, время выбега насосов при их останове, а также время выбега генератора. Эти временные интервалы зависят от типа и предыдущего режима работы буровых насосов, от применяемого в телесистеме генератора и других параметров и определяются опытным путём. Электроника прибора начинает отсчитывать время статического замера после значительного падения оборотов генератора телесистемы (ниже рабочего диапазона). Как правило, после отрыва от забоя и выключения насосов, при обычной операции наращивания, времени достаточно. На практике пауза в работе насосов составляет 60 секунд. Так же иногда может потребоваться сделать паузу между отрывом от забоя (движением колонны) и до выключения насосов, с тем, чтобы затухли колебания колонны. Во-вторых, необходимо помнить, что при отрыве от забоя, колонна обычно раскручивается в сторону вращения долота (колонна закручивается во время бурения под действием реактивного момента). При этом отклонитель может совершить несколько оборотов, и никогда не будет совпадать с последним отклонителем динамического замера. Кроме того, при подъёме колонны даже на метр от забоя может измениться положение телесистемы относительно центра скважины (в случае «кривой компоновки» с использованием кривого переводника), что приведёт к некоторому небольшому изменению значения зенитного угла. **В любом случае, при «кривой компоновке» наблюдается зависимость зенитного угла и азимута от положения отклонителя. Это не погрешность самой телесистемы. Влияние возникает из-за разницы в направлении оси скважины и оси телесистемы.**

Выходные сигналы с первичных преобразователей подвергаются оцифровке и производится расчет значений зенитного угла, азимута и углового положения отклонителя. Полученные данные преобразуются в последовательный помехоустойчивый код, управляющий передающим блоком скважинного модуля. Сигнал, принятый на поверхности наземным приемным устройством УПМ, усиливается и передается на персональный компьютер для дальнейшей обработки специально разработанной программой.

Литератур:

1. Климов В.В. Геофизические исследования скважин : учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
2. Булатов А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебно-методическое пособие / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 674 с.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Klimov V.V. Geophysical surveys of wells: manual / V.V. Klimov, A.V. Shostak; FGBOU VPO «KUBGTU». – Krasnodar : Publishing house – South, 2014. – 220 p.
2. Bulatov A.I. Drilling of oil and gas wells: educational and methodical grant / A.I. Bulatov, S.V. Dolgov. – Krasnodar : Publishing house – South, 2015. – 674 p.
3. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells : monograph / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.



УДК 622.276.5.05

РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ И ИЗОЛЯЦИЯ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ ПРИ ПОМОЩИ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ПАКЕРОВ

SEGREGATION OF LAYERS AND ISOLATION OF CROSSFLOWS BETWEEN LAYERS BY MEANS OF WATER-SWELLABLE PACKERS

Исаев Анатолий Андреевич

кандидат технических наук,
ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы,
ООО УК «Шешмаойл»
isaeff-oil@yandex.ru

Малыхин Владимир Иванович

главный специалист по инновационной деятельности,
ООО УК «Шешмаойл»

Шарифуллин Алмаз Амирзянович

кандидат технических наук,
начальник отдела инноваций и экспертизы,
ООО УК «Шешмаойл»

Аннотация. Проведены исследования различных рецептур изготавливаемой резины, образцы которых набухают в различных средах, сделан анализ осложнений по креплению скважин, получены опытно-промышленные результаты от внедрения на скважинах водонефтенабухающих пакеров. На основе исследований разработаны состав водонефтенабухающей резины, конструкция пакера и способ изготовления пакера. Внедрение набухающих пакеров позволило снизить обводненность на скважинах по сравнению с базовыми скважинами, а также исключить водоизоляционные работы.

Ключевые слова: набухающие пакеры, эластомеры, разобшение пластов, изоляция межпластовых перетоков, герметизирующая способность.

Isaev Anatoly Andreevich

Candidate of Technical Sciences,
Leading Engineer of department of
innovations and examination,
Sheshmaoil Management company LLC
isaeff-oil@yandex.ru

Malykhin Vladimir Ivanovich

Chief Specialist on innovative activity,
Sheshmaoil Management company LLC

Sharifullin Almaz Amirzyanovich

Candidate of Technical Sciences,
Head of department of innovations
and examination,
Sheshmaoil Management company LLC

Annotation. Various formulations of produced rubber, samples of which swell in various media, were investigated, analysis of well casing complications was carried out and results of field trial of water- and oil-swelling packers were obtained. Composition of a water- and oil-swelling rubber was developed based on the survey results. Introduction of swelling packers allowed decreasing water cut of wells compared to basic wells and eliminate water shut-off treatments.

Keywords: swellable packers, elastomers, segregation of layers, isolation of crossflows between layers, sealing capacity.

В настоящее время крепление скважин проводят с различными целями:

- закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород;
- изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу;
- разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью;
- разобшение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов;
- образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или подачи закачиваемой в пласт жидкости;
- создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины.

Анализ осложнений по креплению скважин показывает, что вследствие неправильного определения водонефтяного контакта (ВНК) около 30 % скважин содержит обводненную продукцию; 20 % осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и, как следствие, недоподъемом цементного раствора; на межпластовые перетоки приходится около 25 %, флюидопроявления – 10 % и 15 % связано с недоспуском колонн. Затраты на ликвидацию межпластовых перетоков требуют значительных затрат и составляют в среднем 16 % (по ООО УК «Шешмаойл») от стоимости скважины, поэтому качество крепления скважин имеет актуальное значение.

Эффективность изоляционных работ при создании водоизоляционного барьера или экрана при помощи тампонажного материала очень низкая, цементный камень со временем растрескивается. Предлагаемый нами способ ограничения и ликвидации водопритока основан на использовании



нефтеводонабухающих резин. Результаты лабораторных исследований различных образцов, а также проанализированная информация зарубежных источников показывают, что скорость набухания эластомеров зависит от ряда факторов, основными из которых являются структурный состав эластомера, состав жидкости, в которой происходит его набухание, степень доступа жидкости к поверхности эластомера, а также температурные условия.

Известны водонефтенационабухающий эластомер производства «ТАМ», который поставляет ПАО «Татнефть» и пакер ЗАО «Кварт» (г. Казань) [1], однако стоимость этих пакеров очень высокая.

Отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработан водонефтенационабухающий пакер собственной конструкции, в котором уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью). Для исследований и испытаний рецептур резины на водонефтенационабухание создан стенд. Разработана методика для определения динамики объемного набухания образцов в лабораторных условиях. Разработан и изготовлен стенд для определения времени и степени набухания манжет пакера в зависимости от минерализации прокачиваемой жидкости, нефти с различной вязкостью, продукции «нефть-вода» с различным процентным содержанием и давлением. Экспериментальные исследования проводились с использованием методики планирования экспериментов. Обработка результатов экспериментов осуществлялась методами математической статистики и регрессивного анализа. Результаты теоретических исследований подтверждены экспериментальной проверкой на лабораторных стендах.

Манжеты пакера изготавливаются методом горячего прессования. Для изготовления манжет служит пресс-форма, в которую насыпается резиновая крошка.

Полученные первые образцы-материалы помещались в дистиллированную и в пластовую воду. Изменение массы образцов наблюдалось в течение 30 суток. В ходе проведения лабораторных исследований выяснилось, что водонабухание лежит в пределах 65 % в дистиллированной воде и 40 % в пластовой, т.е. удовлетворяет техническим требованиям (рис. 1 и 2).

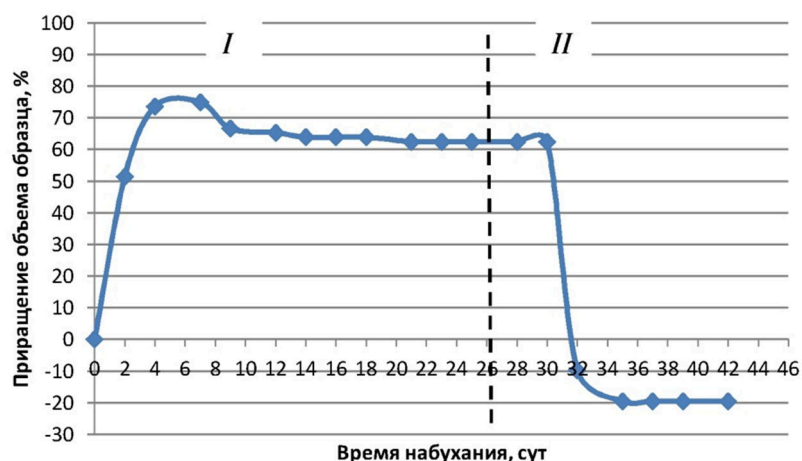


Рисунок 1 – Динамика набухания образцов при неограниченном доступе дистиллированной воды: I – образцы находятся в воде; II – образцы извлечены из воды

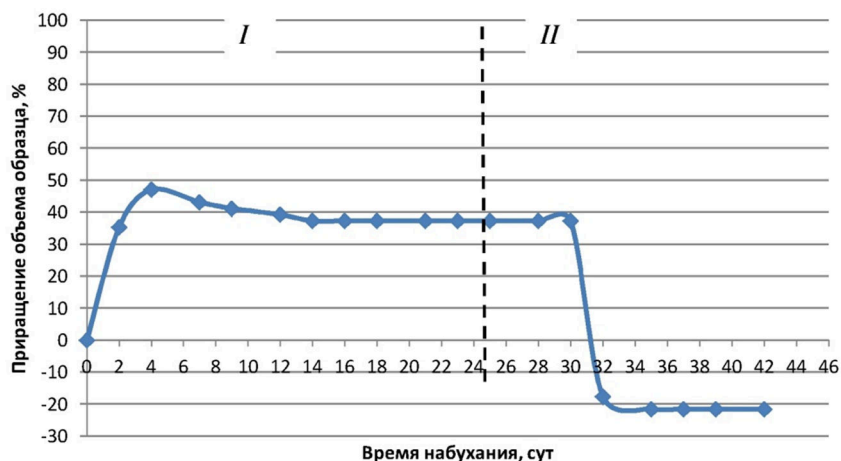


Рисунок 2 – Динамика набухания образцов при неограниченном доступе пластовой воды: I – образцы находятся в воде; II – образцы извлечены из воды



В процессе строительства скважины на эластомер пакера могут влиять различные технологические жидкости, особенно буровой раствор, поэтому проведено исследование влияния набухания эластомера при взаимодействии с различными жидкостями. Быстрое набухание эластомера за счет воздействия на него бурового раствора в процессе спуска эксплуатационной колонны перед цементированием скважины может привести:

- к снижению (полной потере) циркуляции и увеличению давления нагнетания при цементировании обсадной колонны.
- к уменьшению толщины цементного кольца в месте установки пакера.

С целью снижения скорости набухания эластомера при контакте с буровым раствором в процессе крепления скважины был проведен подбор композиции материалов эластомера (рис. 3).

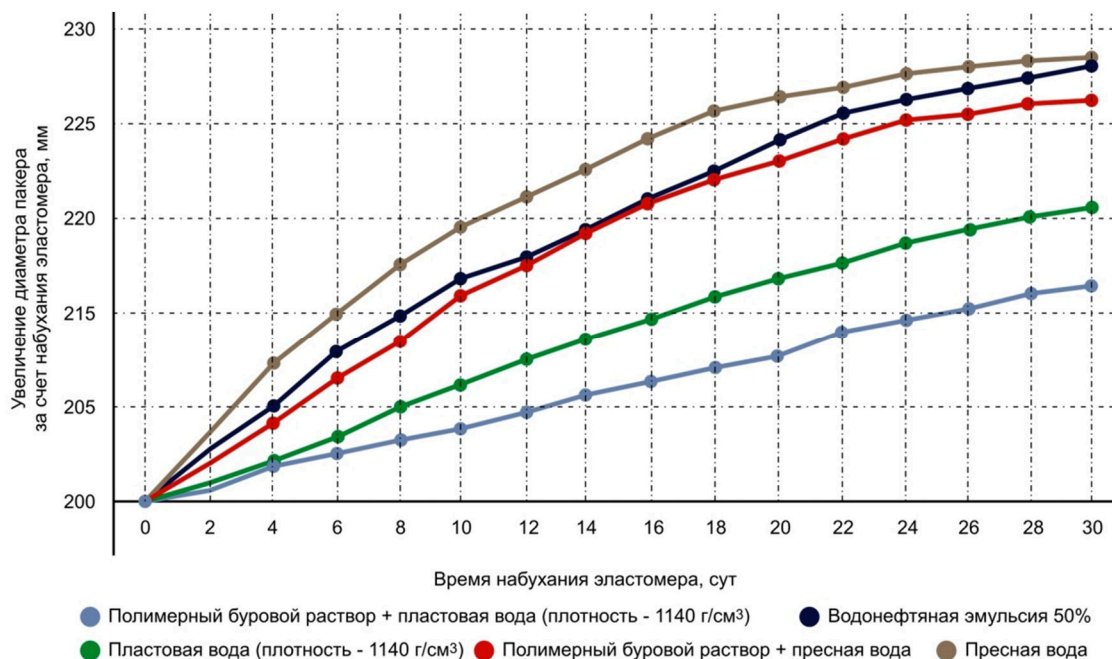


Рисунок 3 – Динамика увеличения диаметра пакера «Шешма-ВНН» за счет набухания эластомера при неограниченном доступе различных типов жидкостей

Исследования показали, что максимальное приращение объема эластомера, применяемого в водонефтенабухающих пакерах «Шешма-ВНН», происходит не в первые 4–8 суток, а равномерно в течение 30 суток, что позволяет избежать возникновения проблем, описанных выше. На рисунке 4 представлено моделирование набухания резины в скважине.

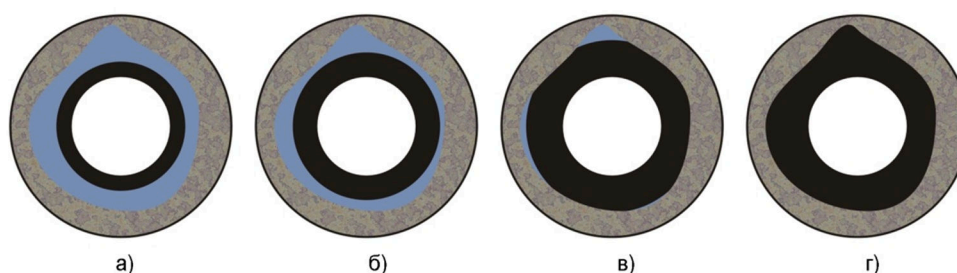


Рисунок 4 – Процесс набухания резины в скважине: а) возникновение доступа жидкости; б) через 10 суток; в) через 20 суток; г) через 30 суток

После лабораторных испытаний следующим этапом стало промышленное внедрение пакеров с манжетами из разработанной резиновой крошки. Для изготовления манжет служит гидравлический пресс, который состоит из станины, двух нагревательных и двух охлаждающих плит, блоков регулирования температуры и давления. Обогрев верхней и нижней плит происходит до температуры не менее 180 °С, которая регулируется с помощью датчиков температуры, установленных на панели приборов пресса.

В среднем, время на изготовление манжеты составляет 15 минут при температуре 180 °С и давлении прессования 15 МПа. Отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» был разработан способ крепления манжет на ствол пакера. Манжеты и пакер «Шешма-ВНН» изготавливаются силами ООО «Механика-Сервис» на производственной базе с. Новошешминск (Республика Татарстан).



Набухающий пакер (рис. 5) состоит из полого ствола 1, на котором закреплены с помощью крепежных деталей 2 и клея-герметика защитное и разделительное кольца 3 и 4, установлен центратор 5. Вплотную к кольцу разделительному 4 на полой стволе 1 установлены уплотнительные элементы 6, затем кольцо-фиксатор 7. Между группой уплотнительных элементов 6 установлены кольца-фиксаторы 7 и закреплены кольца разделительные 4. Количество последовательно установленных уплотнительных элементов 6, колец-фиксаторов 7 и разделительных колец 4 определяется длиной пакера. Уплотнительные элементы 6 выполнены из разбухающего эластомера. За последним разделительным кольцом 8 установлен центратор 9 и защитное кольцо 10. В средней части набухающего пакера при длине пакера свыше 5 метров обычно устанавливается дополнительный центратор. При необходимости, уплотнительные элементы 6 могут быть выполнены из эластомера, разбухающего в воде или нефти, а также комбинированным эластомером, состоящим из двух частей, одна из которых выполнена из эластомера, разбухающего в воде, а другая из эластомера, разбухающего в нефти; при этом части разделены между собой кольцом-фиксатором 7.

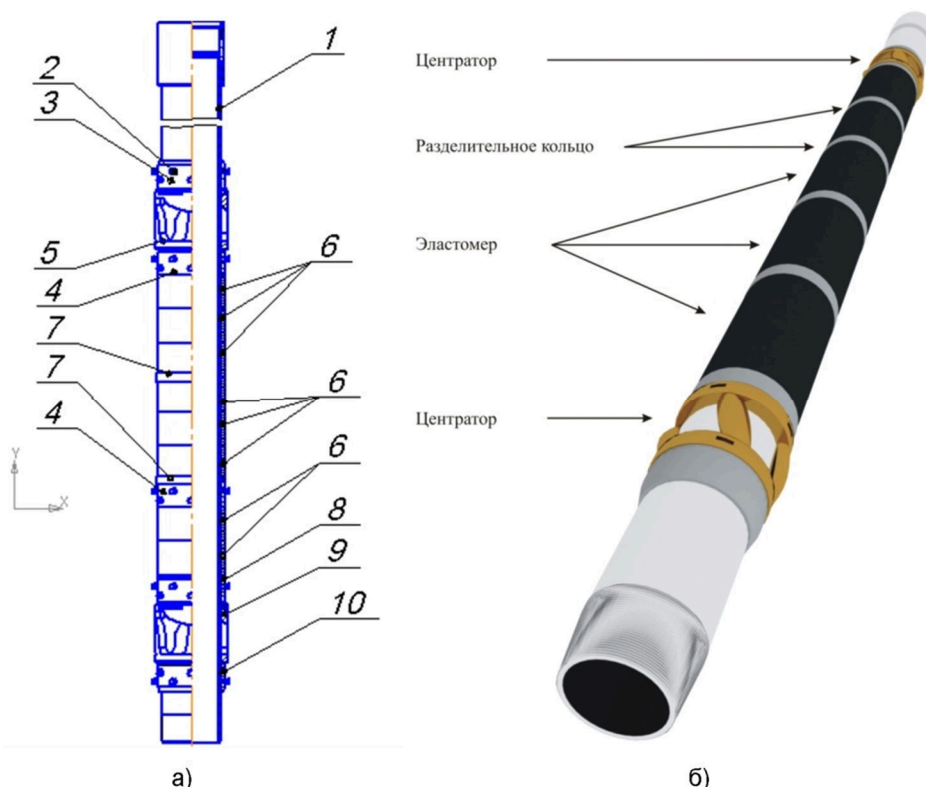


Рисунок 5 – Набухающий пакер: а) сборочный вид; б) вид в аксонометрии

Пакер 11 в составе колонны обсадных труб (рис. 6) спускают в открытый ствол скважины в интервал, например, между водоносным и нефтяным пластами, требующие разобщения их в период эксплуатации скважины. В процессе освоения и эксплуатации скважины уплотнительные элементы 6, взаимодействуя с пластовой жидкостью из водоносного пласта, набухают до плотного контакта с поверхностью ствола, разобщают пласты и ограничивают поступление воды в зону фильтра и нефтяной пласт. Процесс набухания продолжается при эксплуатации скважины по мере образования новых каналов и поступления в них воды.

Таким образом, пакер надежно герметизирует заколонное пространство скважины и служит для разобщения затрубного пространства в процессе всего периода освоения и эксплуатации скважины.

Пакер «Шешма-ВНН» по диаметру изготавливается трех типоразмеров для применения в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 114, 146 и 168 мм. Минимальное расстояние между разобщаемыми горизонтами должно быть от 1 м и более. Основные технические характеристики пакера представлены в таблице 1.

По результатам бурения скважин в 2013 году, из 39 пробуренных скважин по результатам освоения в 11 скважинах были обнаружены межпластовые перетоки, соответственно процент брака составил 28,2 % от общего количества построенных скважин. Внедрение пакеров «Шешма-ВНН» производилось с марта 2014 года на всех без исключения пробуренных скважинах добывающих компаний под управлением ООО УК «Шешмаойл». Для создания равных условий в анализе принимало участие по 39 скважин построенных до и после внедрения пакеров «Шешма-ВНН». По результатам анализа была доказана 100 % эффективность использования пакеров «Шешма-ВНН».

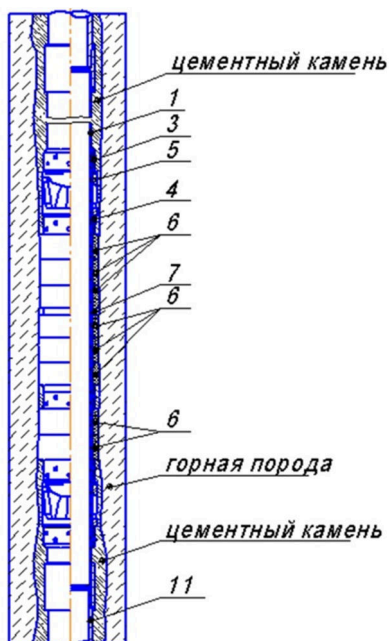


Рисунок 6 – Пакер в скважине

Таблица 1 – Технические характеристики пакера «Шешма-ВНН»

Диаметр ствола скважины, мм	Диаметр трубы пакера, мм	Диаметр пакера, мм	Толщина эластомера, мм
144	114	133	9,5
156	114	145	15,5
216	146	200	27,0
216	168	200	16,0

Водоизоляционные работы (ВИР) на скважинах, оборудованных пакерами «Шешма-ВНН», на стадии освоения после перфорации эксплуатационной колонны не проводились, в то время как без применения заколонных пакеров проводили ВИР в 2013 году на скважинах на стадии освоения:

- в ОАО «Шешмаойл» – на 6 скважинах,
- в ЗАО «Геотех» – на 5,
- в ЗАО «Геология» – на 3.

Информация о внедрении набухающих пакеров представлена в таблице 2, всего за 2014–2017 годы внедрено 180 пакеров «Шешма-ВНН».

Таблица 2 – Информация о внедрении набухающих пакеров

№ п/п	Добывающая компания	Внедрение первого пакера		Общее количество внедренных пакеров				
		№ скважины	Дата внедрения	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего
1	АО «Геология»	10078	16.03.2014 г.	15	11	2		28
2	АО «Шешмаойл»	3778	12.07.2014 г.	15	37	19	12	83
3	АО «Геотех»	17	03.08.2014 г.	3		1	9	13
4	ООО «НК-Геология»	40206	02.10.2014 г.	3	2	4	2	11
5	АО «Иделойл»	1561	11.02.2015 г.		11	7		18
6	ЗАО «Охтин-ойл»	2003	16.05.2015 г.		5	5	3	13
7	АО «Елабуганефть»	4920	05.10.2016 г.			2		2
8	АО «Кондурчанефть»	8758	08.10.2016 г.			3	9	12
Итого:				36	66	43	35	180



В таблице 3 представлена информация по эффективности внедрения водонабухающих пакеров на скважинах ООО УК «Шешмаойл», в среднем у всех добывающих компаний обводненность на скважинах меньше на 37,5 %, чем на скважинах без водонабухающих пакеров.

Таблица 3 – Информация об обводненности

№ п/п	Добывающая компания	Обводненность, %	
		Базовые скважины	С пакерами «Шешма-ВНН»
1	АО "Шешмаойл"	30	6
2	АО "НК-Геология"	29	28
3	АО "Геотех"	27	2
4	АО "Геология"	60	18
5	АО "Иделойл"	15	5
Среднее:		32	12

Преимущества разработанного пакера:

- повышение качества крепления скважины;
- обеспечение максимального периода безводной эксплуатации скважины без проведения дополнительных водоизоляционных работ;
- более замедленное набухание эластомера по сравнению с аналогичными пакерами;
- низкая стоимость по сравнению с аналогичными пакерами.

Выводы:

1. Установлено, что 30 % осложнений скважин связано с поглощением тампонажного раствора и тем самым недоподъемом цементного раствора, 25 % – с межпластовыми перетоками, 20 % – с неправильным определением водонефтяного контакта, 15 % связано с недоспуском колонн и 10 % – флюидопроявление.

2. Водонабухание резины лежит в пределах 80 % в пластовой воде и 105 % в дистиллированной.

3. Степень набухания разработанной резины в нефти – 120 %.

4. Манжеты изготавливаются методом горячего прессования на гидравлическом прессе с определенными временем, температурой и давлением.

5. Разработан надежный способ крепления манжет на пакер.

6. Определена положительная устойчивость резины к кислотным составам.

7. На 180 скважинах в 8-ми добывающих компаниях, находящихся в Республике Татарстан, внедрены новые конструкции водонефтенбухающих пакеров, которые непосредственно в пластовых условиях позволяют создавать зоны (экран, барьер) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключать межпластовые перетоки, подтягивание подошвенных вод.

8. Водоизоляционные работы на стадии освоения после перфорации эксплуатационной колонны с набухающими пакерами не проводились. Обводненность скважин с набухающими пакерами (12 %) ниже, по сравнению с базовыми скважинами (32 %).

9. Получены сертифицирующие документы и отправлена заявка на патент РФ.

Литература:

1. Пат. РФ № 2581593 Способ эксплуатации скважинного нефтепромыслового оборудования / Тахавудинов Ш.Ф. и др., – заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть», № 2015124355/03; заявл. 23.06.2015.

References:

1. Takhautdinov Sh. F. et al. Sposob ekspluatatsii skvazhinogo neftepromyslovogo oborudovaniya [Method for operation of downhole oil-field equipment]: Patent RF № 2581593, app. no. 2015124355/03 dated 23.06.2015, patent assignee and owner JSC Tatneft.



УДК 622.276.5

БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ КАТАСТРОФИЧЕСКОМ ПОГЛОЩЕНИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

DRILLING A WELL UNDER DISASTROUS LOST CIRCULATION

Исаев Анатолий Андреевич

кандидат технических наук,
ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы,
ООО УК «Шешмаойл»
isaeff-oil@yandex.ru

Малыхин Владимир Иванович

главный специалист по инновационной деятельности,
ООО УК «Шешмаойл»

Шарифуллин Алмаз Амирзянович

кандидат технических наук,
начальник отдела инноваций и экспертизы,
ООО УК «Шешмаойл»

Аннотация. Разработан и внедрен насос эжекторный с манжетным пакером для откачки пластовой воды из скважины в приёмный амбар при вскрытии и прохождении зоны катастрофического поглощения промывочной жидкости в процессе строительства скважины бурением. Внедрение насоса эжекторного позволило на скважинах ООО УК «Шешмаойл» отказаться от заказа автотранспортных услуг по завозу воды на буровую.

Ключевые слова: циркуляция, амбары, катастрофическое поглощение, эжекторный насос.

Isaev Anatoly Andreevich

Candidate of Technical Sciences,
Leading Engineer of department of
innovations and examination,
Sheshmaoil Management company LLC
isaeff-oil@yandex.ru

Malykhin Vladimir Ivanovich

Chief Specialist on innovative activity,
Sheshmaoil Management company LLC

Sharifullin Almaz Amirzyanovich

Candidate of Technical Sciences,
Head of department of innovations
and examination,
Sheshmaoil Management company LLC

Annotation. A jet ejector pump with cup packer has been developed and introduced to pump formation water from the well into the suction pit when completing a well and passing the catastrophic lost circulation zone during the drilling process. The introduction of the jet ejector pump made it possible for «Sheshmaoil» Management Company LLC to abandon the services of transportation companies associated with the delivery of water to the drilling site.

Keywords: circulation, suction pits, disastrous lost circulation, jet ejector pump.

При бурении скважины из-под кондуктора при катастрофическом поглощении процесс бурения производится бурильным инструментом с долотом под кондуктор с промывкой водой и при полной потери циркуляции, с остановками на набор воды [1]. Процесс происходит по следующей схеме: остановка на набор воды в приёмные амбары – бурение – остановка на набор воды в приёмные амбары, при этом осуществляют завоз воды автоцистернами от ближайшего водозабора и производят набор воды в приёмные амбары из автоцистерн. Недостатками данного способа бурения являются:

- во-первых, длительный процесс реализации способа, связанный с большими простоями в цикле остановки в ожидании завоза воды автотранспортом и периодичностью движения автотранспорта до ближайшего водоёма;
- во-вторых, высокая стоимость реализации способа, связанная с большими затратами на автотранспорт для периодической доставки воды в приёмные амбары в процессе циклического бурения, особенно при большой удалённости водоёма от бурящейся скважины, а при отсутствии водоёма необходимо прокладывать водовод, что чревато ещё более высокими материальными и финансовыми затратами.

– невозможность откачки пластовой воды из интервала зоны катастрофического поглощения скважины в приёмные амбары в процессе вскрытия данного интервала скважины.

Известен процесс бурения скважины бурильным инструментом с долотом под кондуктор с промывкой водой без циркуляции с остановками на набор воды в приёмные амбары, в циклах остановки на набор воды извлечение из скважины бурильного инструмента с долотом, спуск в скважину в интервал зоны катастрофического поглощения на колонне технологических труб насоса и установку его на 10–20 метров ниже установившегося уровня пластовой жидкости в скважине, набор пластовой воды в приёмные амбары из скважины, извлечение колонны технологических труб с насосом из скважины, спуск бурильного инструмента с долотом, продолжение бурения в интервале зоны катастрофического поглощения с промывкой пластовой водой до израсходования воды в приёмных амбарах, после чего повторение вышеописанного цикла остановки на набор пластовой воды в приёмные амбары и бурения, начиная с извлечения из скважины бурильного инструмента с долотом [2]. Недостатками способа являются длительный и затратный процесс реализации способа в циклах остановки на набор воды, связанный с извлечением из скважины бурильного инструмента с долотом, что ограничивает область его применения бурением под кондуктор.



Известно устройство для бурения скважины под кондуктор при катастрофическом поглощении, содержащее бурильный инструмент с долотом для циклического бурения с остановками на набор воды в приемные амбары и оснащённое колонной технологических труб с насосом для откачки пластовой воды из скважины в приемные амбары. Недостатками устройства является необходимость извлечения из скважины бурильного инструмента с долотом в циклах остановки на набор воды в приемные амбары.

В отделе инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработан эжектор для повышения эффективности бурения за счет сокращения длительности и снижения стоимости работ в циклах остановки на набор пластовой воды.

На рисунке 1 схематично изображены разработанный способ бурения скважины при катастрофическом поглощении и устройство для его осуществления в цикле бурения.

На рисунке 2 изображены разработанный способ бурения скважины при катастрофическом поглощении и устройство для его осуществления в цикле остановки на набор воды в приёмные амбары из скважины.

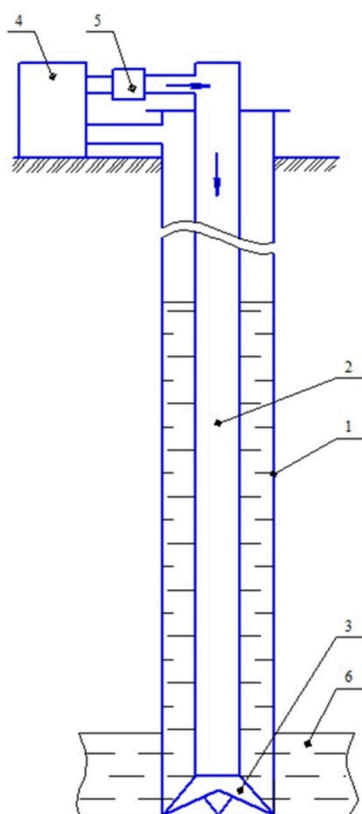


Рисунок 1 – Схема бурения без эжектора

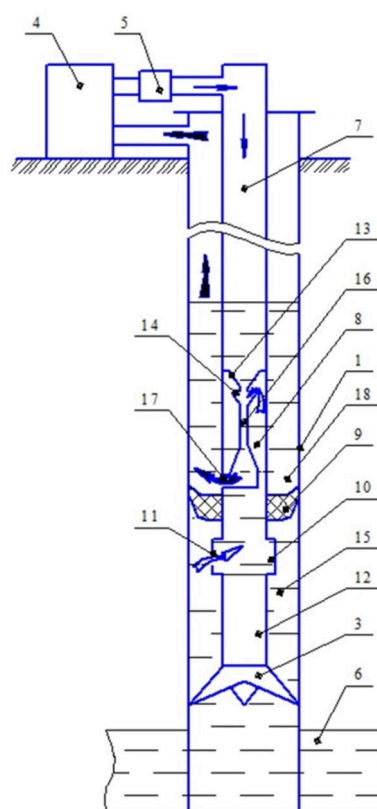


Рисунок 2 – Схема бурения с эжектором

Способ бурения скважины при катастрофическом поглощении с помощью устройства для его осуществления включает циклический процесс бурения с остановками на набор воды в приёмные амбары из скважины и реализуется следующим образом: проводят бурение скважины 1 (рис. 1) с применением бурильного инструмента 2 с долотом 3 с промывкой водой, которую подают из приёмных амбаров 4 насосом 5 в интервал бурения через бурильный инструмент 2 и долото 3. Бурение скважины производят до вскрытия интервала зоны катастрофического поглощения 6 и до не полного израсходования воды в приёмных амбарах 4, в результате чего достигается цикл остановки на набор воды в приёмные амбары 4 из скважины 1.

В цикле остановки на набор воды в приёмные амбары 4 из скважины 1 извлекают из скважины верхнюю часть бурильного инструмента 2 (рис. 2) с таким расчётом, чтобы при дальнейшем спуске в скважину колонны технологических труб 7 долото располагалось в интервале выше зоны возможного его прихвата, а эжекторный насос 8 располагался на 10–20 метров ниже установившегося уровня пластовой воды в скважине. В скважину 1 на колонне технологических труб 7 спускают эжекторный насос 8, самоуплотняющийся пакер 9 под ним, соединённую с самоуплотняющимся пакером 9 через патрубком 10 с боковым отверстием 11 нижнюю часть бурильного инструмента 12 с долотом 3 на расчётную глубину. В качестве колонны технологических труб 7 используют, например, бурильную колонну труб, используемую в составе бурильного инструмента при бурении скважины с целью исключения завоза труб другого типоразмера. Из приёмных амбаров по колонне технологических труб на



вход эжекторного насоса подают рабочую воду, при истечении которой из сопла 13 создаётся разрежение в приёмной камере 14, сообщающейся с подпакерной затрубной полостью 15 скважины через боковое отверстие 11 в патрубке 10, вследствие чего инжектируемая из подпакерной затрубной полости скважины пластовая вода в камере смешения 16 смешивается с рабочей водой и через боковой выход 17 эжекторного насоса подаётся в надпакерное затрубное пространство 18 скважины, по которому поднимается на устье в приёмные амбары. Объём рабочей воды, оставляемый в приёмных амбарах при бурении скважины, определяется расчётным или опытным путём, с целью исключения завоза дополнительного объёма воды. В качестве насоса подающего рабочую воду на вход эжекторного насоса используют, например, насос 5, используемый в составе бурильного инструмента при бурении скважины с целью исключения завоза насоса другого типа и другими характеристиками. На рисунке 3 изображен эжектор в разрезе и его фотография.

После заполнения приёмных амбаров пластовой водой подачу рабочей воды на вход эжекторного насоса прекращают, из скважины извлекают колонну технологических труб 7, эжекторный насос, самоуплотняющийся пакер 9, патрубок 10. Далее соединяют и спускают в скважину верхнюю и нижнюю части бурильного инструмента с долотом и продолжают бурение с промывкой пластовой водой из приёмных амбаров до не полного израсходования пластовой в приёмных амбарах, например, при бурении интервала зоны катастрофического поглощения 6.

После чего вышеописанный цикл остановки на набор пластовой в приёмные амбары и бурения повторяют, начиная с извлечения из скважины верхней части бурильного инструмента. На рисунке 4 схематично представлено движение жидкости через эжектор.

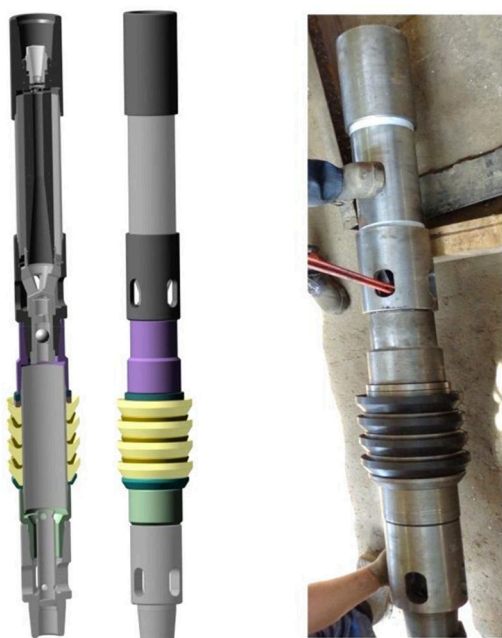


Рисунок 3 – Эжектор

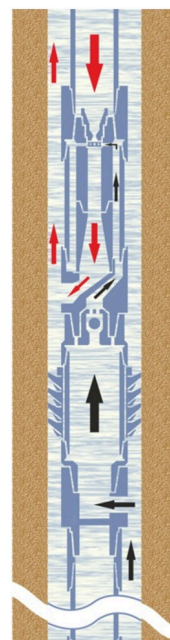


Рисунок 4 – Схема эжектора

Таким образом, разработанные способ и устройство бурения скважины при катастрофическом поглощении позволяют решить поставленную техническую задачу повышения эффективности способа за счет сокращения длительности и снижения стоимости работ в циклах остановки на набор пластовой воды и расширения области применения.

Сокращение длительности и снижение стоимости работ в циклах остановки на набор пластовой воды и расширение области применения обеспечивается за счёт того, что из скважины извлекается верхняя часть бурильного инструмента, в скважину на колонне технологических труб спускается эжекторный насос с боковым выходом 17, самоуплотняющийся пакер под ним, который через патрубок 10 с боковым отверстием 11 соединён с нижней частью бурильного инструмента с долотом, долото устанавливается в интервал выше возможного его прихвата, а эжекторный насос устанавливается на 10–20 м ниже установившегося уровня пластовой воды в скважине, из приёмных амбаров рабочая вода на вход эжекторного насоса подаётся по технологической колонне, а пластовая вода из затрубного пространства 15 под самоуплотняющимся пакером 9 поднимается на устье скважины по затрубному пространству 18 над самоуплотняющимся пакером и подаётся в приёмные амбары, после заполнения приёмных амбаров пластовой водой подача рабочей воды на вход эжекторного насоса прекращается и извлекается из скважины колонна технологических труб с эжекторным насосом, самоуплотняющимся пакером и патрубком, собирается и спускается в скважину верхняя и нижняя части бурильного инструмента с долотом и продолжается бурение.



Использование разработанного способа бурения скважины при катастрофическом поглощении и устройство для его осуществления позволяют:

- сократить длительность и снизить стоимость реализации способа без потери эффективности его осуществления;
- извлекать из скважины в цикле остановки на набор пластовой воды только верхнюю часть бурильного инструмента;
- использовать более простой и дешёвый эжекторный насос без дополнительного кабеля;
- расширить область применения способа на бурение всего ствола скважины;
- обеспечить сохранность подъездных путей к объекту бурения.

Технические характеристики эжекторного насоса представлены в таблице.

Таблица – Технические характеристики эжекторного насоса

Наименование	Показатели
1. Условный диаметр трубы кондуктора, мм / толщина стенки, мм	245/7,9; 245/8,9
2. Параметры эжектируемой жидкости:	жидкость на водной основе
2.1. плотность, кг/л	0,9–1,2
2.2. расчётное давление, МПа	0,01–0,5
2.3. максимальный расчётный расход, м ³ /ч	150,0
3. Глубина спуска насоса:	
3.1. Расчетная, м	50 – 250
3.2. Максимальная, м	500
4. Габаритные размеры:	
4.1. диаметр насоса, мм, не более	166
4.2. диаметр пакера, мм, не более	233
4.3. длина общая, мм, не более	2000
5. Масса насоса, кг, не более	180
6. Объем воды, необходимый для запуска эжекторного насоса, м ³	20

Внедрение эжекторного насоса с 07.10.2016 г. позволило на скважинах ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан) отказаться от заказа автотранспортных услуг по заводу воды на буровую, в среднем за 11,5 часов работы устройства-эжектора набор воды в амбар составил 785 м³ (рис. 5 и 6).

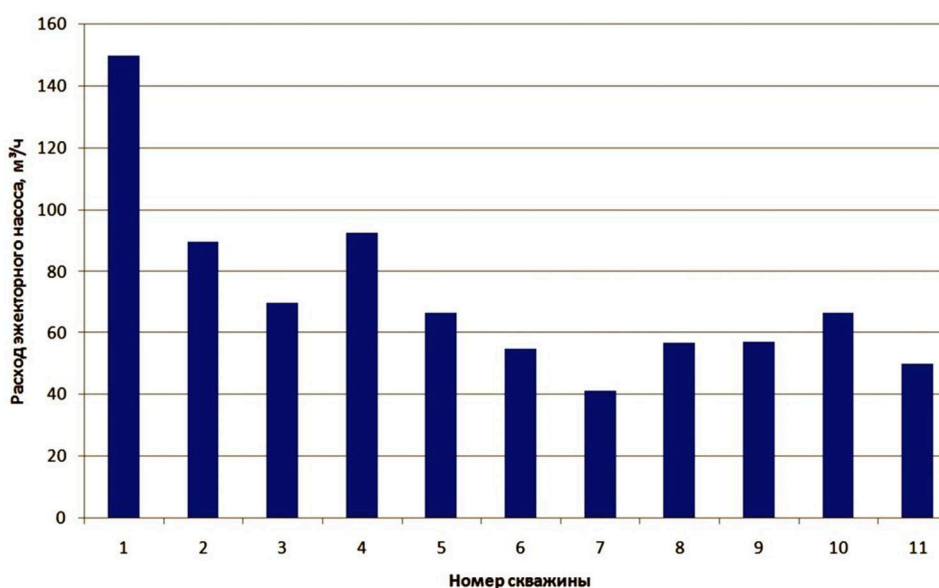


Рисунок 5 – Расход эжекторного насоса по скважинам

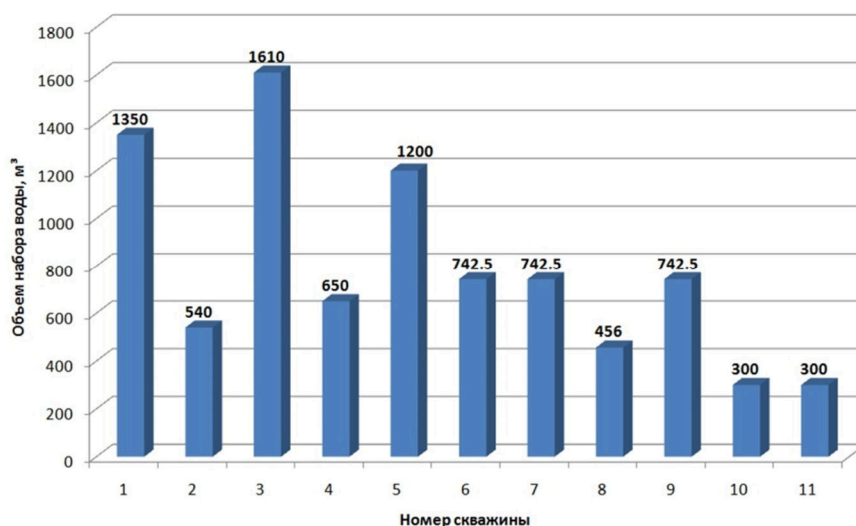


Рисунок 6 – Объем набора воды в амбар по скважинам

Выводы:

1. Разработан насос эжекторный с манжетным пакером для откачки пластовой воды из скважины в приёмный амбар при вскрытии и прохождении зоны катастрофического поглощения промывочной жидкости в процессе строительства скважины бурением.

2. Внедрение насоса эжекторного позволило на скважинах ООО УК «Шешмаойл» отказаться от заказа автотранспортных услуг по завозу воды на буровую.

Литература:

1. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М. : Недра, 1980.
2. Пат. РФ № 2569653 Способ бурения скважины под кондуктор при катастрофическом поглощении и устройство для его осуществления / Шафигуллин Р.И. и др., – заявитель и патентообладатель ООО «УК «Татбурнефть», № 2014135969, заявл. 03.09.2014 г.

References:

1. Krylov V.I. Izolyatsiya pogloshchayushchikh plastov v glubokikh skvazhinakh [Isolation of thief zones in deep wells]. – M. : Nedra, 1980.
2. Shafigullin R.I et al. Sposob burenija skvazhiny pod konduktor pri katastroficheskom pogloshchenii i ustrojstvo yego osushchestvlenija [Method of surface casing drilling and the device for its implementation under disastrous lost circulation]. Patent RF № 2569653, app. no. 014135969 dated 03.09.2014, patent assignee and owner «UK «Tatburneft».



УДК 622.24.054.3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

IMPROVEMENT OF TECHNICAL DEVICES WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS

Исмаилов Фуад Назим оглыаспирант,
НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия»
elena_drill@mail.ru**Ismayilov Fuad Nazim oglu**Graduate Student,
Research Institute «Geotechnological
Problems of Oil, Gas and Chemistry»
elena_drill@mail.ru

Аннотация. В работе исследованы профили горизонтальных скважин и устройства для их реализации. Произведен анализ применяемых в мировой практике механизмов искривления и выявлены их недостатки. Разработано устройство для искривления горизонтальных скважин и дано конструктивное описание элементов, из которых оно состоит.

Annotation. The profiles of horizontal wells and devices for their realization are investigated. The analysis of the curvature mechanisms used in the world practice was made and their shortcomings were revealed. A device for curving horizontal wells has been developed and a constructive description of the elements from which it consists is given.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, профиль, механизм искривления, ствол, силы сопротивления.

Keywords: horizontal well, profile, curvature mechanism, borehole, resistance forces.

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин, как правило, приходится выбирать оптимальный профиль скважин исходя из многочисленных условий его реализации. Это может быть стоимость метра проходки, геологические условия, силы сопротивления, но самое главное это технические средства позволяющие воплотить проектные решения в реальный горизонтальный ствол, в который будет возможно, спустить обсадные и эксплуатационные трубы.

Что касается технических средств для реализации проектного профиля горизонтальных скважин, то в современной технической литературе их приведено великое множество, но как правило все они имеют только расчетные исполнение. На практике, как правило, используются в основном американские или английские разработки, в редких случаях французские.

Не мало запатентовано советских и российских отклонителей и механизмов искривления, которые, к сожалению, не нашли практического применения при реализации профиля горизонтальных скважин [1, 2].

Для реализации профиля горизонтальной скважины наиболее приемлемой могла бы подойти известная французская система «Telepilot», имеющая испытанный на практике механизм искривления и телеметрическую систему [3].

Однако данная система имеет ряд недостатков. Это, прежде всего, касается бросаемых шариков в бурильные трубы для разворота механизма искривления в заданное положение, что не всегда оказывается результативным.

Нами предлагается усовершенствовать механизм искривления, заменив его с механическо-гидравлического на механический за счет высокой осевой нагрузки. И внести изменения в его геометрию за счет двух цилиндров с усеченными конусами с одной стороны и центрального цилиндра с усеченными конусами с двух сторон.

На рисунке 1 представлена схема компоновки бурильной колонны включающая в себя механизм искривления с двумя наклонными выступами позволяющими изменять компоновку низа бурильной колонны (КНБК) для реализации любого из возможного профиля горизонтальной скважины.

Механизм искривления представляет собой два усеченных с одной стороны под конус цилиндра, между которыми установлен усеченный с двух сторон под конус третий центральный цилиндр. При нейтральном положении все три цилиндра представляют собой «правильный цилиндр» цилиндрическую поверхность, изготовленную из УБТ 203 мм. При повороте первого цилиндра вдоль оси центрального цилиндра происходит перекося между осями за счет соприкосновения усеченных конусов двух цилиндров и создания угла между ними, причем угол увеличивается по мере их поворота относительно друг друга.

Аналогичная картина возникает и при вращении второго цилиндра относительно центрального цилиндра за счет усеченных поверхностей под конус.

Таким образом, можно создать любой угол необходимый для реализации заданной интенсивности искривления горизонтальной скважины.

Внутри двух цилиндров на внутренней поверхности имеются специальные канавки способные произвести поворот одного цилиндра относительно центрального при создании осевой нагрузки более 200 кН.

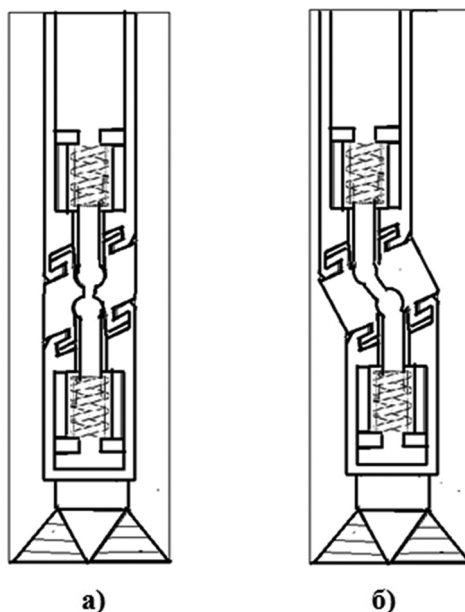


Рисунок 1 – КНБК с механизмом искривления для реализации профилей горизонтальных скважин:
 а) на прямолинейных участках (вертикальный, стабилизации, горизонтальный); б) набор зенитного угла

Для фиксации и прижатия, конических поверхностей первого и второго цилиндра к центральному цилиндру имеются специальные пружины, насаженные на штоке которые с помощью шарниров обеспечивают и вращение, и прижатие центрального цилиндра к первому и второму цилиндру. Сам центральный цилиндр с помощью внешних бортов соединен с обоими цилиндрами посредством специальных пазов, которые имеются внутри корпусов первого и второго цилиндров, обеспечивая при этом свободное вращение первого и второго цилиндра относительно центрального.

Новизна предложенного механизма искривления заключается в том, что установка заданного угла перегиба для реализации проектного профиля горизонтальной скважины осуществляется на забое, в процессе бурения скважины создаваемой осевой нагрузкой 200 кН.

Литература:

1. Управляемый отклонитель. А.С.СССР № 1745853 Кл. Е 21 В 7/08 1992 г.
2. Управляемый отклонитель. Патент РФ. № 2055140 Кл . Е 21 В 7/08
3. Steven R. Kramer, William J. McDonald, James C. Thomson // An Introduction to Trenchless Technology. Science. – 2012. – 223 p.

References:

1. Controlled deflector. AC. USSR № 1745853 Cl. E 21 B 7/08 1992
2. Controlled deflector The patent of the Russian Federation. № 2055140 Cl. E 21 B 7/08.
3. Steven R. Kramer, William J. McDonald, James C. Thomson // An Introduction to Trenchless Technology. Science. – 2012. – 223 p.



УДК 622.24

ОЦЕНКА И АНАЛИЗ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ASSESSMENT AND ANALYSIS OF THE LAUNDER ABILITY OF BUFFER FLUIDS

Каменских Сергей Владиславович

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

Уляшева Надежда Михайловна

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

Аннотация. В статье рассмотрена проблема разрушения и смыва фильтрационной корки бурового раствора буферными жидкостями при креплении скважин. В работе представлены результаты лабораторных исследований по оценке влияния различных буферных жидкостей, включающих растворы неорганических электролитов с добавкой в качестве стабилизатора КМЦ как с использованием дополнительных реагентов (НТФ и Аtren SA), так и без них. На основании проведенных экспериментов исследованы и установлены зависимости интенсивности фильтрации буферных жидкостей от типа и концентрации буровых растворов, неорганических солей, дополнительных реагентов и др.

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

Kamensk Sergey Vladislavovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
associate professor of drilling,
Ukhta state technical university
skamenskih@ugtu.net

Ulyasheva Nadezhda Mikhaelovna

Candidate of Technical Sciences, Professor,
Manager of department of drilling,
Ukhta state technical university
nulyasheva@ugtu.net

Annotation. The article considers the problem of the destruction and flushing of the filter cake of drilling fluid buffer fluids while cementing. The paper presents the results of laboratory studies to assess the impact of different buffer liquids, including solutions of inorganic electrolytes with the additive as a stabilizer CMC as using additional reagents (NTF and Atren SA), and without them. Based on the conducted experiments and investigated the dependence of the intensity of filtration of buffer liquids of the type and concentration of drilling fluids, inorganic salts and additional reagents, etc.

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

При креплении скважин довольно значительное влияние на качество цементирования оказывают буферные жидкости, которые выполняют ряд важных функций, в частности, разрушение и смыв со стенок скважины фильтрационной корки, разделение промывочной и тампонажной жидкости и т.д. [1–4 и др.]. При этом удаление сформированной буровым раствором на стенке скважины фильтрационной корки, которая, с одной стороны, многократно снижает дальнейшее проникновение бурового раствора в пласт, а с другой – препятствует надежному разобщению пластов при цементировании обсадной колонны, представляет определенные трудности. Механическое удаление фильтрационной корки, особенно при использовании полимер-глинистых и безглинистых буровых растворов, как правило, не дает ожидаемого результата, а ее химическое разрушение осуществить достаточно проблематично. Поэтому большое значение приобретает компонентный состав и коркообразующие свойства буровых растворов, которые влияют как на качество вскрытия пластов, так и надежность крепления скважин. В последние годы сервисными компаниями для вскрытия продуктивных пластов предлагаются специальные промывочные системы, минимально загрязняющие продуктивный пласт, например, безглинистые биополимерные и малоглинистые полимерные буровые растворы, которые имеют ряд преимуществ: низкое содержание тонкодисперсной коллоидной составляющей, способность образовывать на поверхности фильтрации гидрофильной тонкой и плотной фильтрационной корки, способность образовывать низкопроницаемую зону кольматации. При этом сформированная корка, как правило, не разрушается не только механическим способом, но и использованием специальных буферных жидкостей, что приводит к некачественному адгезионному сцеплению цементного камня со стенками скважины. Следует также отметить, что химическая обработка любого бурового раствора высокоэффективными полимерными реагентами акрилового (ПАА, полиакрилнитролы и др.) или полисахаридного (биополимеры, крахмальные реагенты) ряда, а также эфирами целлюлозы (КМЦ, полианионная целлюлоза и др.) приводит к тем же результатам. Получается, что преимущества, полученные при первичном вскрытии пласта с применением определенного типа бурового раствора, могут быть утрачены в процессе крепления скважины, поэтому разработка и



исследование буферных жидкостей, способных разрушать и отмывать фильтрационную корку с целью повышения качества цементирования, несомненно, является актуальной задачей.

На кафедре бурения УГТУ были проведены исследования по оценке отмывающей способности различных буферных жидкостей с использованием фильтропресса фирмы OFITE [1, 2], которые проводились с использованием трех типов буровых растворов (Optima, Poly Plus и Boremax), достаточно часто применяемых сервисными компаниями на площадях и месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНПП) и Западной Сибири. Составы исследуемых буровых растворов представлены в таблице 1. В качестве буферных жидкостей применялись растворы неорганических солей (электролитов) с добавкой стабилизатора (КМЦ) как с использованием дополнительных реагентов НТФ и Atren SA, так и без них. Составы буферных жидкостей представлены в таблицах 2–4.

Таблица 1 – Рецептуры исследуемых буровых растворов

№ п/п	Наименование химреагента	Концентрация химреагента, кг/м ³ (л/м ³)		
		Optima	Poly Plus	Boremax
1	Бентонит	30,0	5,0	10,0
2	Duovis	1,0	1,5	–
3	Clay Graber	–	–	1,5
4	Reacap	3,0	–	–
5	Reastab	3,0	–	–
6	Poly Plus	–	3,0	–
7	SP-101	–	1,5	–
8	Thinsmart	–	1,0	–
9	Polyac Plus	–	–	3,0
10	Desco	–	–	5,0
11	МК-50	50,0	50,0	50,0
12	Defoamer	1,0	1,0	1,0

Таблица 2 – Составы буферных жидкостей (стабилизатор и соли)

№ п/п	Химический реагент	Концентрация реагента							
		%				кг/м ³ (л/м ³)			
		0,5	0,5	0,5	0,5	5	5	5	5
1	КМЦ	–	5	10	15	–	50	100	150
	Хлорид кальция (CaCl ₂)	–	5	10	15	–	50	100	150
2	КМЦ	–	5	10	15	–	50	100	150
	Хлорид калия (KCl)	–	5	10	15	–	50	100	150
3	КМЦ	–	5	10	15	–	50	100	150
	Сульфат алюминия (Al ₂ (SO ₄) ₃)	–	5	10	15	–	50	100	150
4	КМЦ	–	5	10	15	–	50	100	150
	Хлорид натрия (NaCl)	–	5	10	15	–	50	100	150

Таблица 3 – Составы многокомпонентных буферных жидкостей (НТФ)

№ п/п	Химический реагент	Концентрация реагента											
		%						кг/м ³ (л/м ³)					
		0,06	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	0,6	1	2	3	5	10
1	КМЦ	0,5						5					
	НТФ	0,06	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	0,6	1	2	3	5	10
2	КМЦ	0,5						5					
	CaCl ₂	10						100					
3	КМЦ	0,5						5					
	KCl	10						100					
4	КМЦ	0,5						5					
	Al ₂ (SO ₄) ₃	10						100					
	НТФ	0,06	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	0,6	1	2	3	5	10



Таблица 4 – Составы многокомпонентных буферных жидкостей (Atren SA)

№ п/п	Химический реагент	Концентрация реагента											
		%						кг/м ³ (л/м ³)					
1	KMЦ	0,5						5					
	CaCl ₂	10						100					
	Atren SA	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1	2	4	5	6	8
2	KMЦ	0,5						5					
	KCl	10						100					
	Atren SA	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1	2	4	5	6	8
3	KMЦ	0,5						5					
	Al ₂ (SO ₄) ₃	10						100					
	Atren SA	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1	2	4	5	6	8

Исследования проводились в два этапа. Первый этап включал формирование буровым раствором фильтрационной корки, а второй – интенсивность ее разрушения [1, 2]. Первоначально была оценена степень воздействия неорганических солей на полимер-глинистые буровые растворы различного компонентного состава (табл. 1). В качестве неорганических солей использовались хлориды кальция, калия, натрия и сульфат алюминия (табл. 2). Результаты исследований представлены на рисунках 1–3.

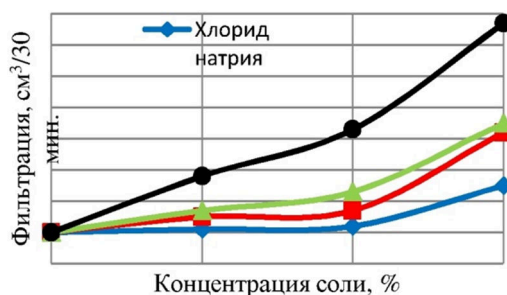


Рисунок 1 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа и концентрации соли (Optima)

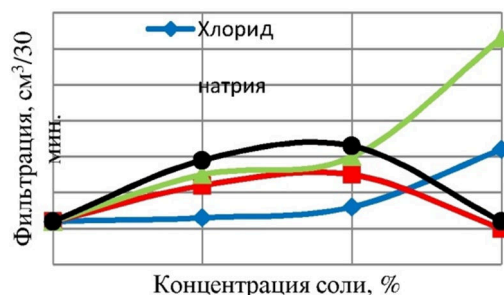


Рисунок 2 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа и концентрации соли (Poly Plus)

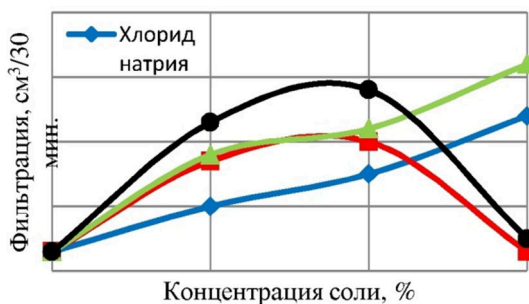


Рисунок 3 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа и концентрации соли (Boremax)

В результате проведенных экспериментов (рис. 1–3) установлено, что неорганические электролиты в концентрации до 10 % по степени воздействия выстраиваются в следующий ряд: CaCl₂, KCl, Al₂(SO₄)₃, NaCl, что обусловлено активностью металлов: Ca > K > Al > Na. При этом интенсивность разрушения фильтрационной корки, определяемая объемом фильтрата, зависит от состава буровых растворов. В частности, фильтрационная корка раствора Boremax разрушается интенсивнее (интенсивность возрастает на 15–25 % по сравнению с Poly Plus и Optima). По-видимому, разница в интенсивности фильтрации связана с отсутствием в растворе Boremax биополимера (табл. 1). Большая интенсивность фильтрации хлорида кальция во всех растворах в концентрации до 10 % обусловлена высаливанием акрилатов. С увеличением концентрации электролитов до 15 % изменяется характер разрушения фильтрационных корок, о чем свидетельствуют фильтрационные потери. В растворах Boremax и Poly Plus в присутствии пептизаторов соответственно Desco и Thinsmart соли поливалентных металлов как бы теряют свою агрессивность. При этом изменяется структура корки: внешние слои становятся рыхлыми, а снижение фильтрации обусловлено, видимо, кольматацией внутренних



слоев. Фильтрационные корки, представленные на рисунках 4 и 5, подтверждают меньшую стабильность фильтрационных корок раствора Boremax при воздействии неорганических электролитов.



Рисунок 4 – Фильтрационная корка, сформированная после фильтрации буферной жидкости (0,5 % КМЦ и 15 % $Al_2(SO_4)_3$) через корку бурового раствора Poly Plus



Рисунок 5 – Фильтрационная корка, сформированная после фильтрации буферной жидкости (0,5 % КМЦ и 15 % $Al_2(SO_4)_3$) через корку бурового раствора Boremax

Проведенные исследования (рис. 1–3) позволили установить:

- достаточную эффективность использования неорганических электролитов ($CaCl_2$, KCl , $Al_2(SO_4)_3$), по сравнению с технической водой, обработанной стабилизатором (КМЦ);
- относительно низкую эффективность хлорида натрия по сравнению с другими исследуемыми неорганическими солями и технической водой, обработанной стабилизатором (КМЦ);
- увеличение концентрации солей в буферных жидкостях с 10 до 15 %, не смотря на увеличение интенсивности фильтрации отдельных электролитов (KCl , $NaCl$ в растворах Boremax и Poly Plus), представляет определенные трудности, связанные как с приготовлением буферных жидкостей, так и увеличением материальных и транспортных затрат.

Довольно часто в качестве буферных жидкостей применяют различные моющие средства. Поэтому дальнейшие исследования проводились с использованием многокомпонентных буферных жидкостей, в состав которых кроме синтетических моющих средств (НТФ и Atren SA) входили неорганические электролиты ($CaCl_2$, KCl , $Al_2(SO_4)_3$) в концентрации 10 % и стабилизатор (КМЦ). Результаты исследований с использованием НТФ (табл. 3) представлены на рисунках 6–8. Результаты исследований с использованием Atren SA (табл. 4) представлены на рисунках 9–11.

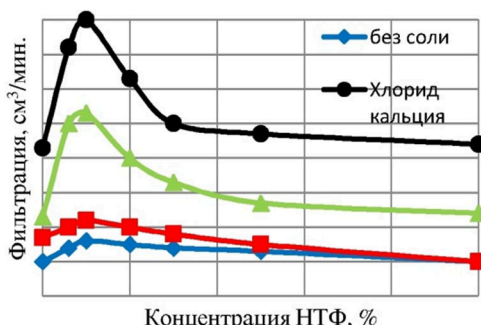


Рисунок 6 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации НТФ (Optima)

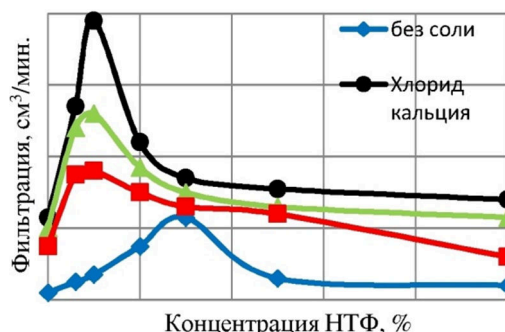


Рисунок 7 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации НТФ (Poly Plus)

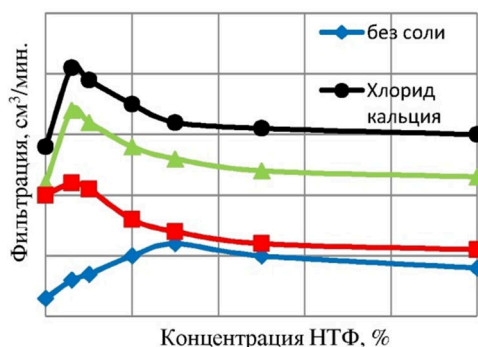


Рисунок 8 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации НТФ (Boremax)



Проведенный анализ рисунков 6–8 показал, что наличие неорганических электролитов в буферных жидкостях интенсифицирует процесс разрушения фильтрационных корок независимо от состава бурового раствора. При этом интересно отметить следующие моменты:

- интенсивность фильтрации максимальна в присутствии электролитов при одинаковой концентрации НТФ;
- эффективная концентрация НТФ при этом снижается в 3 раза (исключение фильтрационная корка бурового раствора Optima);
- степень влияния неорганических солей совпадает с предыдущими результатами, т.е. интенсивность фильтрации распределяется следующим образом (в порядке убывания): $\text{CaCl}_2 > \text{KCl} > \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ (рис. 6–8);
- концентрация НТФ в буферной жидкости не должна превышать определенного количества, при котором достигается максимум эффективности. При дальнейшем увеличении концентрации НТФ в буферной жидкости проницаемость фильтрационной корки практически не изменяется, особенно это относится к буферным жидкостям, содержащим сульфат алюминия. Можно предположить вероятность кольматации порового пространства продуктами гидролиза, гетерокоагуляции или комплексообразования.

Максимальная интенсивность фильтрации многокомпонентных буферных жидкостей наблюдается через фильтрационную корку бурового раствора Poly Plus и далее в порядке убывания: Optima и Boremax, что обусловлено, в первую очередь, увеличением содержания твердой фазы (бентонита) и, во вторую, наличием танина (Desco) в растворе Boremax.

В результате проведенных экспериментов (рис. 6–8) установлено, что наилучшей отмывающей способностью фильтрационных корок буровых растворов (Optima, Poly Plus, Boremax), включающих акрилаты (Reacap, Reastab, Poly Plus, SP-101, Clay Graber, Polyac Plus), лигносульфонат (Thinsmart) или танин (Desco), обладают буферные жидкости, в состав которых входит 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита (CaCl_2 или KCl) и 0,05-0,1 % НТФ. При этом использование в качестве соли CaCl_2 эффективнее, чем применение KCl .

Следующая исследуемая многокомпонентная буферная жидкость содержит синтетическое моющее средство Atren SA (0,1; 0,2; 0,4; 0,5; 0,6 и 0,8 %), неорганические электролиты (CaCl_2 , KCl , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$) в концентрации 10 % и стабилизатор (КМЦ). Полученные результаты представлены на рисунках 9–11, составы буферных жидкостей в таблице 4.

Анализ результатов исследований (рис. 9–11) показал, что многокомпонентные буферные жидкости с моющим средством Atren SA незначительно отличаются по своей эффективности от растворов электролитов (см. рис. 1–3).

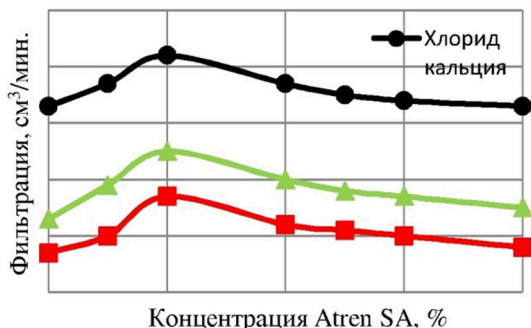


Рисунок 9 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации Atren SA (Optima)

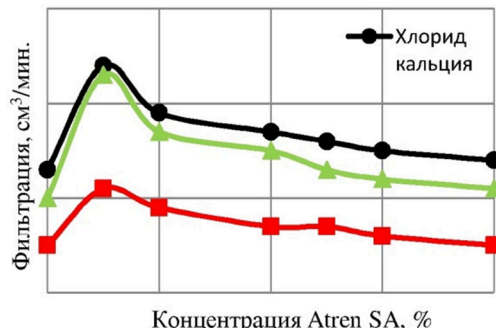


Рисунок 10 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации Atren SA (Poly Plus)

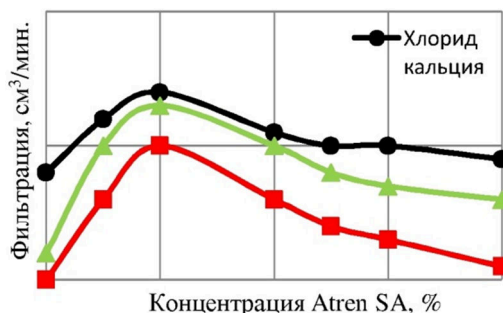


Рисунок 11 – Зависимость фильтрации буферной жидкости от типа соли (10 %) и концентрации Atren SA (Boremax)

Наибольшая интенсивность фильтрации данной буферной жидкости, содержащей электролиты (CaCl_2 , KCl , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$), отмечается через фильтрационную корку бурового раствора Poly Plus и далее



(в порядке убывания): Boremax и Optima, что связано с увеличением содержания твердой фазы (бентонита) и химическим составом реагентов-стабилизаторов. При этом интенсивность фильтрации буферных жидкостей с KCl и $Al_2(SO_4)_3$ через фильтрационные корки буровых растворов Poly Plus и Boremax увеличивается, по сравнению с Optima, указывая тем самым на эффективность их использования при отмывании фильтрационных корок, содержащих лигносульфонаты и танины.

Применение в качестве соли $CaCl_2$ более эффективно, чем использование KCl и $Al_2(SO_4)_3$. Однако следует отметить, что эффективность применения в буферных жидкостях в качестве соли KCl и $Al_2(SO_4)_3$ уменьшается при увеличении содержания твердой фазы (бентонита) и увеличивается при наличии в буровом растворе лигносульфонатов и танинов.

Сравнительный анализ эффективности исследованных буферных жидкостей показал, что использование в качестве синтетического моющего средства НТФ наиболее эффективно, чем применение Atren SA, в среднем в 1,2 раза.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать **следующие выводы**:

1. Использование буферных жидкостей, включающих техническую воду, стабилизатор и синтетическое моющее средство, малоэффективно. Хотя, во всех случаях все буферные жидкости в определенной степени оказывают положительное воздействие на призабойную зону пласта. При этом эффективность использования буферной жидкости значительно увеличивается, если обработать ее дополнительно неорганическим электролитом.

2. Интенсивность фильтрации исследованных типов неорганических электролитов ($CaCl_2$, KCl, $Al_2(SO_4)_3$, NaCl) в концентрации до 10 % как с использованием синтетических моющих средств (НТФ, Atren SA), так и без них, распределяется следующим образом (в порядке убывания): $CaCl_2 > KCl > Al_2(SO_4)_3 > NaCl$, что обусловлено активностью металлов ($Ca > K > Al > Na$). Последующее увеличение концентрации неорганических солей в буферных жидкостях с 10 до 15 % способствует разрушению фильтрационных корок хлоридами калия и натрия. При этом влияние солей поливалентных металлов становится не столь заметно, что связано с химическими процессами с компонентами буровых растворов (акрилатами), включая возможное комплексообразование полимеров различных классов с неорганическими электролитами, гидролиз и гетерокоагуляцию. В промысловых условиях рекомендуется использовать буферные жидкости с концентрацией до 10 %.

3. Довольно значительное влияние на интенсивность разрушения фильтрационных корок и, следовательно, фильтрацию буферных жидкостей оказывает содержание в применяемом буровом растворе твердой фазы и присутствие биополимера, танинов и лигносульфонатов.

4. Использование сульфата алюминия ($Al_2(SO_4)_3$) совместно с НТФ малоэффективно, что связано с их химическим взаимодействием.

5. Проницаемость фильтрационных корок малоглинистых полимерных буровых растворов увеличивается в большей степени при использовании в качестве буферных жидкостей многокомпонентных систем, в частности:

– 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ($CaCl_2$ или KCl) и 0,05–0,1 % НТФ ($CaCl_2$ более эффективен, чем KCl);

– 0,5 % стабилизатора (КМЦ), 10 % неорганического электролита ($CaCl_2$, или KCl, или $Al_2(SO_4)_3$) и 0,1–0,2 % Atren SA ($CaCl_2$ более эффективен, чем KCl и $Al_2(SO_4)_3$).

Литература:

1. Вороник А.М. Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Ю.Л. Логачев, Н.М. Уляшева // Инженер-нефтяник: Научно-технический журнал. – М. : IDS Group, 2016. – № 1. – С. 5–11.

2. Вороник А.М. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Ю.Л. Логачев, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 34–38.

3. Булатов А.И. Буровые промысловые и тампонажные растворы / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.

4. Лихущин А.М. К вопросу выбора рационального типа буферной жидкости / А.М. Лихущин, В.Е. Мясисчев, О.Г. Мязин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 6. – С. 35–38.

References:

1. Voronik A.M. Development of solutions to improve the quality of fastening of wells under conditions of acquisitions and hydrogen sulfide aggression / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, Y.L. Logachev, N.M. Ulyasheva // Petroleum engineering: Scientific and technical journal. – M. : IDS Group, 2016. – № 1. – P. 5–11.

2. Voronik A.M. Mount wells in high-permeability rocks under conditions of hydrogen sulfide aggression / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, Y.L. Logachev, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea: Scientific-technical journal. – M. : VNIIOENG, 2016. – № 4. – P. 34–38.

3. Bulatov A.I. Drilling flushing and grouting solutions / A.I. Bulatov, P.P. Makarenko, Y.M. Proselkov. – M. : Nedra, 1999. – 424 p.

4. Likhushin A.M. Selection of a rational type of buffer fluid / A.M. Likhushin, V.E. Myasishev, O.G. Myazin // Construction of oil and gas wells on land and at sea: Scientific-technical journal. – M. : VNIIOENG, 2013. – № 6. – P. 35–38.



УДК 532.546.544.725

МИКРОРЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ В ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

MICRORHEOLOGICAL EFFECTS IN POLYMERIC BORING

Кондрашев Олег Федорович

доктор технических наук, доцент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
kondr_of@mail.ru

Kondrashev Oleg Fedorovich

Doctor of Engineering, associate professor,
Ufa state oil technical university
kondr_of@mail.ru

Аннотация. Установлено, что фильтрат полимерного бурового раствора при контактном взаимодействии с пористой среде формирует граничные слои, соизмеримые с размерами пор, и приобретает вязкоупругие свойства, что существенно усиливает его антифильтрационные характеристики и ограничивает глубину проникновения.

Annotation. It is established that the polymer mud filtrate in contact with a porous medium forms boundary layers commensurate with the pore size and acquires viscoelastic properties, which significantly enhances its anti-filtration characteristics and limits the depth of penetration.

Ключевые слова: контактное взаимодействие, граничный слой, узкий зазор, фильтрация, изолирующие свойства, микрореологияструктурно-механическая кольматация, разрыв сплошности.

Keywords: contact interaction, boundary layer, narrow gap, filtration isolating properties, a mikroreologiyastrukturno-mechanical kolmatation, a rupture of a sploshnost.

Необходимость в дополнительных, помимо средств стандартных буровой реометрии (РД 39-2-645-81), исследованиях возникла при разработке полимерных буровых растворов без твердой фазы для Западной Сибири [1], поскольку их антифильтрационные или изолирующие свойства, обеспечивающие экранирование зоны бурения от продуктивного пласта, не отвечали сложным геолого-техническим условиям бурения.

Известно, что в растворах с твердой фазой эту функцию выполняет глинистая корка на стенках скважины. В нашем случае при отсутствии твердой фазы полимерная пленка может обеспечивать приемлемую изоляцию продуктивного пласта лишь в ряде случаев – при несоизмеримости размеров макромолекул и пор, невысоких пластовых температурах, то есть в условиях не характерных для эксплуатации.

По этой причине для усиления изолирующих качеств новых буровых систем было решено воздействовать структурно-механическую кольматацию, возникающую при контактном взаимодействии фильтрата с породой. Теоретическим обоснованием этой идеи послужили известные исследования П.А. Ребиндера и др. [2] по затуханию фильтрации, которое связывалось с образованием адсорбционно-сольватных или граничных слоев на стенках пор и снижением по этой причине эффективного сечения поровых каналов и проницаемости керна в целом. Дальнейшие исследования граничных слоев показали, что они представляют собой двумерные образования, соизмеримые с размерами пор и имеющие аномальные физические свойства – повышенную вязкость и сдвиговую упругость, которые, как правило, не проявляются у жидкости в обычных, объемных условиях [3–5].

С этих позиций становится понятным, почему стандартная буровая реометрия, адаптированная к более простым в реологическом отношении вязкопластичным глинистым растворам и неориентированная на анализ контактного взаимодействия жидкости с твердым телом, не фиксирует подобные эффекты и не может служить инструментом для их изучения.

В связи с этим и были проведены специальные фильтрационные и микрореологические (в масштабе поры) эксперименты на естественных образцах пород и моделях пор, результаты которых обсуждаются ниже

Фильтрационные исследования буровых растворов (стабилизирующая основа – КМЦ, Selpol SL) выполнялись на автоматизированной установке FDES – 645 (Cortest, США) [1]. Подготовка образцов пористой среды (керны Кирско-Коттынского месторождения проницаемостью $0,0024 \text{ мкм}^2$, пористостью 14,067 % для фильтрата биополимерного раствора на основе Selpol SL и проницаемостью $0,0213 \text{ мкм}^2$, пористостью 18,05 % для фильтрата глинистого раствора с КМЦ) и дальнейшие исследования проводились по отраслевым стандартам в режиме постоянного расхода.

Микрореологические измерения были проведены по авторской методике [4], дающей возможность получать данные о физическом состоянии жидкости в порах микронного размера – о толщине граничных слоев, формирующихся на пороодообразующих минералах, ее структурно-механических характеристиках в порах, характерных для продуктивных пластов, критических значениях напряжений-градиентов, переводящих жидкость в подвижное состояние.



Измерительная ячейка экспериментальной установки (в дальнейшем узкий зазор), реализующая динамический вариант известного прибора Вейлера-Ребиндера, представляет собой плоский капилляр – две кварцевые пластины, закрепленные на упругом подвесе. Оригинальная механическая подвеска обеспечивает тангенциальность крепления пластин узкого зазора, изменение его величины в пределах 0,3...30 мкм, проведение измерений структурно-механических показателей жидкости при пластовых скоростях и напряжениях сдвига, температурах и давлениях.

Комплексные исследования с применением макро- и микроскопических методов позволили выявить основные закономерности структурно-механической коагуляции в разрабатываемых буровых системах, на кратком описании которых остановимся ниже, и использовать их для улучшения их эксплуатационных характеристик.

Анализ совмещенных во времени фильтрационных и микрореологических данных дает наглядное представление о механизме фильтрации изучаемых жидкостей; их синхронное изменение прямо указывает на определяющую роль межфазных взаимодействий в этом процессе (рис. 1 и 2).

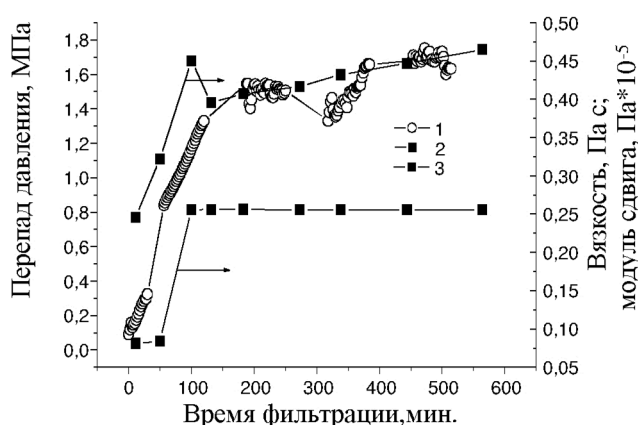


Рисунок 1 – Зависимость перепада давления (1), вязкости (2) и модуля сдвига (3) от времени в узком зазоре 5 мкм для раствора на основе Selpol SL

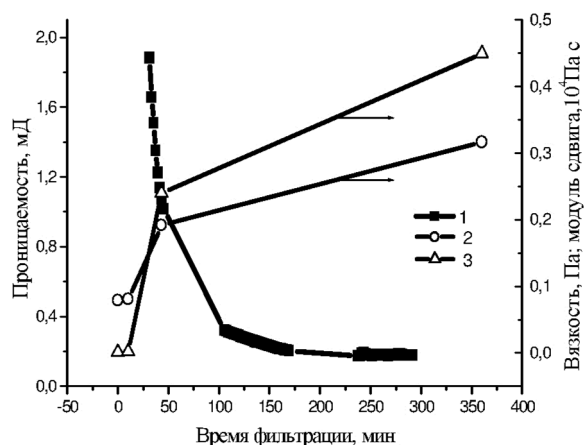


Рисунок 2 – Зависимость проницаемости (1) от времени фильтрации, вязкости (2) и модуля сдвига (3) от времени в узком зазоре 5 мкм для фильтрата глинистого раствора на основе КМЦ

Видно, что уже на первых минутах контактного взаимодействия резко увеличивается динамическая вязкость (кривые 2), кратно превышая свое объемное значение. В формируемой при этом надмолекулярной структуре пристенного граничного слоя появляются и вязкоупругие качества, что следует из динамики сдвиговой упругости (кривые 3) и других рассматриваемых параметров.

Первая и наиболее быстрая стадия структурообразования – формирование граничных слоев и упрочнение по этой причине поровой жидкости завершается за 50–100 минут в зависимости от типа образца и приводит к закупорке – структурно-механической коагуляции интервала пор диаметром до 5 мкм, судя по синхронному снижению проницаемости (рис. 2, кривая 1) и росту давления (см. рис. 1, кривая 2).

На следующей более медленной из-за стерических эффектов стадии контактного взаимодействия идет дальнейшее упрочнение структуры фильтрата в порах, а на фильтрационных кривых в условиях практически равновесной фильтрации появляются скачки давления, отмечаемые и в других независимых фильтрационных исследованиях [6–8]. Важно подчеркнуть, что как в нашей работе, отмечается эффект увеличения их амплитуды с уменьшением проницаемости зерна, что однозначно указывает на молекулярно-поверхностную природу этого явления. Дальнейшие микрореологические исследования течения этих жидкостей в узких зазорах позволили установить и причину их возникновения – разрыв сплошности фильтрата. Этот вывод следует из наличия на кривых фильтрации (рис. 3) и течения (рис. 4) характерных S-ных участков с отрицательным углом наклона, где скорость растет при уменьшении силового фактора. Для более удобного сравнения фильтрационная кривая (рис.3) построена по данным (рис. 1), но в координатах «объем фильтрата – перепад давления», аналогичным реологическим «скорость сдвига – напряжение сдвига».

Известно, что подобная аномалия вызвана разрывом континуума среды и присуща в обычных условиях концентрированным системам – суспензиям, растворам полимеров или их расплавам [9, 10]. В нашем случае в разбавленных растворах (концентрация биополимера не более 0,5 %) этот эффект возникает вследствие появления вязкоупругих свойств у фильтрата при контактом взаимодействии с породой и не обнаруживается, как отмечалось выше, стандартными средствами. Не останавливаясь на подробном описании механизма этого явления, подробно изложенного в [4, 9, 10], рас-



смотрим лишь его прикладные аспекты. Разрыв сплошности возникает во входном сечении порового канала, препятствуя распространению критического давления на остальной объем поровой жидкости и усиливая тем самым изолирующие качества фильтра, который в этом режиме способен выдерживать закритические значения давления. Иными словами, разрыв сплошности выполняет здесь функции своего рода предохранительного клапана, сбрасывая высокое давление, что макроскопически, на фильтрационной кривой проявляется в виде скачков давления, и обеспечивая тем самым его докритический уровень в самой поре.

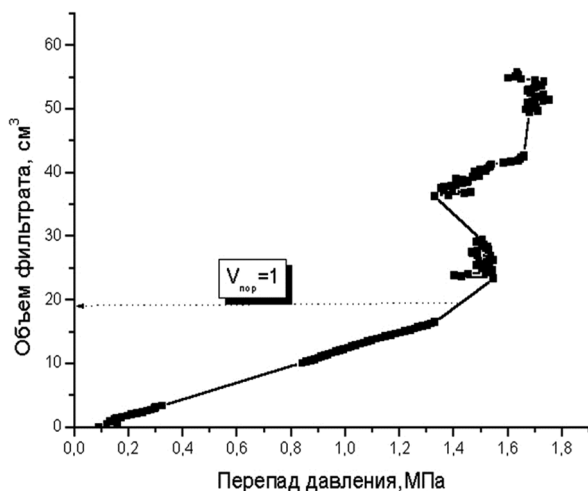


Рисунок 3 – Зависимость объема фильтра полисахаридного раствора на основе Celpol SL от величины давления

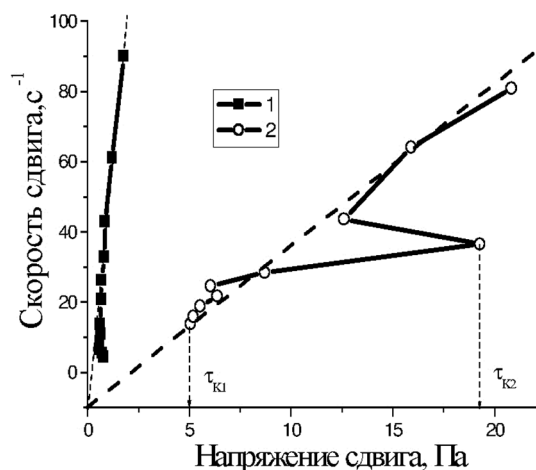


Рисунок 4 – Кривые течения полисахаридного раствора через 4 (1) и 24 (2) часа в узком зазоре 2 мкм

Следует подчеркнуть, что отмеченное принципиально отличает вязкоупругие жидкости от вязкопластичных, которые в подобных условиях теряют свои антифильтрационные качества, способствуя тем самым прорыву фильтра и загрязнению пристольной области.

Необходимо указать, что при освоении скважин преимущества вязкоупругих систем могут стать их недостатком по той же причине – снижение величины эффективного давления из-за разрыва сплошности будет затруднять извлечение фильтра и практически необратимо загрязнять пористую среду. Из-за недостатка информации о физическом состоянии высокомолекулярного фильтра в пористой среде подобное довольно часто встречается в практике нефтеразработки.

Проведение дополнительных исследований макро- и микроскопическими методами позволило выявить факторы структурно-механической коагуляции, определяющие изолирующие свойства высокомолекулярных растворов без твердой фазы – образование граничных пристенных слоев, уменьшающих эффективное сечение поровых каналов, структурирование остального объема фильтра в порах за счет дальнего действия поверхностных сил и, при достижении вязкоупругого состояния, разрыв сплошности в поровых каналах соответствующего размера.

Резюмируя изложенное, можно отметить, что контактные явления на границе жидкость – твердое тело, которые не обнаруживаются стандартными методиками анализа буровых растворов, играют определяющую роль в подземной гидродинамике технологических жидкостей и их необходимо учитывать уже на стадии разработки новых образцов. Для этого необходимы и новые инструменты – методики и измерительная техника, позволяющие, в отличие от длительных и трудоемких фильтрационных исследований, проводить экспресс-оценку влияния межфазных взаимодействий на эксплуатационные характеристики технологических жидкостей.

Литература:

1. Андресон Б.А., Гилязов Р.М. Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважин. – Уфа : Изд. УГНТУ, 2001. – 88 с.
2. Кусаков М.М., Ребиндер П.А., Зинченко Е.А. Поверхностные явления в процессах фильтрации нефтей // Доклад АН СССР. – 1940. – Т. 28. – С. 342–426.
3. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин : монография / Б.А. Андресон [и др.]. – Уфа, 2004. – 250 с.
4. Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы регулирования изолирующих свойств безглинистых полисахаридных буровых растворов : Автореф. дисс. ... д-ра. техн. наук / УГНТУ. – Уфа, 2005. – 40 с.
5. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. – М. : Геоинформак, 2000. – 56 с.



6. Вакула В.Л., Притыкин Л.М. Физическая химия полимеров. – М. : Химия, 1984. – 224 с.
7. Шарипов А.У. Научные и технологические основы применения полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1991. – 57 с.
8. Рогачев М.К., Кондрашев А.О., Кондрашев О.Ф. Водоизоляционный полимерный состав для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 63–65.
9. Виноградов В.Г., Малкин А.Я. Реология полимеров. – М. : Химия, 1977. – 440 с.
10. Юрьев Н.Б. Высококонцентрированные дисперсные системы. – М. : Химия, 1980. – 320 с.

References:

1. Andreson B.A., Gilyazov R.M. Boring solutions on the polyglycoleft basis for drilling and completion of wells. – Ufa : Prod. UGNTU, 2001. – 88 p.
2. Kusakov M.M., Reh binder P.A., Zinchenko E.A. The superficial phenomena in processes of filtration nefty // Report of Academy of Sciences of the USSR. – 1940. – V. 28. – P. 342–426.
3. Physical and chemical bases of use of clay-free polisakharidny solutions for completion of wells : monograph / B.A. Andreson [etc.]. – Ufa, 2004. – 250 p.
4. Kondrashev O.F. Physical and chemical bases of regulation of the isolating properties clay-free polysaharidny boring solutions : Avtoref. yew. ... Dr. tech. sciences / UGNTU. – Ufa, 2005. – 40 p.
5. Kondrashev O.F., Sharipov A.U. Modification of structural and mechanical properties of polymers in the porous environment. – М. : Geoinformak, 2000. – 56 p.
6. Vakula V.L., Pritykin L.M. Physical chemistry of polymers. – М. : Chemistry, 1984. – 224 p.
7. Sharipov A.U. Scientific and technological bases of use of polymeric solutions during the drilling and completion of deep wells. – М. : VNIIOENG, 1991. – 57 p.
8. Rogachyov M.K., Kondrashev A.O., Kondrashev O.F. Water insulating polymeric structure for low-permeability collectors // Oil economy. – 2014. – № 4. – P. 63–65.
9. Vinogradov V.G., Malkin A.Ya. Rheology of polymers. – М. : Chemistry, 1977. – 440 p.
10. Yuryev N.B. The high-concentrated disperse systems. – М. : Chemistry, 1980. – 320 p.



УДК 622.242.4

МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**METHOD OF CEMENT STONE FORMATION UNDER PRESSURE****Костелов Максим Александрович**

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
kostyolov@gmail.com

Габбасов Азамат Фаррахович

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. Планируются лабораторные исследования по изучению влияния давления на процесс формирования цементного камня. Специально для этого разработана лабораторная установка, позволяющая формировать цементный камень под давлением. Описывается эта установка и методика проведения экспериментов.

Ключевые слова: цементный камень, избыточное давление, прочность, проницаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона.

Kostelov Maxim Alexandrovich

Student,
Ufa State Petroleum Technical University
kostyolov@gmail.com

Gabbasov Azamat Farrakhovich

Student,
Ufa State Petroleum Technical University

Annotation. Laboratory investigations are planned to study the influence of pressure on the process of formation of cement stone. Especially for this purpose, a laboratory installation has been developed that allows to form cement stone under pressure. This setup and the procedure for conducting the experiments are described.

Keywords: cement stone, overpressure, strength, permeability, Young's modulus, Poisson's ratio.

Процесс твердения цементного раствора очень сложный и зависит от множества факторов, таких как: температура, давление, водоцементное отношение, удельная поверхность цемента и др. [1]. Их влияние, за исключением давления, хорошо изучено. В связи с этим, планируется изучение влияния давления на процесс твердения цементного камня и его свойства, такие как проницаемость, предел прочности на сжатие, модуль Юнга, коэффициент Пуассона.

Ниже приводится краткий литературный обзор, посвященный изучению влияния давления на формирование цементного камня.

В процессе твердения цементного раствора снижается гидростатическое давление (так называемое «зависание» цементного камня), что является одной из главных причин возникновения ГНВП в период ОЗЦ. В литературе давно известен метод борьбы с проявлениями созданием противодействия на твердеющий цементный раствор, однако вывода о влиянии давления на формирование и свойства цементного камня там нет [2].

Одной из первых работ по изучению влияния давления на процесс твердения цементного раствора является работа Ахметова Р.А. [3]. В его диссертации приведены результаты экспериментов по изучению изменения давления столба цементного раствора, по высоте твердеющего под постоянной нагрузкой.

Сотрудниками ОАО «ТюменНИИгипрогаз» Баталовым Д.М. и Щербичем Н.Е. проведены исследования проницаемости камня, формирующегося в условиях различных температур и давлений [4]. Однако, на основании приведенных данных сделать вывод о влиянии давления на проницаемость цементного камня не представляется возможным.

В статье Федорова приводятся результаты измерения проницаемости и прочности цементного камня, полученного при избыточном давлении [5]. Однако, установка, на которой проводились эксперименты, больше нацелена на изучение фильтрационных процессов.

Специально для изучения влияния давления на формирование цементного камня и его свойства, такие как прочность и проницаемость, на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин УГНТУ была разработана и собрана лабораторная установка, конструкция которой приведена на рисунке 1.

Основным компонентом установки является гидравлический пресс, с помощью которого создается избыточное давление на твердеющий в специальной форме цементный раствор. Величина избыточного измеряется при помощи датчика силы. После извлечения образца и испытания его на проницаемость определяются прочностные показатели. Для этого цилиндрический образец устанавливается на специальный стол лабораторной установки и к образцу подсоединяются четыре тензодатчика перемещений, которые измеряют поперечную деформацию. Сверху на цементный камень уста-



навливается специальная плита, к которой крепятся еще два тензодатчика, измеряющие продольное перемещение. На плиту при помощи шара передается нагрузка, создаваемая прессом. Сигнал с датчиков перемещений и датчика силы передается на тензостанцию, с тензостанции информация передается на ноутбук.

На рисунке 2 представлена форма для формирования цементного камня под давлением. Поршень имеет два резиновых уплотнения, которые исключают утечку жидкости под действием давления. В середине поршня сделано отверстие, через которое выдавливаются излишки цементного раствора. После этого отверстие закрывается специальным болтом с уплотнением.



Рисунок 1 – Лабораторная установка



Рисунок 2 – Форма для формирования цементного камня под давлением

Методика проведения экспериментов заключается в следующем:

- замешивается цементный раствор и заливается в форму;
- форма устанавливается на стол лабораторной установки и с помощью поршня создается нагрузка, соответствующая определенному давлению, и цементный раствор твердеет под давлением;
- контролируется давление, действующее на твердеющий цементный раствор;
- затвердевший образец испытывается на проницаемость по воздуху и по жидкости;
- измеряется предел прочности на сжатие и растяжение цементного камня, определяются модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Планируется провести эксперименты с различными избыточными давлениями, приведенными в таблице 1, а также планируется проверить эффективность различных армирующих добавок для облегченных цементов [6] в скважинных условиях.

**Таблица 1** – Зависимость между усилием на поршень и создаваемым давлением

P, Мпа	F, кН
10	7,06
20	14,13
30	21,19
40	28,26

Проведение лабораторных исследований позволит сделать вывод о влиянии давления при формировании цементного камня на его структуру и свойства, такие как проницаемость, упругость и прочность.

Литература:

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – Уфа, 2011. – 245 с.
2. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 3-е изд. – Краснодар : Просвящение-Юг, 2009. – 934 с.
3. Ахметов Р.А. Исследование изменения и передачи давлений в зацементированной части заколонного пространства во время ОЗЦ и проведения различных работ в скважине : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1975. – 128 с.
4. Баталов Д.М. и др. Цементно-бentonитовые растворы для низкотемпературных скважин // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1984. – С. 56–62.
5. Федоров В.Н., Аверьянов А.П., Котельников С.А., Дюсюнгалиев М.А. Исследование падения порового давления в цементных растворах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 48–53. – URL : http://ogbus.ru/authors/Fedorov/Fedorov_1.pdf
6. Армия А.Б., Логинова М.Е., Кулниязов А.С. Влияние армирующих добавок на расширение в облегченных цементах // Российская наука и образование сегодня: проблемы и перспективы развития. – 2017. – № 6. – С. 39–41.

References:

1. Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S., Tokunova E.F. Chemistry of oil-well and washing solutions. – Ufa, 2011. – 245 p.
2. Bulatov A.I. Detective biography of leak tightness of oil and gas wells. – 3rd ed. – Krasnodar : Prosveschenie-Yug, 2009. – 934 p.
3. Akhmetov R.A. Investigation of the change and transmission of pressures in the cemented part of the cavernous space during the OZZ and various works in the well : dis. scientist. step. ... Cand. tech. Sciences. – Ufa, 1975. – 128 p.
4. Batalov D.M., et al. Cement-bentonite solutions for low-temperature wells // Wotk of ZapSibNIGNI. – 1984. – P. 56–62.
5. Fedorov V.N., Averyanov A.P., Kotelnikov S.A., Dyusyungaliev M.A. Investigation of the fall of pore pressure in cement mortars // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2011. – № 5. – P. 48–53. – URL : http://ogbus.ru/authors/Fedorov/Fedorov_1.pdf
6. Armiya A.B., Loginova M.E., Kulniyazov A.S. Influence of reinforcing additives on expansion in lightweight cements // Russian science and education today: problems and development prospects. – 2017. – № 6. – P. 39–41.



УДК 550.822.7

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОЕ

GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS PERSPECTIVES AND A DESIGN OF EXPLORATION DRILLING ON THE PILTUN-ASTOKHSKOYE FIELD

Лапотников Андрей Геннадьевич

инженер по эксплуатации нефтегазопроводов
отдела эксплуатации нефтегазопроводов
и газораспределительных станций,
обособленное подразделение
«Управление магистральных нефтегазопроводов»
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
aplent@mail.ru

Котельников Александр Сергеевич

студент-магистрант,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
9183315000@mail.ru

Аппо Йао Коссонун

студент,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
yaokossonouappoh@hotmail.fr

Аннотация. В статье рассмотрено геологическое строение, перспективы газоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское. Приведены сейсморазведка (сейсмологические условия и интерпретация сейсмических материалов) и геофизические исследования скважин, описана методика поисково-разведочных работ на шельфе Сахалина. Показано обоснование размещения поисковых скважин, обоснование размещения разведочных скважин, обоснование максимального значения зенитного угла, обоснование выбора конструкции скважин на Пильтун-Астохском месторождении, а также обоснование видов и способов бурения. Даются рекомендации для бурения двух разведочных скважин №№ 1-Р и 2-Р на Астохской площади.

Ключевые слова: интерпретация сейсмических материалов; геофизические исследования скважин; методика поисково-разведочных работ; обоснование размещения поисковых скважин; обоснование размещения разведочных скважин; организация и проведение буровых работ; обоснование выбора конструкции скважин.

Lapotnikov Andrey Gennadievich

Engineer for the operation of
oil and gas pipelines
for the operation of oil and gas pipelines
and gas distribution stations,
Separate subdivision «Administration of
Trunk Oil and Gas Pipelines»
LLC «RN-Sakhalinmorneftegaz»
aplent@mail.ru

Kotelnikov Alexander Sergeevich

Masters' Student
Institute of Oil, Gas and Energy of
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Appoh Yao Kossonou

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy of
Kuban state technological university
yaokossonouappoh@hotmail.fr

Annotation. The article considers the geological structure, prospects of gas content and the exploration drilling project at the Piltun-Astokhskoye field. Seismic surveys (seismological conditions and interpretation of seismic materials) and geophysical studies of wells are presented, and a technique for prospecting and exploration on the shelf of Sakhalin is described. The rationale for the placement of exploratory wells, the rationale for the placement of exploratory wells, the justification for the maximum value of the zenith angle, the rationale for choosing the well design at the Pil' tun-Astokhskoye field, as well as the rationale for the types and methods of drilling are shown. Recommendations are given for drilling two exploratory wells №№ 1-P and 2-P on the Astokhskoye area.

Keywords: interpretation of seismic materials; well logging; method of prospecting; substantiation of placement of prospecting wells; substantiation of placement of exploratory wells; organization and carrying out of drilling works; justification of choice of well design.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Северо-Восточном шельфе Сахалина, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15–20 км от береговой линии (рис. 1).

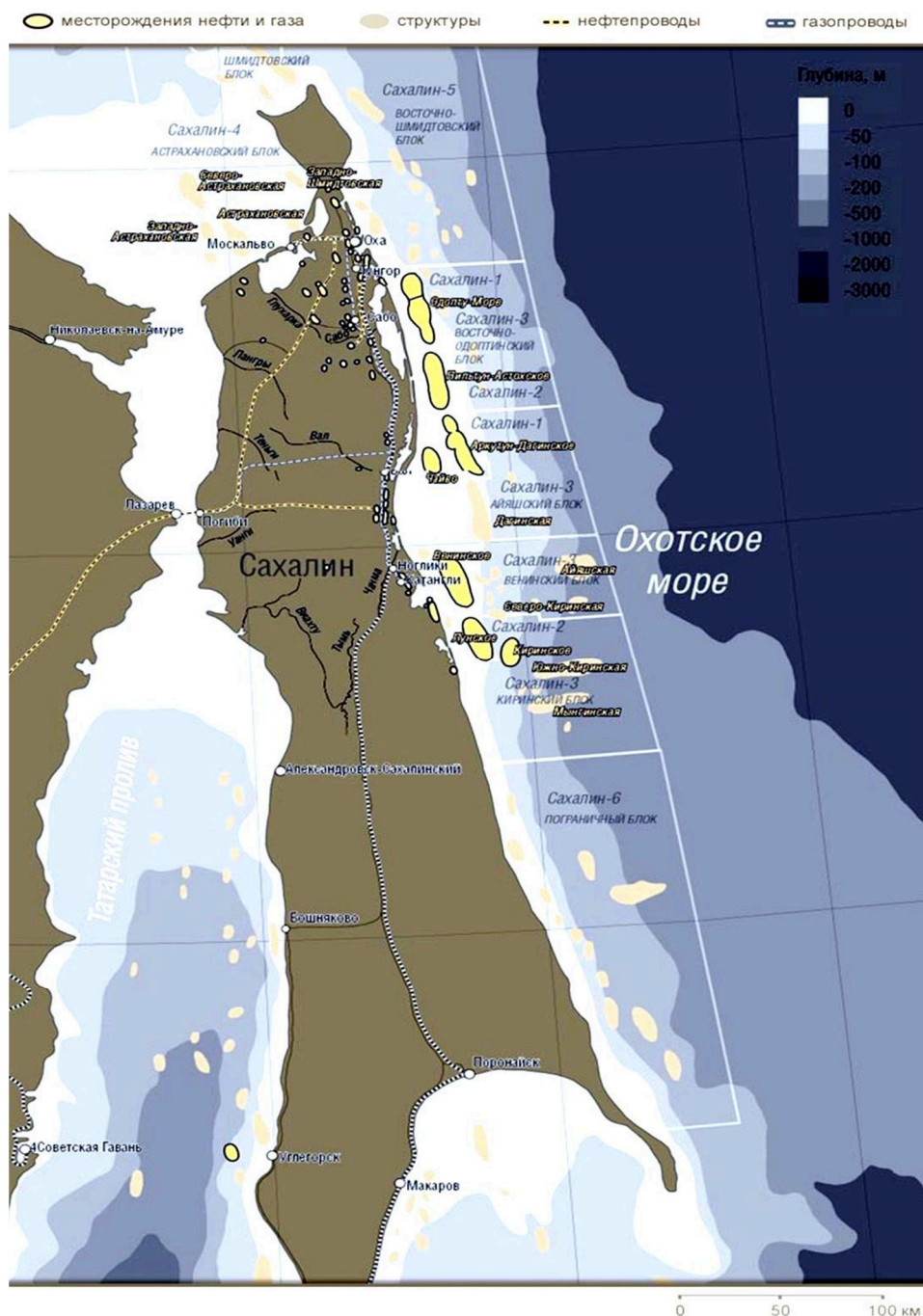


Рисунок 1 – Карта размещения месторождений Северного Сахалина

В административном отношении данный участок шельфа входит в состав Охинского и Ногликского районов Сахалинской области. Ближайшим населённым пунктом на сопряжённой суше является г. Оха, расположенная в 90 км к северу.

Инженерно-геологические условия Пильтун-Астохского месторождения характеризуются как сложные, ввиду наличия погребённых палеодолин, сложного строения металогических комплексов, довольно высокой сейсмоопасностью и активного проявления мезодинамических процессов. Акватория месторождения находится в зоне транзита осадочного материала. На дне выявлены подводные гряды с подвижными мезоформами рельефа дна – песчаными валами амплитудой 1–4 м.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Вдоль береговой линии образуется ледяной припай, в пределах которого часто происходит торшение льда высотой до 5–6 м.

Дрейфующий лёд мощностью 1,5–2,0 м образует отрывные поля, перемещающиеся вдоль берега острова с севера на юг со скоростью 0,1–1,67 м/сек, что препятствует бурению скважин с ПБУ в зимнее время (в течение 6–6,5 месяцев) и создаёт опасность для стационарных платформ.



Нефтегазоносность

Залежи нефти, газа и конденсата на площади Пильтун-Астох залегают в песчаных пластах и песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1400–2400 м. В структурном отношении залежи углеводородов контролируются мегантиклиналью, включающей три брахиструктуры: Пильтунскую, Южно-Пильтунскую, Астохскую.

Геологическое строение месторождения осложняется как наличием литологических замещений или тектонических свойств продуктивных пластов. Залежи нефти и газа относятся к классу структурных, к группе антиклинальных и куполовидных структур; подгруппе сводовых, пересеченных или экранлируемых разрывными нарушениями и зонами литологического замещения или выклинивания пород коллекторов.

Месторождение относится к многопластовым, как как в разрезе установлено опробованием и прогнозируется по ГИС 15 продуктивных пластов, содержащих залежи нефти, газа и конденсата. Залежи подразделяются на:

- 1) нефтяные (Н);
- 2) газовые (Г);
- 3) газоконденсатные (ГК);
- 4) нефтегазоконденсатные (НГК);
- 5) газоконденсатнонефтяные (ГКН).

В нефтегазоконденсатных (НГК) залежах газовая шапка превышает по объёму нефтяную оторочку, а в газоконденсатнонефтяных (ГКН) залежах (т.е. в нефтяных с газоконденсатной шапкой) основная по объёму часть залежи нефтяная. Нефтяные (Н) залежи содержат только нефть с растворенным газом. Разделение залежей на газовые (Г) и газоконденсатные (ГК) произведено по содержанию в газе конденсата. Газовые залежи содержат незначительное количество конденсата ($< 10 \text{ см}^3/\text{м}^3$). При разработке газоконденсатных залежей и шапок (в результате снижения давления) из добываемого пластового газа выделяется конденсат. Содержание его в залежах Пильтун-Астоха колеблется от $55 \text{ г}/\text{м}^3$ (XII пласт) до $190 \text{ г}/\text{м}^3$ (XXV пласт).

Залежи размещены по участкам следующим образом:

Пильтунский участок – 21 залежь.

- 1а блок – одна газоконденсатная (ГК) – пласт XIX₁;
- I блок – 12 залежей:
 - 3 газовые (Г) – пласт XII, XIII–XIV, XVI–XVII;
 - 4 нефтегазоконденсатные (НГК) – пласт XVII, XX1₁, XX1₂, XX1₃;
 - 5 газоконденсатнонефтяных (ГКН) – пласт XX₁, XXII₁₋₂, XXII₃, XXIII, XXIV₂;
- II блок – 8 залежей:
 - 1 газовая (Г) – пласт XII;
 - 3 газоконденсатные (ГК) – пласт XVIII, XXII₁₋₂, XXIII;
 - 2 нефтегазоконденсатные (НГК) – пласт XXI₁, XXI₃;
 - 4 газоконденсатнонефтяные (ГКН) – пласт XIX₁, XXI, XX1₂, XXI₃.

Астохский участок – 4 залежи:

- 1 нефтяная (Н) – пласт XXI₁;
- 2 газоконденсатные (ГК) – пласты XXIV₁, XXV;
- 1 нефтегазоконденсатная (НГК) – пласт XXIII.

По площади продуктивности, ограниченной внешними контурами нефте- или газоносности, залежи разделены на малые (до 10 км^2) – 5 залежей; средние (от 10 до 50 км^2) – 24 залежи; большие (50 км^2) – 6 залежей. Залежи по дебиту до 25 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$; малодобитные – газовые от 25 до 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$; среднедобитные – нефтяные залежи по дебиту от 7 до 25 тонн/сут., газовые от 100 до 500 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$; высокодобитные – нефтяные от 25 до 200 тонн/сут., газовые залежи по дебиту от 500 до 1000 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$

По величине начальных пластовых давлений (МПа) преобладают залежи с высоким давлением от 13 МПа (XII пласт) до 23 МПа (XXV пласт).

Определение абсолютных отметок водонефтяных (ВНК), газодляных (ГВК) и газонефтяных (ГНК) контактов проводилось по результатам опробования скважин и данным ГИС. Для большинства залежей при опробовании скважин были установлены в скважинах нижние границы газоносности (НГГ) или же нижние границы нефтеносности (НГН), проведённые по абсолютным отметкам нижних отверстий перфорации с учётом границ продуктивных (по ГИС) прослоев.

Геологическое строение нефтегазоконденсатного месторождения по данным сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения

Сейсморазведка

В результате бурения поисковых и разведочных скважин установлено, что миоцен-плиоценовые отложения изучаемого разреза представлены толщей терригенных образований: песчаников, глин и алевролитов. Чередование относительно маломощных пластов с различными физи-



ческими характеристиками предопределяет условия формирования достаточно устойчивых сейсмических отражений различной интенсивности и протяжённости. Прослеживаемость сейсмических границ в пределах структуры определяется, главным образом, литологическим составом и возрастом пород, степени их катагенического преобразования.

Сейсмологические условия

В геологическом разрезе изучаемого района выделены отложения мезозойского «фундамента» и кайнозойского осадочного чехла. Стратиграфический разрез района и Пильтун-Астохского месторождения в целом подразделены следующим образом снизу – вверх.

- мачигарский горизонт (олигоцен, мощность 50 м);
- даехуринский горизонт (олигоцен, мощность 650 м);
- уйнинский горизонт (нижний миоцен, мощность 120 м);
- дагинский горизонт (средний – нижний миоцен, мощность 1800 м);
- окобыкайский горизонт (средний миоцен, мощность 190 м);
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен, мощность 2800 м);
- четвертичные отложения (мощность 30 м).

Интерпретация сейсмических материалов

Интерпретация и структурные построения выполнялись практически по всем продуктивным пластам (XII–XXV), вскрытых поисково-разведочными скважинами. При визуальном анализе временных разрезов основное внимание уделялось изучению динамических характеристик отражений: изменению частоты и формы сигнала, непрерывности отражений, геометрическим элементам волновой картины. Параллельно с этим привлекались результаты скоростного, так и количественные данные динамического анализа, которые в сочетании с результатами интерпретации данных ГИС позволяли выделить более устойчивые критерии при интерпретации материалов и изучении закономерностей распределения физических характеристик пластов-коллекторов.

Использование перечисленной информации сделало возможным выделить на временных разрезах и в плане несколько градаций, связанных с литологическими изменениями пластов:

- границы регионального литологического замещения;
- границы литологических экранов (локальные);
- границы выклинивания пластов;
- границы литологических тел.

Основные черты строения изучаемого разреза отложений, закономерности трендов развития пласта позволяет разделить их на две группы, условия формирования в которых резко различны: верхняя пачка пласта – пласты XII–XIX₁ и нижняя пачка – пласты XXI₁–XXV. Смена условий осадконакопления происходит по уровню XXI₁ пласта.

Верхний интервал, включающий пачку пластов XII–XIX₁, развит практически по всей площади (за исключением XVII₁–XIX₁ пластов, выклинивающихся на запад). Мощность интервала относительно выдержанная, что свидетельствует о стойкости структурно-тектонической обстановки в период формирования отложений.

Характер волновой картины и результаты интервального анализа энерго-частотных характеристик сейсмических разрезов свидетельствует о фиксируемой зональности строения (литологических свойств) выделенного интервала разреза. Так, в пределах восточного крыла Пильтунской структуры рассматриваемый интервал характеризуется аномальными значениями амплитуд отражений, что свидетельствует о существенной дифференциации физических характеристик разреза. Распределение энерго-частотных характеристик коррелируется с изменением интервальных скоростей – уменьшение $V_{интер}$ соответствует увеличению амплитуд отражений.

При построении карт изохрон, карт средних скоростей, карт амплитуд и структурных карт выбор параметров радиуса влияния, фильтрации и т.д. осуществляется путём их тестирования и сопоставления результатов построения с контрольными точками (скважинная информация).

Для Пильтун-Астохского месторождения решены структурные задачи по всем продуктивным пластам.

Геофизические исследования скважин

На месторождении был выполнен значительный объём промыслово-геофизических исследований как отечественным комплексом, так и аппаратурой «Dresser Atlas». В скважинах с отечественным комплексом ГИС выполнены следующие виды каротажа: стандартный, БКЗ, ПС, кавернометрия, микрокавернометрия, термокартаж, микрозондирование, микробоковой, боковой, индукционный, радиоактивный, газовый.

Комплекс ГИС, проводимый аппаратурой «Dresser Atlas», включает следующие виды каротажей:

- двойной боковой каротаж (БК) зондом с большим радиусом исследования БКБ и зондом с малым радиусом исследования БКМ;
- боковой микрокаротаж (БМК);



- каротаж ПС;
- нейтронный каротаж (ПК);
- плотностной гамма-каротаж;
- акустический каротаж (АК);
- профилометрия; гамма-каротаж (ГК).

Комплекс ГИС является достаточно информативным и в большинстве случаев позволил достаточно уверенно выделить в разрезе скважин продуктивные пласты, оценить их характер насыщения, определить коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности и эффективные толщины.

Коллекторские свойства пород изучались на образцах керна, отобранного в каждой скважине из различных пластов.

Наряду с изучением пластов-коллекторов внимание уделялось также изучению вмещающих глинистых пород. Наличие керна практически в каждой скважине из продуктивных пластов и покрышек, в большинстве случаев его 100 % вынос, позволило довольно полно изучить характеристики пластов-коллекторов, установить закономерности изменения коллекторских и фильтрационных свойств, построить петрофизические зависимости для определения параметров, оценить нижние пределы пористости, глинистости.

Ниже приводятся результаты оценки продуктивности XXI пласта, обоснование абсолютных отметок разделов «нефть – вода», «нефть – газ», характеристика неиспытанных отложений по данным Каротажа и оценка их продуктивности.

Пласт XXI₁ в пределах месторождения содержит одну газоконденсатную (ПС) и две нефтегазоконденсатные (НГК) залежи. Пласт сложен несколькими прослоями коллекторов, изменяющихся по мощности в связи с их выклиниванием и глинизацией. Зона глинизации пласта протягивается в субмеридиональном направлении вдоль восточного крыла структуры и оказывает существенное влияние на границы и формы залежей.

Пильгунский участок

I блок, развита нефтегазоконденсатная залежь (НТК). Наличие газоконденсатной шапки было доказано при опробовании пласта XXI₁ (совместно с XXI₂). Максимальный дебит нефти в скважине № 11 составил 636,2 м³/сут. на штуцере $d_{шт}$ = 20,64 мм при депрессии 0,93 МПа, в скважине № 13 – 261,0 м³/сут. при депрессии 5,43 МПа на штуцере $d_{шт}$ = 16,25 МПа, а в скважине № 8 (интервалы перфорации 1648-1642 и 1656-1662 м) получен фонтан газа с конденсатом с максимальным дебитом газа Q_g = 319,4 тыс. м³/сут., конденсата Q_k = 12,0 м³/сут. при депрессии 2,59 МПа на штуцере $d_{шт}$ = 15,08 мм. Удельное сопротивление коллекторов в скважине № 8 по результатам интерпретации диаграмм ГИС составляют 5,1 ÷ 6,2 Ом·м, $\alpha_{пс}$ = 0,43 ÷ 0,47. Коллекторы не только по опробованию, но и по диаграммам ГИС газонасыщены.

В скважине № 6 коллекторы только по материалам ГИС являются продуктивными. Опробование пласта не производилось. На замере НГК отмечается повышенными показаниями, характерными для газонасыщенных пород и соизмеримыми с показаниями газоносного по опробованию XXI₂ пласта. Пласт до подошвы газонасыщен (глубина 1736,6 м). Наличие нефтяной оторочки в залежи было установлено при опробовании пласта XXI₁ (совместно с XXI₂) в скважине № 13 (интервалы перфорации 1858–1864 и 1870–1892 м). Дебит безводной нефти через штуцер диаметром 16,25 мм составил 261,0 м³/сут. ВНК по результатам опробования не установлен. Нефтегазоконденсатная залежь в блоке I на севере и восточном крыле Пильгунской структуры ограничена зоной литологического замещения (глинизация пласта). В южной части залежь ограничена разрывом 2. В указанных границах размеры залежи составляют 5,3×5,5 м км, общая высота залежи – 213 м, в том числе нефтяной оторочки – 72 м, газовой шапки – 141 м. Общая площадь залежи равна 27,625 км², в том числе газовой части – 23,475 км², объём её в целом – 94957 тыс. м³, в том числе газовой шапки – 76320 тыс. м³, нефтяной – 18637 тыс. м³. Контуры залежи (НТК и ГНК) проведены горизонтально. Нефтегазоконденсатная залежь – пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

В блоке II распространена нефтегазоконденсатная залежь, наличие нефтяной зоны было установлено при опробовании пласта (совместно с XXI₂) в скважине № 11 (интервалы перфорации 1859–1862, 1867–1875 и 1876–1885 м). В результате получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 636,2 м³/сут. и растворённого газа (Q_1 = 42,8 тыс. м³/сут.).

Пласт в скважине № 7 контактирует с газовой шапкой I блока и XXI₂ пласт в этой скважине насыщенный газом, следует предполагать, что XXI₁ пласт в этой скважине насыщен газом. ГНК рассчитан на абсолютной отметке 1799 м. ВНК по результатам опробования не установлен.

Нефтегазонасыщенная залежь на севере и юге участка ограничена разрывами 2 и 3, на востоке зоной литологического замещения (глинизации пласта-коллектора). Размеры залежи равны 5,0×9,0 км, общая высота залежи – 112 м, в том числе газовой шапки – 69 м, нефтяной оторочки – 43 м. Общая площадь залежи – 23,6 км², объём её – 51452 тыс. м³, в том числе нефтяной оторочки – 22725 тыс. м³, газовой шапки – 28728 тыс. м³. Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная, высокодебитная, с поровым типом коллектора.



Южно-Пильтунский и Астохский участок

Здесь распространена газоконденсатная залежь сложного строения. В скважине 5 (в своде структуры) по результатам интерпретации ГИС прогнозируется наличие газоконденсатной шапки. Однако опробование этого пласта в скважине 5 не производилась.

Наличие нефтяной оторочки было установлено в результате опробования скважин №№ 10 и 12. В скважине № 10 (интервал перфорации 1952–1972 м) из XXI_b пласта через штуцер 11,9 мм был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 173,3 м³/сут. при депрессии 8,65 МПа и растворённого газа 5,7 тыс. м³/сут. При опробовании пласта XXI₁ в скважине № 12 (интервал перфорации 1997–2011 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти ($Q_n = 225,2$ м³/сут.) и растворённого газа ($Q_g = 16,1$ тыс. м³/сут.) через штуцер $d_{ум} = 14,2$ мм при депрессии 2,47 МПа. Газонефтяной контакт рассчитан по абсолютной отметке 1860 м.

Нефтяная часть залежи распространена на Астохском участке. В скважине № 1 пласт был опробован совместно с XXI₁ (интервалы перфорации 1951–1991 и 2000–2020 м). В результате опробования был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 472,0 м³/сут. и растворённого газа 34,5 тыс. м³/сут. при депрессии 1,22 МПа на штуцере $d_{ум} = 17,0$ мм. Коэффициент продуктивности в скважине составил 369,3 м³/сут. МПа, проницаемость – 0,193 мкм².

В скважине № 3 было опробовано отдельно два прослоя пласта XXI_{1,2} – верхний и нижний. Дебит нефти из верхнего прослоя (интервал перфорации 1937–1940 м) составил 49,0 м³/сут. при депрессии 6,59 МПа на штуцере $d_{ум} = 6,35$ мм. Из нижнего прослоя XXI пласта (интервал перфорации 1954–1965 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 314,5 м³/сут. и растворённого газа 24,75 тыс. м³/сут.

В скважине № 4 было проведено испытание XXI₁ и XXI₂ пласта в интервалах 2000–2010 и 2020–2030 м, максимальный дебит нефти – 662 м³/сут., растворённого газа – 4,55 тыс. м³/сут. при депрессии 8,52 МПа на $d_{ум} = 9,52$ мм. Проницаемость 0,007 мкм², продуктивность – 5,15 м³/сут. · МПа.

Нижняя граница нефтеносности в целом для залежи Южно-Пильтунского и Астохского участков проведена по нижним дырам перфорации продуктивного нефтеносного пласта XXI₁ в скважине № 12 на абсолютной отметке 1979 м. Нефтенасыщенность верхнего прослоя XXI₁ пласта в скважине № 2 (по данным ГИС) позволяет провести ВНК на абсолютной отметке 2003 м (т.е. по подошве верхнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 2).

Нефтегазоконденсатная залежь XXI₁ пласта на севере Южно-Пильтунского участка ограничена разрывом 3, на восточном крыле структуры (между скважинами №№ 5 и 9) залежь литологически ограничена зоной глинизации пласта-коллектора.

Общие размеры залежи (по ВНК – 2003 м) составляют 7,3×24,3 км, высота – 233 м, в том числе газовой шапки – 90 м, нефтяной зоны – 143 м. Площадь газовой шапки равна 22,4 км², нефтяной зоны – 146,05 км². Объём газовой шапки – 91638 тыс. м³, объём нефтяной зоны – 1557638 тыс. м³. На Астохском брахикуполе газовой шапки не обнаружено. Размеры нефтяной зоны, контролируемой Астохской структурой, равны 6,5×14,0 км, высота – 105 м.

Фильтрационная характеристика на этой площади изменяется с запада на восток от проницаемости 0,17 мкм² в скважине № 12 до 0,039 мкм² в скважине № 10 при изменении продуктивности от 104,7 до 20,2 м³/сут. · МПа.

Методика поисково-разведочных работ на шельфе Сахалина

Шельф Северо-Восточного Сахалина явился своеобразным полигоном среди остальных акваторий для отработки методики поисково-разведочных работ в условиях замерзающих морей (с довольно кратковременным периодом полевых работ 4–4,5 месяцев). В течение 14-летней истории поисков и разведки месторождений нефти и газа в данном районе накоплен богатейший опыт ведения работ.

И.О. Бродом было высказано актуальное и сегодня суждение, что для того, чтобы не дискредитировать месторождение, места закладки поисковых скважин должны выбираться «сугубо осторожно». Месторождение должно быть изучено настолько, чтобы точки, в которых закладываются поисковые скважины, являлись наиболее благоприятными для скопления и сохранения нефти и газа на глубине.

При анализе геологоразведочного процесса в разных регионах можно выделить три основных подхода к заложению скважин, которые сменяли последовательно друг друга. При первом заложение скважин происходило по методике «от известного», т.е. на границе залежи, достоверно установленной предшествующей скважиной. При применении второго подхода учитываются возможные границы залежей по предполагаемому коэффициенту заполнения ловушек углеводородами. Развитие техники и технологии геофизических исследований позволяет в ряде случаев прогнозировать по прямым признакам положения межфазовых контактов, а, учитывая данные о региональных гидростатических делениях, рассчитывать положение контактов по результатам бурения первых поисковых скважин. Это дало возможность для применения третьего подхода – заложения скважин с учётом возможных границ залежей.



Предполагаемая система поиска и разведки месторождений нефти и газа основана на использовании комплекса геолого-геофизических данных, получаемых при подготовке структуры к поисковому бурению, в процессе поискового бурения, детализации открытого месторождения сейсмическими исследованиями и проведении разведочного бурения. Должен быть произведён прогноз литологического состава стратиграфических комплексов с тенденциями его пространственного изменения, выделены границы пластов, прогноз продуктивности разреза с определением глубинного и площадного положения границ АТЗ. На этапе разведки требуется изучить фазовое состояние УВ месторождения в целом, а при наличии тектонических блоков, структурных и литологических ограничений, определить границы залежей, изменение эффективной толщины, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности. Требуется обоснование положения зон литологических замещений и нижних пределов фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В связи с тенденцией проводить разведку морских месторождений нефти и газа ограниченным числом скважин, изучение эффективной толщины пластов-коллекторов с их фильтрационно-емкостными свойствами по площади возможно только на основе использования сейсмических данных с подтверждением основных закономерностей их изменения скважинами.

Обоснование размещения поисковых скважин

При обосновании местоположения первых поисковых скважин используется два методических приёма: заложение поисковой скважины в наиболее гипсометрически приподнятой части структуры или заложение поисковой скважины с некоторым смещением от свода.

Первые поисковые скважины для открытия месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина планировались и бурились на перспективных структурах в сводах или присводовых частях складок и тектонических блоков. Отдельные поисковые скважины были частично смещены от свода на крыло структуры. Так, поисковая скважина № 1 на Астохском куполе была смещена на 30 м, а скважина № 6 на Пильтунском куполе на 35 м. Данное смещение первой скважины обосновывалось:

- 1) возможностью прироста промышленных запасов УВ (категории С₁);
- 2) предполагаемым вскрытием нефтяной или газонефтяной зон (за пределами газовых шапок, имеющих небольшие высоты).

В пределах зон с предполагаемой повышенной трещиноватостью, расположенных на крыльях структур, осложнением типа «структурного носа», поисковую скважину предлагается закладывать в наиболее приподнятой части, на некотором расстоянии от предполагаемой зоны уменьшения трещиноватости.

Обоснование размещения разведочных скважин

Разведочные скважины преимущественно располагались:

- на крыльях структур, в зонах межфазовых контактов или в полнопластовой части залежей;
- на периклиналях структур в зонах межфазовых контактов;
- в пределах зон литологического замещения;
- в межкупольных зонах для установления взаимосвязи залежей в различных куполах.

Разведочные скважины закладываются в участках, имеющих максимальную величину признака по всей совокупности продуктивных пластов с учётом зон резкого изменения градиента эффективной толщины. Кроме учёта зон резкого изменения градиента эффективной толщины, должна учитываться необходимость изучения строения залежи на Астохской площади. Представляется рациональным заложение первой разведочной скважины № 1-Р в предполагаемую или расчётную зону контакта на участке перехода крыла в периклиналь. Вторая скважина № 2-Р рекомендуется на противоположном по отношению к своду участке перехода крыла в периклиналь. Для изучения остальной площади залежей рекомендуется применение равномерно-высотной системы разведки, заключающейся в том, что после бурения первых двух скважин на межфазовые контакты определяется дополнительное количество скважин для равномерного изучения объёма залежей. Для этого проводится условное разделение основной залежи на горизонтальные секторы, по высоте, равные удвоенной мощности пласта. Расчёт количества скважин производится по формуле:

$$N_{ске} = \frac{H_{зал} \cdot \cos \alpha}{2h} - 2,$$

где $N_{ске}$ – количество скважин, необходимое для доразведки; $H_{зал}$ – высота залежи, м; h – толщина пласта, м; α – угол падения пород, град.

Данная формула может быть дополнена расчётами величины межфазовых контактов по методическим рекомендациям Осядько Н.Н. и Бараша Б.И.:



$$Z = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha},$$

где Z – ширина контакта, м; h – толщина пласта, м; α – угол наклона пласта, град.

Общие сведения об организации и проведении буровых работ

В основу расчётов по организации буровых работ на месторождении с помощью ледостойких стационарных платформ положен опыт строительства 14 разведочных вертикальных скважин, пробуренных с СПБУ на данном месторождении.

Имеющийся объём информации позволяет оценить геолого-геофизические условия предстоящего бурения эксплуатационных скважин, разработать технологию бурения, а также определить прогнозные технико-экономические показатели.

Разведочные скважины, как правило, пробурены с использованием с использованием двухколонной конструкции: водозащитная колонна диаметром 763 мм, кондуктор диаметром 340 мм, техническая колонна диаметром 245 мм, эксплуатационная колонна-хвостовик диаметром 178 мм. По мере накопления опыта и получения информации об условиях бурения конструкции скважин упрощались.

Решение задачи по определению графика бурения скважин производилось по программе PLATO. В качестве исходных данных использованы структурные карты с проектным расположением скважин, а также разработки отдела бурения в области строительства направленных скважин кустовым способом с большими углами наклона.

Искомые показатели (сроки окончания скважин) зависят от расположения платформы относительно проектных скважин на месторождении.

Выбор положения платформы производится исходя из двух критериев: минимальная суммарная длина стволов скважин и минимально возможные углы наклона стволов скважин. Для наклонно-направленных скважин пороговым значением угла наклона является 60 град. Превышение этого значения кратно увеличивает трудности каротажных работ (доставка приборов на забой), а также спуск бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. В связи с этим из двух названных выше критериев определяющим является второй – получение минимально возможных углов наклона.

Средняя коммерческая скорость по пробуренным на месторождении разведочным вертикальным скважинам составляет 2513 м/ст.·мес. При расчёте цикловой скорости бурения в программу бурения заложены следующие данные:

- время освоения в зависимости от величины зенитного угла:
 - зенитный угол > 60 град. – 10 сут.;
 - 60 град. > зенитный угол > 50 град. – 9 сут.;
 - 50 град. > зенитный угол > 40 град. – 8 сут.;
 - зенитный угол < 40 град. – 7 сут.
- продолжительность монтажных работ по перемещению установки на ледостойкой стационарной платформе (ЛСП) – 2 сут.;
- остановки работ по метеоусловиям – 3 сут.;
- наклонно-направленные скважины предлагается бурить по трёхинтервальному профилю, как наиболее простому.

Ввод ЛСП в работу планируется в летнее время, поэтому календарное время бурения в год ввода ЛСП принято 185 сут.

Обоснование максимального значения зенитного угла

Значение технически достижимого зенитного угла наклона определяет площадь охвата месторождения с ЛСП. От величины зенитного угла зависит количество необходимых платформ, с помощью которых может быть обеспечена заданная добыча углеводородов и закачка в пласты.

Величину максимального зенитного угла определяем из условия возможности самодвижения колонн труб на заданную глубину под действием собственного веса. Движущая сила складывается из веса труб в вертикальном участке, в дугу набора угла и в наклонно-направленном участке. Тормозящая сила представляет собой сумму сил трения колонны и колонны в открытом стволе. По схеме наклонной плоскости движение прекращается при максимальном угле A_{\max} :

$$A_{\max} = \operatorname{arctg} \left(\frac{1}{m} \right),$$

где m – коэффициент трения трубы о породу.

При обычно применяемых на суше буровых растворах коэффициент трения трубы о породу приблизительно равен 0,5, при этом значение максимального зенитного угла составит 63 град. В данных условиях смазывающие свойства бурового раствора особенно важны. Таким образом, повысить



значение максимального зенитного угла можно за счёт снижения значения m , а также за счёт увеличения длин вертикального участка и дуги набора угла.

Можно определить, что для скважин с вертикальным участком 100 м и радиусом дуги набора угла 850 м максимальный угол будет равен 67 град. Его дальнейший рост потребует применения специальных смазывающих добавок и буровых растворов на углеводородной основе. На данном этапе, учитывая имеющийся производственный опыт и ограниченные технические возможности, принимаем в расчётах максимальный зенитный угол, равный 67 град. Бурение скважин с углами, близкими к максимальным, требует применения в комплекте буровой установки верхнего привода («вертлюга – ротора»). Использование этого механизма повысит безопасность проведения работ и сократит затраты времени на бурение.

Обоснование выбора конструкции скважин на Пильтун-Астохском месторождении

Верхняя часть разреза до глубины 700–800 м сложена преимущественно песками с включениями гальки и слабосцементированными рыхлыми песчаниками с редкими и незначительными по мощности пластами и пропластками глин. Ожидаются осыпи стенок скважин и дифференциальные прихваты буровой колонны. Коэффициент аномальности пластовых давлений в продуктивных горизонтах составляет $K_a = 1,05$. Однако плотность бурового раствора будут определять не только пластовые давления, но и встречающиеся в разрезе неустойчивые глинистые породы. По градиентам давлений (пластового, столба бурового раствора и гидроразрыва пород) зон с несовместимыми условиями бурения не ожидается. Конструкцию скважин принимаем двухколонной (не считая водоотделительной), исходя из ожидаемых в процессе бурения осложнений и опыта бурения скважин на площади.

Расчёт длины технической колонны приведён по общепринятым формулам. Расчётная глубина спуска технической колонны равна $L = 1034,8$ м.

Принимаем среднюю глубину (по вертикали) спуска технической колонны – 1050 м. Для скважины с зенитным углом, равным 70 град., L по инструменту равно 1530 м.

Для глубоких скважин (скважина № 93 – 2895 м, скважина № 180 – 3439 м) глубину спуска технической колонны следует увеличить из условий предупреждения прихватов буровой колонны по причине значительного выхода открытым стволом из-под башмака предыдущей колонны. В каждом конкретном случае вопрос следует решать индивидуально с опытом бурения предыдущих направленных скважин. Ориентировочно можно принять:

- скважина № 93 $L = 1800$ м;
- скважина № 180 $L = 2000–2300$ м.

Диаметры эксплуатационных колонн определяют из условия обеспечения оптимального отбора пластовой продукции.

Как показывают расчёты, выполненные по материалам испытания разведочных скважин, для Пильтун-Астохского месторождения удовлетворяют НКТ диаметром 89 мм. Отсюда, руководствуясь имеющейся информацией по условиям бурения и действующим методам, конструкции скважин могут быть приняты следующими:

Водозащитная колонна диаметром 762 мм – 130 м;

- кондуктор диаметром 324 мм – 350 м;
- техническая колонна диаметром 245 мм – 800–1200 м (по вертикали);
- эксплуатационная колонна диаметром 178 мм – до проекта.

Высота подъёма цемента за эксплуатационной колонной в нефтяных скважинах выше башмака технической колонны более 100 м и в газовых скважинах – до устья.

Кондуктор 324 мм (в стволе диаметром 394 мм) перекрывает неустойчивые породы вертикальной части ствола скважины. Техническая колонна диаметром 245 мм (в стволе диаметром 295 мм) перекрывает интервал набора кривизны. Глубина спуска её может колебаться от средней глубины (10501 м) в зависимости от значения отклонения забоя от вертикали, градиента гидроразрыва пород и допустимого выхода из-под башмака колонны до максимального значения – 3000 м.

Диаметр водозащитной колонны (762 мм) позволяет произвести спуск дополнительной колонны, а также в случае необходимости увеличения зазоров между колонной и стенкой скважины перейти на конструкцию скважин с диаметром колонн:

- кондуктор диаметром 508 мм (ствол диаметром 660 мм);
- техническая колонна диаметром 339,7 мм (ствол диаметром 440 мм);
- эксплуатационная колонна диаметром 245 мм (ствол диаметром 311 мм).

Буровой раствор

На основании геолого-технических условий бурения разведочных скважин на площади, учитывая опыт проводки скважин с СПБУ, для бурения эксплуатационных скважин рекомендуется использо-



вать глиносульфонатный тип бурового раствора. По замерам пластового давления на скважинах №№ 3, 4, 5, 6 и 7 максимальный коэффициент аномальности равен 1,05, т.е. имеем дело с нормальными пластовыми давлениями. Некоторое увеличение плотности бурового раствора при бурении ниже башмака кондуктора вызвано наличием неустойчивых глинистых отложений.

Приготовление бурового раствора предусматривается на основе морской воды. Рекомендуемые рецептуры бурового раствора не являются окончательными. Ведутся работы по созданию более экологически безвредных растворов.

Обоснование видов и способов бурения

Разработка месторождения с помощью ЛСП диктует необходимость кустового бурения наклонно-направленных скважин. Составлен график ввода скважин в соответствии с очередностью бурения и конструкцией бурового окна, исходя из следующих принципов безопасности:

- глубина зарезки наклонного ствола каждой последующей скважины больше, чем у предыдущей. Делается это с целью исключения влияния металла ранее спущенных обсадных колонн на магнитную часть визирных устройств;
- каждая скважина наружного ряда (бурового окна) имеет глубину зарезки меньше, чем у любой скважины следующего за ней ряда;
- с каждой шахты можно вести проводку вполне определённой скважины, т.е. каждой устьевой точке бурового окна соответствует определённая забойная точка.

Обеспечение охвата необходимой площади залежи требует бурения скважин с максимальными зенитными углами 67 град. Максимальный отход от вертикали составляет 2960 м.

Как упомянуто выше, принимается трёхинтервальный профиль: вертикальный участок, участок набора угла и прямолинейный наклонный участок. Принятый темп набора угла наклона составляет 0,7 град. на 10 м. Набор угла планируется начинать с глубины 150–100 м, а на скважинах с небольшими отходами от вертикали глубина набора угла возрастает, что обеспечивает более безопасную разводку стволов скважин и более точное попадание забоя в заданный район.

Бурение скважин в интервале набора кривизны до угла 15 град. осуществляется забойными двигателями-отклонителями. Дальнейший набор угла и бурение прямолинейного наклонного участка предпочтительнее производить роторным способом. Однако при углах наклона более 60 град. бурение забойными двигателями может быть эффективнее из-за сложности передачи нагрузки на долото.

Таким образом, планируется использовать как роторный, так и турбинный способ бурения.

Учитывая высокую плотность расположения устьев скважин на платформе, необходимо отметить, что безопасное проведение работ невозможно без применения забойных телеметрических систем контроля параметров траектории стволов скважин типа MWD отечественного и зарубежного изготовления.

Использование систем ЗИС или MWD не только повысит безопасность работ на платформе, но и значительно их ускорит.

Организация буровых работ

Для разработки месторождения планируется ввод в работу шести ЛСП. Платформа устанавливается в летнее время на точке с координатами, соответствующими оптимальному положению по сумме глубин или по минимальной величине максимальных углов. Поэтому в графике ввода скважин первый год имеет продолжительность 185 рабочих суток. Трёхинтервальные профили рассчитаны так, что глубина зарезки у них различная, если буровые работы на ЛСП ведутся одной буровой бригадой. Когда на ЛСП предусматривается одновременная работа двух буровых бригад (ЛСП А, С, Е), то скважины разделены на две группы по азимутальному признаку (скважины северных и южных направлений или скважины западного и восточного направления). В этом случае профили рассчитаны для каждой группы отдельно и одну и ту же глубину зарезки могут иметь несколько скважин на одной платформе. Однако это вполне допустимо, так как группы скважин будут разделены технологическим разрывом (более 10 м) и влияние колонн на магнитную часть визирных устройств исключается.

Вопросы технического снабжения будут рассматриваться с учётом грузоподъёмности ЛСП и времени автономной работы.

Жёсткие климатические и погодные условия для работы в Охотском море требуют создания специальных морских буровых установок, позволяющих работать практически при любых метеоусловиях.

При строительстве скважин в кусте предусмотрена следующая очередность работ:

- монтаж буровой установки;
- бурение и крепление скважины;
- перфорация;
- спуск НКТ;
- установка АФ, освоение;
- переход на другую точку.



Работы по бурению, креплению и освоению скважин проектируются производиться с обеспечением экологической безопасности для окружающей среды. На это направлен ряд технологических рекомендаций при бурении на шельфе.

Заключение

В результате проведённых исследований можно сделать следующие выводы:

1. В стратиграфическом разрезе Пильтун-Астохского месторождения участвуют песчано-глинистые отложения неогенового и четвертичного возраста, в составе которых выделены пласты-коллекторы, с углеводородным заполнением.

2. В тектоническом отношении месторождение входит в состав Одоптинской зоны, которая в свою очередь входит в состав Восточно-Сахалинского антиклинория.

3. Сложное строение пластов-коллекторов наряду с наличием зон глинизации обусловило особенности формирования залежей углеводородов в продуктивной толще нижненутовского подгоризонта.

4. Залежи Пильтун-Астохского месторождения являются пластово-сводовыми, тектонически и литологически экранированными.

5. Определяющим фактором по формированию залежи являлось наличие литологических экранов, ограничивающих залежи по латерали.

6. Анализ отдельных сейсмических фаз даёт возможность установить сложное линзовидное строение коллекторов основной продуктивной толщи XVII–XXIV пластов, природу образования отдельных линз и зон глинизации.

7. Залежи размещены на трёх участках (Пильтунском, Южно-Пильтунском и Астохском).

8. На Пильтунском участке выделены три блока (1а, I и II), разделённые разрывами. Всего по участкам открыто (или прогнозируется по ГИС) 2 нефтяные, 6 газовых, 11 газоконденсатнонефтяных, 7 газоконденсатных, 8 нефтегазоконденсатных залежей.

9. Сейсмические данные указывают на существование стратиграфических несогласий и неразведанных амплитудных аномалий.

Таким образом, новые залежи могут также быть обнаружены в ещё неразбуренных зонах и в более глубоких горизонтах уже разбуренных зон по аналогии с месторождениями Одопту-море, Аркутун-Дагинским и Окружным. Нижележащие отложения осадочного чехла на Пильтун-Астохском месторождении в дальнейшем будут являться объектами поискового бурения на нефть и газ.

Месторождение является базовым для строительства первой ледостойкой стационарной платформы на шельфе Сахалина.

Рекомендуется бурение двух разведочных скважин №№ 1-Р и 2-Р на Астохской площади.

Литература:

1. Брод И.О. Материалы по методологии поисков и разведок нефти и газа. – Л. : Госгеолразведиздат, 1932. – 31 с.

2. Бараш Б.И., Осядько Н.Н. Определение межфазовых и водяных контактов в процессе поисково-разведочных работ // Научно-техническая информация «Нефтегазовая геология и геофизика». – М. : ВНИИОЭНГ, 1968. – Вып. 17. – С. 12–16.

3. Ковальчук В.С. Особенности строения ловушек нефти и газа в верхнемиоценовых отложениях Сахалинского осадочного бассейна по данным сейсморазведки и ГИС // Современные методы геологической интерпретации геофизических данных при решении задач поисков и разведки залежей нефти и газа. – М. : ИГРГИ, 1989. – С. 55–65.

4. Агеев В.Н. Отчёт по объекту 31/81-е «Обработка и анализ сейсмических данных с целью изучения геологического разреза и выделения залежей нефти и газа на шельфе дальневосточных морей». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1982.

5. Агеев В.Н., Хведчук И.И. Рекомендация по оптимальному заложению скважин №№ 3 и 5 на Пильтун-Астохском нефтяном месторождении на основе прогнозирования продуктивности геологического разреза. – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1987.

6. Баранова Н.А. Отчёт по объекту 26/74-Д «Детальные сейсморазведочные работы на Пильтун-Астохском участке шельфа Северо-Восточного Сахалина». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1975.

7. Берсенев В.П. Отчёт по теме 21/82 «Анализ и обобщение результатов морских геохимических исследований на шельфе о. Сахалин». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1983.

8. Горохов А.В. Отчёт по объекту 16/87 «Детальные сейсморазведочные исследования на Пильтун-Астохском участке шельфа Сахалина». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1988.

9. Горохов А.В. Объект 14/88 «Прогнозирование продуктивности геологического разреза на основе сейсморазведки и геофизических исследований скважин на шельфе Дальневосточных морей». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1990.

10. Ковальчук В.С. Геологическое строение и подсчёт запасов нефти и газа месторождения Одопту-море. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1984.



11. Ковальчук В.С. Оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата категории C_1 и C_2 месторождения Астохское. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1987.
12. Ковальчук В.С. Оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата категорий C_1 и C_2 месторождений Астохское, Пильтунское и Южно-Пильтунское (шельф Северо-Восточного Сахалина) и рекомендации по размещению разведочных скважин с целью их доразведки. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1988.
13. Куликов Н.К. Цитологическое и петрофизическое изучение нефтегазоносных отложений о. Сахалин, Охотского моря, Татарского пролива. – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1990.
14. Харахинов В.В. Изучение тектонических условий нефтегазоносности перспективных районов о. Сахалина и шельфов акваторий Дальнего Востока. – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1984. – 300 с.
15. Харахинов В.В. Отчёт по теме «Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ на шельфе Сахалина и разработка рекомендаций на постановку дальнейших работ на нефть и газ». – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1991.
16. Хведчук И.И. Обоснование по оптимальному заложению поисковых скважин №№ 1 и 2 на Пильтун-Астохском АТЗ с целью открытия залежей нефти и газа XXI–XXIV пластов. – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1986.
17. Отчётный баланс запасов нефти, горючих газов и конденсата за 1989 г. ПО «Сахалинморнефтегаз», 1990.
18. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское [Электронный ресурс] . – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27_0.html
19. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
20. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
21. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
22. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
23. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
24. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
25. 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 : Лик, 2016. – 290 с.

References:

1. Brod I.O. Materials on methodology of search and investigations of oil and gas. – L. : Gosgeolrazvedizdat, 1932. – 31 p.
2. Barash B.I., Osyadko N.N. Definition of interphase and water contacts in the course of exploration // Scientific and technical information «Oil and gas geology and geophysics». – M. : VNIIOENG, 1968. – Is. 17. – P. 12–16.
3. Kovalchuk B.C. Features of a structure of traps of oil and gas in verkhnemiotsevoy deposits of the Sakhalin decantation basin according to seismic exploration and GIS // Modern methods of geological interpretation of geophysical data at the solution of problems of search and investigations of deposits of oil and gas. – M. : IGRGI, 1989. – P. 55–65.
4. Ageev V.N. Report on an object 31/81st «Processing and analysis of seismic data with the purpose of studying of a geological section and allocation of deposits of oil and gas on the shelf of the Far East seas». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1982.
5. Ageev V.N., Hvedchuk I.I. The recommendation about optimum laying of wells №№ 3 and 5 on the Piltun-Astokhsky oil field on the basis of forecasting of efficiency of a geological section. – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1987.
6. Baranova N.A. Report on an object 26/74-D «Detailed seismoprospecting works on the Piltun-Astokhsky site of the shelf of Northeast Sakhalin». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizi trust, 1975.
7. Bersenev V.P. Report on a subject 21/82 «Analysis and generalization of results of sea geochemical researches on the shelf of Sakhalin Island». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1983.
8. Gorokhov A.V. Report on an object 16/87 «Detailed seismoprospecting researches on the Piltun-Astokhsky site of the shelf of Sakhalin». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1988.
9. Gorokhov A.V. An object 14/88 «Forecasting of efficiency of a geological section on the basis of seismic exploration and geophysical surveys of wells on the shelf of the Far East seas». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1990.
10. Kovalchuk V.S. Geological structure and calculation of reserves of oil and gas of the Odoptu-more field. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1984.
11. Kovalchuk V.S. Expeditious calculation of reserves of oil, gas and condensate of category C_1 and C_2 of the Astokhskeye field. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1987.
12. Kovalchuk B.C. Expeditious calculation of reserves of oil, gas and condensate of categories C_1 and C_2 of



fields of Astokhskoye, Piltunskoye and Southern Piltunskoye (shelf of Northeast Sakhalin) and the recommendation about placement of exploratory wells for the purpose of their additional exploration. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1988.

13. Kulikov N.K. Cytologic and petrophysical studying of oil-and-gas deposits of Sakhalin Island, Sea of Okhotsk, Strait of Tartary. – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1990.

14. Harakhinov V.V. Studying of tectonic conditions of oil-and-gas content of perspective areas of the island of Sakhalin and shelves of water areas of the Far East. – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1984. – 300 p.

15. Harakhinov V.V. Report on the subject «The Analysis and Generalization of Results of Exploration Works on the Shelf of Sakhalin and Development of Recommendations on Statement of Further Works on Oil and Gas». – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1991.

16. Hvedchuk I.I. Justification on optimum laying of search wells №№ 1 and 2 on Piltun-Astokhsky ATZ for the purpose of opening of deposits of oil and gas XXI–XXIV of layers. – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmor-neftegeofizika trust, 1986.

17. Reporting balance of reserves of oil, combustible gases and condensate for 1989. PO Sakhalinmorneftegaz, 1990.

18. A geological structure, prospects of oil-and-gas content and the project of prospecting drilling on the Piltun-Astokhskoye field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27_0.html

19. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

20. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

21. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

22. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2016. – 274 p.

23. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

24. Geophysical surveys and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

25. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.



УДК 622.243.2.1

ВЛИЯНИЕ РАЗНЫХ КЛАССОВ ПАВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ

THE EFFECT OF SUPERFICIALLY ACTIVE SUBSTANCE (SAS) ON THE CHANGE IN THE SURFACE TENSION OF WATER SOLUTIONS

Логинава Марианна Евгеньевна

кандидат физико-математических наук,
доцент,
Уфимский Государственный нефтяной университет
ufamel@yandex.ru

Гаймалетдинова Гульназ Леоновна

ассистент,
Уфимский Государственный нефтяной университет

Нургалиев Альберт Радикович

студент,
Уфимский Государственный нефтяной университет

Сенин Сергей Александрович

студент,
Уфимский Государственный нефтяной университет

Аннотация. В настоящее время способы вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин подразумевают использование качественных промывочных жидкостей. В данной статье рассмотрены зависимости поверхностного натяжения на границе с водой от процентного содержания и типа поверхностно-активных веществ (ПАВ). Исследовались водные растворы ПАВ: неионогенный (РХЗОЛ-П), катионактивный (ДОН-А) и комплексный (МЛ-80).

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, концентрация, реагент, раствор, продуктивные пласты.

Loginova Marianna Evgenyevna

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
associate professor,
Ufa State oil university
ufamel@yandex.ru

Gaymaletdinova Gulnaz Leonovna

Assistant,
Ufa State oil university

Nurgaliyev Albert Radikovich

Student,
Ufa State oil university

Senin Sergey Aleksandrovich

Student,
Ufa State oil university

Annotation. At present, methods of opening productive layers when drilling wells involve the use of high-quality flushing fluids. In this article, the dependence of surface tension which exists on the boundary with water, on the percentage content and type of surfactants is examined. Water solutions surfactant were investigated: nonionic ((РХЗОЛ-П), kationaktivny (ДОН-А) and integrated (МЛ-80).

Keywords: surfactants, concentration, reagent, solution, productive formations.

Реагенты для нефтяной промышленности представляют собой специальные вещества (смеси веществ), которые используются в процессах строительства скважин, добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Обеспечить сохранность продуктивных пластов [1] позволяет использование ПАВ в качестве реагентов для снижения проницаемости нефтяных коллекторов.

В основном это индивидуальные водо- или маслорастворимые коллоидные поверхностно-активные вещества (ПАВ) разных классов, иногда с добавлением растворителей и электролитов. Начало использования нефтепромысловых реагентов приходится на начало прошлого века. Это было связано с ростом объемов добычи, подготовки и транспортировки нефти. Неразрывная связь нефтехимической промышленности прослеживается и в наши дни. За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближенные критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях [2].

В химическом отношении под ПАВ понимают соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела жидкость-воздух, жидкость твердое тело, нефть-вода.

Жидкий раствор в простейшем случае представляет собою двухкомпонентную систему. Он состоит из растворителя и растворенного вещества. В зависимости от природы растворенного вещества и растворителя при увеличении концентрации раствора его поверхностное натяжение меняется различным образом.

Жидкость, находящаяся в контакте с любым телом – твердым, жидким или газообразным, образует поверхность раздела фаз. Граница поверхности раздела жидкости с твердым, газообразным состоянием, а также с другой жидкостью образуется за счет сил поверхностного натяжения, являющегося одним из проявлений молекулярных сил. Между молекулами жидкости существуют силы молекулярного сцепления.



Силы взаимодействия между молекулами жидкости больше, чем силы взаимодействия между молекулами жидкости и пара. Поэтому, если молекула находится внутри жидкости, то действующие на нее молекулярные силы взаимно уравниваются (это не значит, что они исчезают). Когда же молекула находится на поверхности жидкости (на расстоянии меньше радиуса сферы молекулярного действия), то силы молекулярного притяжения направлены только по поверхности жидкости и сжимающие нижележащие слои называются силами молекулярного давления. Силы, направленные по поверхности жидкости и стремящиеся сократить эту поверхность, создают так называемое поверхностное натяжение.

Коэффициент поверхностного натяжения напрямую связан с силами молекулярного взаимодействия и может принимать самые разнообразные значения для различных жидкостей, также коэффициент поверхностного натяжения воды связан с тем, сколько примесей находится в воде. Если добавит поверхностно активные вещества, то поверхностное натяжение воды будет снижено.

Влияние ПАВ на процессы адсорбции и смачиваемости горных пород рассмотрено в литературе [3, 4]

Важное свойство ПАВ – способность влиять [5] на качество обрабатываемых глинистых и других растворов при введении в очень малых количествах, составляющих доли процента. Добавки различных ПАВ к воде, глинистым и специальным буровым растворам позволяют [6, 7]:

- 1) понизить твердость горных пород при бурении;
- 2) повысить смазочные свойства промывочной жидкости;
- 3) эмульгировать буровой раствор;
- 4) аэрировать раствор;
- 5) повысить стабильность аэрированного механическим способом бурового раствора;
- 6) бороться с насыщением промывочной жидкости газом.

В качестве объектов исследования нами были выбраны следующие поверхностно-активные вещества:

1. ДОН-А – представляет собой водную или спиртовую композицию катионных азотсодержащих ПАВ.

2. РХЗОЛ-П – неионогенный ПАВ, характеризующихся тем, что в водной среде они практически не образуют ионов.

3. МЛ-80 – мощный, многофункциональный ПАВ, представляет собой смесь анионоактивных и неионогенных ПАВ. Поверхностное натяжение измеряли сталагмометрическим методом на установке «Рубин 02-А».

Результаты экспериментальных исследований приведены на рисунке 1.

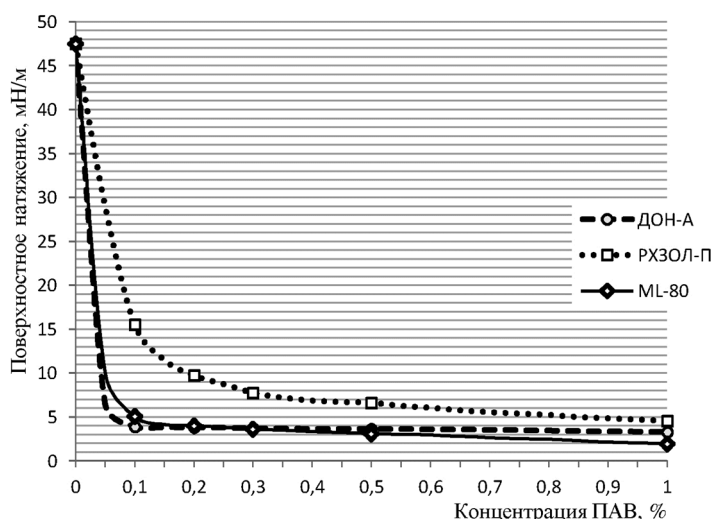


Рисунок 1 – Изотерма поверхностного натяжения водных растворов различных ПАВ на границе с очищенным керосином

Исходя из графика, отметим, межфазное натяжение водного раствора ПАВ МЛ-80 и ДОН-А при изменении концентрации от 0,1 % до 1 % меняется незначительно от 5,2 до 2,8 мН/м, а межфазное натяжение водного раствора ПАВ РХЗОЛ-П при той же концентрации меняется от 15,5 до 4,5 мН/м.

По данным экспериментальных исследований видно, что наибольшее значение силы поверхностного натяжения у неионогенного поверхностно-активного вещества РХЗОЛ-П более чем на порядок отличается от значения для таких ПАВ как ДОН-А и МЛ-80. Это обстоятельство отражает тот факт, что силы молекулярного взаимодействия у ДОН-А и МЛ-80 значительно слабее, чем взаимодействие молекул РХЗОЛ-П.



Способность ПАВ уменьшать межфазное поверхностное натяжение приводит к снижению отрицательного воздействия на коллекторские свойства продуктивного пласта, что положительно сказывается на сроки освоения скважин [8, 9].

Литература:

1. Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения / Б.С. Измухамбетов [и др.]. – Уфа : УГНТУ, 2004.
2. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов / Г.А. Бабалян [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 283 с.
3. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. – М. : Наука, 1978. – 368 с.
4. Тептерева Г.А., Шавшукова С.Ю., Конесев В.Г. Адсорбция модифицированных лигносульфонатов на горных породах // Башкирский химический журнал. – 2017. – Т. 24. – № 4. – С. 49–54.
5. Исмаков Р.А., Петров Н.А., Конесев Г.В. Управление свойствами технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2014. – 153 с.
6. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин / Ф.Н. Янгиров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Вып. 1 (111). – С. 61–68.
7. Султанов Б.Д., Логинова М.Е. Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов // Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации». – 2017. – № 12 (24). – С. 222–226.
8. Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов / В.П. Матюшин [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сб. науч тр.: в 2 т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / Ред. кол. В.Ш. Мухаметшин и др. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217–222.

References:

1. Damage to productive formations in the process of drilling a well, the methods of prevention and elimination / B.S. Izmukhambetov [etc.]. – Ufa : UGNTU, 2004.
2. Physical-Chemical Fundamentals of Surfactants Application in Oil Formation Development / G.A. Babalyan [etc.]. – M. : Gostoptekhizdat, 1962. – 283 p.
3. Rebinder P.A. Surface Phenomena in Disperse Systems. Colloid Chemistry. – M. : Nauka Publ., 1978. – 368 p.
4. Teterova G.A., Shavshukova S.Yu., Conasev V.G. Adsorption of lignosulfonate modified on rocks // Bashkir chemical journal. – 2017. – V. 24. – № 4. – P. 49–54.
5. Ismakov R.A., Petrov N.A., Konesev G.V. Controlling the Properties of Process Fluids for Opening Reservoirs. – Ufa : UGNTU Publ., 2014. – 153 p.
6. Investigation of surfactants applicable in well drilling / F.N. Yangirov [etc.] // The problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products. – 2018. – Vol. 1 (111). – P. 61–68.
7. Sultanov B.D., Loginova M.E. Effect of additives on the rheological properties of drilling fluids and grouting // International scientific and technical journal «Theory. Practice. Innovations». – 2017. – № 12 (24). – P. 222–226.
8. Complex Improvement of Process Liquids Properties for Reservoirs Primary Opening / V.P. Matyushin [etc.] // Collection of Scientific Works «Modern technologies in oil and gas business – 2011»: in 2 vol. (Okt'yabr'skiy, December 2, 2011). – Ufa : UGNTU Publ., 2011. – Vol. 1. – P. 217–222.



УДК 622.245.422

ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ В УСЛОВИЯХ НИЗКОГО СПРОСА НА НИХ

PROBLEMS OF PRODUCTION AND USE OF SPECIAL OIL WELL CEMENT IN CONDITIONS OF LOW DEMAND FOR THEM

Лышко Александр Георгиевич
заместитель директора,
ООО «БурениеСервис»
burserv@mail.ru

Lyshko Alexandr Georgievich
Deputy Director,
Burenie Servis Ltd
burserv@mail.ru

Аннотация. В условиях низкого спроса на специальные тампонажные цементы возникают проблемы обеспечения их требуемого качества и стабильности свойств, а значит- успешного применения. С учетом этого для достижения желаемого результата изоляционных работ в скважинах потребителям спеццементов предлагается приобретать их в комплексе с химическими регуляторами свойств и готовой рецептурой тампонажного раствора.

Annotation. In conditions of low demand for special oil well cements there are problems of ensuring their required quality and stability of properties, and hence successful application. With this in mind, in order to achieve the desired result of isolation work in wells, special cement consumers are encouraged to purchase them in combination with chemical properties controllers and a ready-made cement slurry formulation.

Ключевые слова: скважина, цементирование обсадной колонны, тампонажный цемент, спеццемент, тампонажный раствор.

Keywords: well, casing cementing, oil well cement, special cement, cement slurry.

К специальным тампонажным цементам (далее – «спецементы») для целей данной заметки предлагаю отнести все те смеси молотых клинкера, шлаков, силикатов, утяжеляющих, облегающих, расширяющих, структурирующих и других добавок, которые применяют для первичного цементирования, установки цементных мостов и других изоляционных работ в скважинах при температурах выше 100 град. С и аномалиях пластовых давлений.

Роль спеццементов, их свойств трудно переоценить. Спецементы используют на конечном этапе строительства глубоких нефтяных и газовых скважин, и от качества спеццемента и тампонажного раствора на его основе в большой степени зависит качество скважины, как дорогого в строительстве, но в дальнейшем очень экономически выгодного в эксплуатации инженерного сооружения, но главное, от герметичности крепи скважины зависит охрана недр и окружающей среды.

Поэтому экономить на качестве спеццементов неразумно!

Если буровое предприятие не само готовит для собственных нужд тампонажные смеси, а покупает их у поставщиков, то как показала практика последних лет, нередко возникают сложности в применении специальных тампонажных цементов, особенно в непростых геолого-технических условиях строительства глубоких скважин на Северном Кавказе. Причина этого кроется в следующем.

До конца 80-х годов прошлого столетия тампонажные спеццементы в полном ассортименте выпускались на Константиновском заводе утяжелителей (Донецкая область). Объем заказов на спеццементы составлял более 80 тыс. т в год. Поэтому это было серийное производство стабильной по составу и качеству продукции. Существующие на местах лаборатории по цементированию скважин, приобретая определенный опыт, не сталкивались со сложностями при подборе рецептур тампонажных растворов, позволяющих без осложнений успешно проводить цементирования в скважинах. Многие из рецептур тогда стали типовыми.

Сегодня же объем заказов на тампонажные спеццементы в нашей стране составляет каких-то 300–500 т в год. При таком малом объеме заказов, разнообразных, и малыми партиями, за их выполнение берутся только микропредприятия. Зачастую таким производителям не хватает ни знаний, ни технических возможностей обеспечить заданные нормативной документацией или тем более конкретными геолого-техническими условиями проведения той или иной изоляционной операции на скважине свойства тампонажной смеси. Да просто зачастую экономически неоправданно поддерживать постоянство качества продукции (спецементов) при «кустарном», от случая к случаю, их микропроизводстве, тем более с использованием в качестве сырья непостоянных по составу и качеству отходов другого производства. У потребителя, особенно если это не крупное или неспециализирующееся на изоляционных работах в скважинах предприятие, так же зачастую нет возможности, ни технической, ни организационной, каждый раз тщательно изучать купленный цемент и разрабатывать рецептуры тампонажного раствора и способы их реализации для гарантированного получения требуемого результата их применения. Срываются работы по цементированию или они не дают должного эффекта. Спецемент бракуют.



В такой ситуации представляется рациональным следующий выход.

Специальные тампонажные цементы следует в определенных случаях (в каких – следует из вышесказанного) приобретать не сами по себе, а только в комплексе: «спеццемент + химические и другие добавки + рецептура тампонажного раствора для конкретных условий применения».

Именно так делали до последнего времени буровые предприятия, строящие глубокие скважины на Северном Кавказе. Они заказывали у ООО «БурениеСервис» вышеназванный комплексный продукт.

После получения заказа на спеццемент наши высококвалифицированные специалисты тщательно изучают условия и цели его применения. С их учетом для каждой поставки производится подбор состава самого спеццемента. Затем разрабатывается предварительная рецептура тампонажного раствора на основе лабораторной модели спеццемента, выбранных реагентов, добавок, полученной от заказчика воды. При этом учитывают все детали режима цементирования и пожелания заказчика, а главное ставится и выполняется задача не только безаварийного проведения процесса цементирования, но практически гарантированного достижения поставленной цели работ: герметичность законного пространства, работоспособность цементного моста, изоляция пласта и т.д. Если тампонажный раствор удовлетворяет заданным требованиям, приступают к выпуску партии спеццемента выбранного и проверенного состава. Во время производства регулярно отбирают пробы спеццемента. После их осреднения получают представительную пробу выпущенной партии спеццемента (позже такую пробу спеццемента получить сложно или практически невозможно). Теперь уже готовят тампонажный раствор с использованием представительных проб самого спеццемента, реагентов, добавок и воды, которые будут использованы на месте. Тампонажный раствор подвергают испытаниям по всем важным параметрам при механо-термо-барическом режиме, аналогичном тому, что будет при цементировании. При необходимости корректируют рецептуру раствора.

И только после этого заказчику «отгружают» комплексный товар «спеццемент + добавки + рецептура»

Такой подход позволил за последние 25 лет провести успешно сотни операций по цементированию скважин именно потому, что каждая партия спеццемента была не серийная, а индивидуальная, изготовленная под конкретную скважину, почти «ручной работы» – с учетом всех особенностей сырья, компонентов, воды, реагентов, режима цементирования и даже температуры воздуха во время приготовления тампонажного раствора.

Покупку же спеццементов как таковых, самих по себе, произведенных без учета геолого-технических условий их применения, нестабильных по качеству, без должной проверки их пригодности считаем рискованной, грозящей в конечном итоге потребителю экономическими и другими потерями. Уверены, что экономия за счет качества, особенно на стадии крепления скважины, оборачивается ее владельцу убытками в дальнейшем, уже не говоря о невозможном ущербе недрам и окружающей среде.



УДК 5622.245.422

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУРБУЛИЗИРУЮЩЕ-АБРАЗИВНОЙ ДОБАВКИ В БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ «СДИР»

INVESTIGATION OF THE EFFICIENCY OF THE TURBULIZING-ABRASIVE ADDITIVE IN BUFFER LIQUIDS «SDIR»

Лышко Георгий Николаевич

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

Лышко Олег Георгиевич

ведущий инженер,
Филиал «Краснодар бурение» ООО «Газпром бурение»
ole13@mail.ru

Лышко Александр Георгиевич

заместитель директора,
ООО «БурениеСервис»
burserv@mail.ru

Аннотация. Создана лабораторная установка для исследования моющей – абразивного действия буферных жидкостей, применяемых при цементировании обсадных колонн в скважинах. В отличие от известных установок, предназначенных для тех же целей, в новой установке значительно в большей степени соблюдается геометрическое, гидравлическое и технологическое подобие реальным условиям. Проведенные на установке исследования показали, что эффективность действия буферных жидкостей по удалению и вытеснению глинистых и других остатков из цементуемого заколонного пространства скважины можно существенно повысить, введя в жидкости предложенную авторами турбулизирующую абразивную добавку «СДИР».

Ключевые слова: скважина, цементирование обсадной колонны, кольцевое пространство, буферная жидкость, удаление бурового раствора.

Lyshko Georgiy Nikolaevich

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

Lyshko Oleg Georgievich

Leading Engineer,
Branch «Krasnodar burenie»
LLC «Gazprom burenie»
ole13@mail.ru

Lyshko Alexander Georgievich

Deputy Director,
ООО BurenieServis
burserv@mail.ru

Annotation. A laboratory installation has been created to investigate the washing-abrasive action of buffer liquids used in cementing casing strings in wells. Unlike the known installations intended for the same purposes, in the new installation the geometrical, hydraulic and technological similarity to the real conditions is observed to a great extent. The studies carried out on the installation showed that the effectiveness of the action of buffer liquids in removing and displacing clay and other residues from the annular of the well can be significantly increased by adding in the liquid the turbulent abrasive additive proposed by the authors.

Keywords: well, casing cementation, annular, buffer liquid, mud removal.

Одним из важных факторов, определяющих вероятность достижения и сохранения на длительный срок герметичности зацементированного заколонного пространства скважины, является степень вытеснения и вымыва остатков бурового раствора, глинистых и других отложений и замещения их тампонажным раствором в процессе цементирования обсадной колонны.

Для максимальной очистки заколонного пространства, помимо прочих приемов, стремятся придать буферным жидкостям способность создавать турбулентный поток при малых скоростях течения, разжижать, разрушать, смывать и вытеснять остатки бурового раствора, глинистых отложений, полимерной, углеводородной пленки на поверхности обсадных труб и пород, рыхлой части слоя набухших глинистых пород и фильтрационной корки бурового раствора, или хотя бы ее верхней рыхлой части. Для усиления названных свойств буферных жидкостей в них вводят химические «моющие» компоненты (поверхностно-активные вещества, коагулянты, диспергаторы, разжижители), а для еще большего повышения эффективности буферных жидкостей – твердые добавки, выполняющие роль турбулизаторов потока и эрозионного агента: цемент, золу, вермикулит, резиновую крошку, волокна, древесные опилки. См., например, [1].

Для оценки моющих и эрозионных свойств буферных жидкостей применяют лабораторные установки различных конструкций [2–7]. Установки имеют емкость, в которую помещают или в которой формируют мишень – глинистую корку, наливают испытываемую буферную жидкость и приводят последнюю в движение, чаще всего круговое с помощью лопасти, цилиндра или диска. По потере массы или толщины глинистой корки-пленки, или по увеличению массы жидкости, или по уменьшению ее светопрозрачности судят об эффективности буферной жидкости. Но, по мнению авторов, в известных испытательных установках при проведении опытов не имитируют влияние гравитации и гидравлические условия при движении моющей буферной жидкости в заколонном пространстве скважины, а так же не имитируют насыщение буферной жидкости глиной, обычно происходящее еще в колонне



обсадных труб. А это важные факторы, влияющие на результат воздействия буферной жидкости на глинистые остатки в цементируемом заколонном пространстве скважины. Поэтому полученные при таких испытаниях результаты малоинформативны, а скорее недостоверны. Исследования же моющих буферных жидкостей, проведенные при моделировании градиентов скорости сдвига, например, при использовании для этих целей ротационных вискозиметров, имеющих соответствующие соотношения диаметров вращающегося с заданной скоростью цилиндра и боба, и имитации глинонасыщения часто не подтверждают эффективность известных моющих буферных жидкостей [2].

Опыты, проведенные нами и описанные ниже, показали, что известные буферные жидкости, даже содержащие турбулизирующе – эрозионные добавки – эрозионные буферные жидкости – имеют эффективность «оставляющую желать лучшего». К примеру, наиболее эффективной эрозионной буферной жидкостью априори представляется смесь песка, цемента, глины, воды и других компонентов. [1]. Но опыты показали, что такой, на первый взгляд высокоабразивный состав не является высокоэффективным в качестве эрозионно-моюще-вытесняющей буферной жидкости. Жидкость теряет активность при попадании в нее глины, вызывает технологические трудности при применении, а если содержит химические добавки, то небезопасна для окружающей среды.

Нами поставлена цель повысить эрозионно-моющую-вытесняющую способность буферных жидкостей, их глиноемкость, эргономичность и безопасность для окружающей среды.

Под глиноемкостью буферной жидкости мы понимаем способность буферной жидкости сохранять свою моюще-эрозионную способность по мере попадания и перехода в ее состав глины.

Для достижения поставленной цели в ООО «БурениеСервис» была разработана в лабораторных условиях и проходит промысловые испытания экологически безопасная дисперсная, удобная в применении, содержащая оксид кремния добавка (далее-СДИР), частицы которой имеют размеры в несколько мм, а форму двусторонне заостренной лады. Острые концы и края имеют высокие твердость – твердость кремния и стойкость к истиранию. В то же время средняя плотность вещества частиц близка к плотности воды, что позволяет им находится во взвешенном состоянии в водных составах.

Взвешенные в буферной жидкости частицы СДИРа в ламинарном потоке жидкости оказываются под воздействием слоев потока жидкости, имеющих разные скорости течения, а значит – под действием разных по величине сил. Кроме того, благодаря форме частиц, имеющих в сечении форму, напоминающую форму крыла самолета, возникает действующая на частицы сила Жуковского. Теоретические выкладки указывают на возможность того, что на частицы даже в ламинарном потоке действует сила, направленная от оси к периферии потока, то есть – к стенкам кольцевого пространства, что является желательным. Следовательно, частицы испытывают момент сил, на частицы действуют силы горизонтально направленные и поэтому частицы вращаются и могут перемещаться в направлении перпендикулярном направлению потока. Скорость вращения частиц пропорциональна градиенту скорости течения жидкости. Вращающиеся частицы способствуют более раннему наступлению турбулизации потока. В турбулентном потоке движение частиц в потоке становится еще более хаотичным. Быстро вращающиеся частицы с острыми твердыми незатупливающимися концами ударяются об ограничивающие поток поверхности и обдирают их, механически очищают тем самым поверхности в цементируемом заколонном пространстве скважины от глинистых, полимерных и других покрытий-осадков.

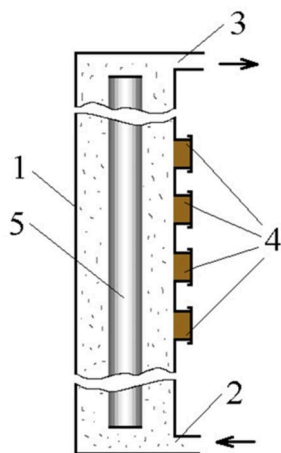


Рисунок – Схема установки для оценки эрозионно-моющих свойств буферных жидкостей:

1. Внешняя труба; 2. Вход; 3. Выход;
4. Гильзы, наполненные глинистой пастой; 5. Внутренняя труба

Эффективность СДИРа подтвердили опыты, проведенные следующим образом.

Сконструирована стендовая установка, лишенная вышеперечисленных недостатков ранее применявшихся лабораторных установок для оценки эрозионно-моющих свойств буферных жидкостей. Схема установки представлена на рисунке.

Установка состоит из вертикально расположенной внешней трубы высотой 12 м с внутренним диаметром 103 мм (1). В центральной части трубы, отстоящей от нижнего входного (2) и верхнего выходного (3) концов трубы для уменьшения концевых эффектов на расстояниях по 5 м, установлены четыре круглых отвода. В отводы вставляли гильзы, наполненные пастой из предварительно гидратированного глинопорошка (4). Применяли глинопорошок марки ПББ, немодифицированный, производства ЗАО «Ильский завод Утяжелитель». В каждой серии опытов паста имела постоянный состав. Открытый торец наполненной глинистой пастой гильзы устанавливали заподлицо с внутренней стенкой трубы. Глинистая паста имитировала загустевшие остатки глинистого бурового раствора или набухшую глинистую породу, или фильтрационную глинистую корку глинистого раствора. Внутрь внешней трубы была вставлена коаксиально гладкая труба с внешним диаметром 50 мм с заглушенными



концами (5). Таким образом создавалось некое подобие кольцевого пространства между обсадной колонной и стенками скважины. Величина зазора между двумя трубами в установке примерно равнялась величине зазора между стенкой обсадной трубы диаметром 168,3 мм и стенкой самой скважины, имеющей диаметр 215,9 мм. Снизу в кольцевое пространство насосом подавали жидкость. Сверху жидкость вытекала. С учетом размеров кольцевого пространства жидкость подавали с расходом 6,4 л в с. Такой расход жидкости в стендовой установке выбран, чтобы соблюдалось равенство градиента скорости течения жидкостей в установке и в кольцевом пространстве реальной скважины диаметром 215,9 мм, со спущенной в нее обсадной колонной диаметром 168,3 мм при расходе буровых насосов 14,4 л в с. (около 170 с⁻¹). При указанных расходах жидкости в установке и в скважине скорость восходящего потока жидкости равны 1 м·с⁻¹ (рекомендуемая минимальная скорость восходящего потока буферной жидкости). Время прокачивания жидкости устанавливали согласно известной рекомендации, касающейся минимального времени прохождения буферной жидкости через заданный участок ствола скважины – 8 мин.

Добавлением в буферные жидкости предварительно гидратированной глины в соотношении массовых частей соответственно 3 к 100–140 имитировали попадание глины в буферную жидкость при движении последней еще внутри колонны обсадных труб в результате смешения ее с вытесняемым впереди идущим буровым раствором и смыва жидкостью остатков бурового раствора – адгезионной пленки на внутренней поверхности труб. Тем самым имитировали процесс глинонасыщения буферной жидкости при отсутствии нижней разделительной пробки.

Таким образом моделировали процесс прокачивания буферной жидкости в кольцевом пространстве скважины с максимально достигнутой степенью геометрического, гидравлического и технологического подобия реальным условиям.

Результат воздействия буферной жидкости в потоке на имитацию глинистой породы или фильтративной корки бурового раствора (в действительности глинистой пасты) оценивали по величине доли унесенной буферной жидкостью части глинистой пасты от первоначальной массы пасты.

Составы буферных жидкостей и статистически обработанные результаты опытов приведены в таблице.

Таблица – Эффективность удаления глинистой пасты буферными жидкостями различного состава

№ состава	Содержание компонентов в составе, ч. масс.								Доля удаленной глинистой пасты, %
	Вода	Моющий состав	КМЦ	Цемент	Песок кварцевый	Глина	Опилки древесные	СДИР	
1	100								3
2	100					3			2
3	100					3	5		5
4	100					3		3	10
5	100					3		5	24
6	100					3		10	30
7	100					3		15	22
8	100							5	25
9	100							10	33
10	100	5							10
11	100	5						5	29
12	100	5						10	36
13	100	5				3			7
14	100	5				3		5	26
15	100		1	10	30				8
16	100		1	10	30	3			7
17	100		1	10	30			3	9
18	100		1	10	30			5	14
19	100		1	10	30	3		10	18
20	100		1	10	30	3		15	Не прокачиваемый



Для сравнения испытывали водопроводную воду, водный раствор применяемого достаточно широко в практике цементирования скважин моющего состава, а также эрозионную буферную жидкость-смесь песка, цемента, воды, которая, как представлялось должна быть самой эффективной.

Из таблицы видно, что добавление СДИР во все составы в количестве 5–10 частей к 100–140 частям буферной жидкости резко увеличивает способность буферной жидкости разрушать и вымывать глинистую пасту. Преимущество буферных жидкостей, содержащих СДИР, сохраняется и при предварительном вводе в них глины. То есть СДИР существенно увеличивает глиноемкость буферной жидкости-ее способность сохранять свою моюще-эрозионную способность при насыщении глиной.

Добавление 15 частей СДИР более не увеличивает эффект в сравнении с добавкой СДИР, равной 10 частям, но может привести к повышению консистенции буферной жидкости до ее непрокачиваемости.

Добавка эргономична, безопасна для здоровья и окружающей среды

В настоящее время проводятся промысловые испытания добавки СДИР. После их окончания добавка будет предложена для применения.

Литература:

1. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М. : Недра, 1985. В 2 т. Т. 1 – 414 с. – С. 396.
2. Лышко Г.Н. Экспресс методика выбора моющей буферной жидкости / Г.Н. Лышко, О.Г. Лышко // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – 3/Н (09). – С. 6–7.
3. А.с. 989046. Р.Ф. Уханов, В.В. Плынин. Установка для исследования буферных жидкостей. 15.01.83.
4. А.с. 2592308 Буферная жидкость.
5. Ахрименко В.Е. Экспресс-метод оценки эффективности моющих свойств буферных жидкостей // РНТС. Сер. Бурение. – 1978. – Вып. 9. – С. 26–27.
6. Разработка новой буферной жидкости для цементирования скважин / Е.А. Рогов [и др.] // Бурение и нефть. – М., 2003. – С. 22–25.
7. Шамина Т.В. Разработка новых эффективных буферных жидкостей для крепления нефтяных и газовых скважин // Материалы и оборудование для бурения и ремонта скважин, в том числе импортозамещающие : сб. научных трудов. – Краснодар : «НПО «Бурение». – С. 180–187.

References:

1. Bulatov A.I. Drilling engineer's guide / A.I. Bulatov, A.G. Avetisov. – M. : Nedra, 1985. In 2 v. – V. 1. – 414 p. – P. 396.
2. Lyshko G.N. Express technique for choosing a washing buffer fluid / G.N. Lyshko, O.G. Lyshko // Exposition Oil Gas. – 2010. – 3/H (09). – P. 6–7.
3. Certificate of authorship. SU 989046. R.F. Ukhanov, V.V. Plinin. Installation for the study of buffer fluids. 15.01.83.
4. Certificate of authorship SU 2592308 Buffer liquid.
5. Akhrimenko V.E. Express-method for assessing the effectiveness of detergent properties of buffer liquids // RNTS. Ser. Burenie. – 1978. – Issue 9. – P. 26–27.
6. Development of a new buffer fluid for cementing wells / EA Rogov [and others] // Drilling and oil. – M., 2003. – P. 22–25.
7. Shamina T.V. Development of new effective buffer fluids for cementing of oil and gas wells // Materials and equipment for drilling and repair of wells, including import substituting : misc. of scientific works. – Krasnodar : «NPO Burenie». – P. 180–187.



УДК 622.244.448

БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АО «УЗБУРНЕФТЕГАЗ» В УСЛОВИЯХ РАПОПРОЯВЛЕНИЯ

WELL-DRILLINGS IN SALIFEROUS DEPOSITS OF JSC «UZBURNEFTEGAZ» IN THE CONDITIONS OF RAPOPROYAVLENIYA

Махаматхожаев Д.Р.

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
Ташкентский государственный технический университет
id.yug2016@gmail.com

Ёкубова Ф.Б.

Ташкентский государственный технический университет

Саидов Т.С.

Ташкентский государственный технический университет

Makhamatkhozhayev D.R.

Candidate of Technical Sciences,
Senior research associate,
Tashkent state technical university
id.yug2016@gmail.com

Yokubova F.B.

Tashkent state technical university

Saidov T.S.

Tashkent state technical university

Аннотация. В статье приводятся результаты промышленного испытания состава бурового раствора при бурение ствола скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления. Автором в качестве циркулирующего бурового раствора предложено использовать высокоминерализованная пластовая вода-рапа, который обрабатывается с негидролизированным полиакриламидом для придания ему технологических свойств, отвечающий требованиям строительства скважин в хемогенных отложениях. Предложенный состав бурового раствора прошел успешно внедрен на бурящихся скважинах АО «Узбурнефтегаз» при ликвидации рапопроявления.

Ключевые слова: Поисково-разведочная площадь, хемогенные отложения, рапопроявление, глинистый буровой раствор, УЩР, КМЦ, крахмал, негидролизированный полиакриламид, мраморная пудра, открытий фонтан.

Annotation. The article presents the results of an industrial test of the drilling mud composition when drilling a wellbore in saline deposits of AO «Uzburneftegaz» under conditions of rapprochement. The author proposed the use of highly mineralized stratal water-brine as a circulating drilling mud, which is treated with unhydrolyzed polyacrylamide to give it technological properties that meets the requirements of well construction in chemogenic deposits. The proposed composition of the drilling fluid was successfully introduced on the drilling wells of AO «Uzburneftegaz» during the liquidation of the rapprochement.

Keywords: Exploration area, chemogenic deposits, rapprochement, clay mud, USHR, CMC, starch, unhydrolyzed polyacrylamide, marble powder, openings fountain.

Опыт бурения скважин на нефтяных и газовых месторождениях Бешкентского прогиба и Бухара-Хивинской нефтегазоносной области показывает, что одной из причин осложнений при вскрытии в соленосных отложениях, является осмотический массообменный процесс.

Эффективным мероприятием, предупреждающим осложнений под влиянием осмотических массообменных процессов, является искусственное засоление буровых растворов или применение растворов на неводной основе с высокоминерализованным водным компонентом. Однако, до настоящего времени выбор необходимой степени минерализации бурового раствора (его фильтрата) базируется только на многолетнем практическом опыте. Это во многих случаях приводит к необоснованному перерасходу реагентов и к увеличению затрат средств на проводку скважины в целом.

Результаты гидрохимических и гидрогеологических исследований пластовых (поровых) вод по скважинам, пробуренным на разведочных площадях Юга Западного Узбекистана, показывают [1], что с ростом глубины скважины наблюдается закономерное увеличение степени минерализации пластовых (поровых) вод. Однако в отдельных случаях степень минерализации несколько снижается с увеличением глубины залегания пластов. Анализ показывает, что снижение степени минерализации пластовых (поровых) вод чаще всего отмечается в зонах аномально-высоких пластовых (поровых) давлений (АВПД).

Бурение соленосных отложений нередко осложняется проявлениями или открытыми фонтанами аномально высокоминерализованных рассолов – рапы. Обычно скопления рапы приурочены к изолированным в толще соли полостям. Химический состав рапы различен, поскольку он соответствует составу слагающих данный разрез солей. Встречаются рапы хлоридно-натриево-кальциевые и хлоридно-натриево-магниевые плотностью 1280–1380 кг/м³ [2].

Для рапы характерно аномально высокое давление, намного превышающее противодавление, создаваемое столбом промывочной жидкости. Рапа, попав в ствол скважины, резко ухудшает свойства буро-



вого раствора. Поднимаясь по стволу скважины, она «охлаждается» из нее выпадают и оседают на стенках скважины соли, преимущественно NaCl, имеющую меньшую растворимость. Иногда уменьшение диаметра скважины снижает скорость восходящего потока, что способствует увеличению перепада температуры между забоем и устьем и, следовательно, большему осадконакоплению, вплоть до полной закупорки ствола скважины. После очистки ствола скважины от соли фонтанирование может возобновиться [3].

Фонтанирование скважин рапой обычно характеризуется большими объемами выброшенной жидкости и соли. Размеры обломков соли составляют от 20 до 2 мм и меньше.

Фонтанирование рапой с большим дебитом являлось причиной обвалов неустойчивых и слабосцементированных пород с прихватом бурильного инструмента. В результате чего в скважине наблюдается частичное или полное прекращения поступления рапы на поверхность.

Осложнения, связанные с рапопроявлениями в процессе проводки разведочных и эксплуатационных скважин, имели место на многих скважинах. В большинстве скважинах рапопроявление происходило при проводке их в соленосных отложениях киммеридж-титона, которые были ликвидированы.

В процессе бурения скв. 30 Шуртанского месторождения под 219 мм промежуточную колонну по отложениям кимберж-титона при забое 2880 м было встречено рапопроявление с дебитом 11 м³/ч. При бурении этого интервала применялся буровой раствор состоящий в расчете на сухое вещество из следующих компонентов, в вес. % глины нефтеабадской – 20–30; кальцинированной соды – 0,5–1,0; каустической соды – 0,3–0,5; К-4 – 4,0–6,0; К-9 – 5,0–8,0 и модифицированного крахмала или КМЦ – 2,0–5,0; нефти – 8,0–10,0 [4]. Ликвидировать рапопроявление указанным выше составом бурового раствора не удалось, так как, при постоянном притоке рапы, в котором содержатся до 87–100 г/л CaCl₂, 9–12 г/л MgCl₂, 230–240 г/л NaCl и присутствие других солей не дали возможность сохранить желаемые технологические параметры раствора. Из-за высокого содержания агрессивных солей Ca⁺², Mg⁺² технологические свойства буровых растворов резко ухудшались. После чего эта скважина была оставлена на разгрузку. Через некоторое время дебит рапы снизился до 1 м³/ч. После расчистки ствола скважины от кристаллов рапы была спущена 219 мм промежуточная колонна на глубину 2714 м и зацементирована.

Далее при вскрытии продуктивного горизонта наблюдалось значительное поглощение бурового раствора. Во избежание сильного газопроявления, зона поглощения была перекрыта цементным мостом. В период ОЗЦ моста через башмак промежуточной колонны прорвала рапа дебитом 7 м³/ч. Скважина была поставлена на разгрузку в течение 3 мес. При забурировании закристаллизованной соли (дебит рапы снова возрос до 46 м³/сут) скважина была ликвидирована. Примерно, также сложились судьбы скважин 11; 9; 17; 15 пл. Шуртан.

В борьбе с рапопроявлением более благоприятные условия имеются при проводке скважин с одновременным вскрытием соленосной и продуктивной толщ. При этом за счет перекрытия вышележащих терригенных отложений промежуточной колонной создаются благоприятные условия для проводки скважины через зону рапопроявления [5].

Однако при этом дальнейшее углубление скважины затрудняется необходимостью вскрытия XV продуктивного пласта, что требует поддержания параметров промывочной жидкости на заданном уровне.

На месторождении Шуртан закончен ряд скважин с совместным вскрытием соленосной и продуктивной толщ при дебите рапы до 5 м³/сут. Однако дебит рапы свыше 15 м³/сут как правило были ликвидированы из-за невозможности дальнейшего углубления скважин (59; 65; 69; 68; 58; 166; 212 пл. Шуртан).

На месторождении Шуртан при бурении эксплуатационных скважин рапопроявления имели место на скважинах №№54, 65, 59, 68, 152, 69, 166, 212, 191, 70. Большинство из них ликвидированы, а скважины №№59, 152 являются контрольными (наблюдательными). Кроме того, при бурении 18 скважин (№№132, 133, 134, 135, 136, 139, 55, 121, 126, 141, 138, 163, 122, 155, 61, 143, 208, 207) наблюдались проявления рапы с дебитом от 1 до 9 м³/сутки. Все эти скважины закончены бурением с интенсивной обработкой бурового раствора такими реагентами, как крахмал, КМЦ, кальцинированная сода, каустическая сода и др.

Рапопроявления на месторождении Кокдумалак были отмечены на многих скважинах, большинства из которых ликвидированы. Дебит рапы варьирует в широких пределах – от 21,2 м³/сут (скв. № 69) до 4752 м³/сут (скв. № 74), 5184 м³/сут (скв. № 14) и выше (скв. № 275).

Плотность рапы изменяется от 1220 кг/м³ (скв. №16) до 1349 кг/м³ (скв. № 55). pH рапы изменяется от 2,8 (скв. № 55) до 7,2 (скв. № 125). Температура переливающейся рапы 87–90 °С. Общая минерализация рапы варьирует в пределах от 280,912 г/л (скв. № 16) до 721,62 г/л (скв. № 55). Глубина рапопроявления по скважинам изменяется от 2280 м (скв. № 275) до 2720 м (скв. № 125), 2693 м (скв. № 48), 2701 м (скв. № 16). В составе рапы содержание хлоридов кальция изменяется от 18,44 г/л (скв. № 16) до 102,23 г/л (скв. № 55), хлоридов магния – от 18,0 г/л (скв. № 16) до 79,18 г/л (скв. № 55). В составе рапы преобладают ионы натрия, калия, хлора, кальция, магния, сульфата, карбоната. Рапопроявления по всем скважинам приурочены к солевым отложениям киммеридж-титона. Рапопроявляющая скв. № 125 в течение 70 суток была оставлена на разгрузку рапаносной зоны (линзы). Однако, через 10 суток прекратилось поступление рапы на поверхность из-за кристаллизации рапы и образования соляных пробок по стволу скважины. Через 133



сутки началось проработка ствола скважины с использованием глинистого раствора с плотностью 1160 кг/м^3 , обработанным с КМЦ, УЩР, каустической содой. Процесс проработки происходил с осложнениями, связанными с затяжками бурильного инструмента из-за сужения ствола скважины и обвала стенок скважины. Один и тот же интервал прорабатывался неоднократно, для проработки ствола скважины до глубины 2676 м было затрачено более 2 месяцев. При этом рапопроявление возобновилось с дебитом 15 л/с, затем, по истечении 5 суток его дебит снизился до 5 л/сек. В процессе проработки ствола скважины было израсходовано 600 м^3 раствора, 30 т глины, 1,2 т КМЦ, 36 т бурого угля, 6 т каустической соды, 6 т кальцинированной соды, 6 долот, 2907 часов работы буровой бригады. Скважина была ликвидирована. Аналогичные работы были запланированы и на рапопроявляющих скважинах №№ 48, 111, однако в процессе проработки ствола до глубины 580 м (на 110 м ниже башмака кондуктора) и 480 м (на 128 м ниже башмака кондуктора) соответственно начались посадки и сильные затяжки бурильного инструмента. Во избежание прихвата бурильные инструменты были подняты и скважины ликвидированы. В данное время на поисково-разведочных площадях АО «Узбурнефтегаз» происходит рапопроявление в процессе вскрытия соленосных отложений. Ведение буровых работ на поисково-разведочных площадях используется конструкция скважин, предусматривающего, перекрытия терригенных и хемогенных отложений с технической обсадной колонной. А на эксплуатационных нефтяных и газовых месторождениях за последние годы при разбуривании ствола скважин в рапаносных зонах в нашей Республике и за рубежом используется сложная конструкция скважины, которая предусматривает перекрытие терригенных отложений с обсадной колонной. После спуска технической колонны диаметром 245 мм до кровли солей и последующего его цементирования, вскрытия соленосных отложений производится с применением утяжеленных буровых растворов [6].

Поэтому процесс вскрытия хемогенных отложений на эксплуатационных месторождений, намного легче по сравнению с поисково-разведочными площадями. Использование простой конструкции скважин ограничивает применения утяжеленных буровых растворов, и конечном счете приводит к дополнительным расходам времени и денежных средств, которые отрицательно влияет на себестоимость строительства нефтяных и газовых скважин.

Для бурения ствола скважин на разведочных площадях применяются соленасыщенные глинистые буровые растворы со следующими технологическими параметрами: плотность – $1320\text{--}1350 \text{ кг/м}^3$, условная вязкость – 40–45 с; водоотдача – $8,0\text{--}10,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; толщина глинистой корки – 1,5–2,0 мм; водородный показатель $\text{pH} = 8,0\text{--}9,0$ [5]. Однако, в процессе углубления скважины наблюдается резкое повышение условной вязкости рабочего циркулирующего глинистого бурового раствора без изменения остальных технологических параметров. Однако, через некоторое время наблюдается снижение показателя условной вязкости, водоотдачи и водородного показателя циркулирующего бурового раствора. Ухудшение технологических параметров рабочего циркулирующего бурового раствора свидетельствует о том, что в соленосных отложениях имеется линзы рапы. Через некоторое времени из скважины начинается движение рапы с различной интенсивностью. А это в свою очередь может привести к различным осложнениям (осыпь и обвал стенок скважин, прихват бурильного инструмента).

Например, при бурении ствола скважин на площади Западный Алан № 5 при достижении глубины 2600 м начала поступать рапа из соленосных отложений с дебитом 10 л/сек. Бурильная колонна поднята из скважины и производилось наблюдение за рапой. После истечения нескольких дней дебит рапы снижалось, и поступление рапы из скважины прекратилось. Было решено произвести дальнейшее углубление скважины с утяжеленным буровым раствором с плотностью 1450 кг/м^3 . Однако в процессе проработки скважины наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора. Плотность циркулирующего бурового раствора снизилось до 1220 кг/м^3 , условная вязкость составлял 20–22 с, а показатель фильтрации раствора до $40 \text{ см}^3/\text{за } 30 \text{ мин}$. Дальнейшее проведение работ в этой скважине было невозможным. При очередной попытке проведения проработки ствола скважины при достижении глубины 1800 м произошел прихват бурильного инструмента [7]. Прихват бурильного инструмента ликвидировали после установления третьей нефтяной ванны. Для установления, которого использовался нефть в количестве 92 м^3 . При следующей попытке во время проработки ствола скважины для промывки которого использовался свежее приготовленный глинистый буровой раствор, наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора и поглощения его в трещиноватые горные породы. Из-за невозможности дальнейшего проведения буровых работ в скважине № 5 пл. Западный Алан намечалось ликвидировать скважину по геологическим причинам.

Однако при производственно техническом совете было, принято решение спустит техническую колонну диаметром 219 мм на глубину 2262 до кровли солей, и продолжить дальнейшее углубление скважины с применением утяжеленного бурового раствора. Для осуществления этой задачи нужно было, перед спуском обсадной колонны произвести проработку ствола скважины до глубины 2262 м и придать требуемые технологические параметры циркулирующему буровому раствору. Начались работы по проработке ствола скважины до глубины 2262 м с применением свежее приготовленного бу-



рового раствора с плотностью 1450 кг/м^3 . При проведении проработки ствола скважины наблюдалось резкое ухудшение технологических параметров бурового раствора. Плотность раствора снизилась до 1200 кг/м^3 , условная вязкость до 18 с, показатель фильтрации до $40 \text{ см}^3/\text{за } 30 \text{ мин}$. Ухудшение технологических параметров связано с поступлением рапы.

Однако, несмотря на это процесс проработки ствола скважины продолжали без перерывной обработкой циркулирующего бурового раствора с защитными реагентами, как каустическая и кальцинированная сода, подмыльным щелоком, а также полимерными реагентами – крахмал, КМЦ, К-4. Для предупреждения прихвата бурильного инструмента в циркулирующий буровой раствор добавили нефть и графит. При постепенном обработке началось улучшение технологических параметров бурового раствора, несмотря на перемешивании рапы с раствором.

После чего произведен подъем бурильного инструмента без затяжек и вызвали геофизиков для проведения каротажа. Процесс каротажа осуществлялось успешно, и он показал образование больших каверн на стенки скважин, которые сложены глинистыми горными породами. Дальнейшее проработка ствола скважины осуществлялось с использованием двух калибраторов типа лопастного спирального. При спуске бурильного инструмента буровой раствор не обрабатывалось с химическими реагентами, и он дошел до забоя без проработки и без промывки ствола скважины.

Однако обсадные трубы полностью не были доставлены на буровую площадку. Поэтому подняли бурильный инструмент из забоя скважины. Во время подъема бурильного инструмента никаких осложнений и затруднений не наблюдалось. После доставки обсадных труб в достаточном количестве спустили бурильный инструмент в скважину до глубины 2262 м без проработки и без промывки ствола скважины. При достижении бурильного инструмента заданной глубины начали непрерывную обработку циркулирующего бурового раствора с имеющимися химическими реагентами и материалами. За два цикла закончили обработку бурового раствора и измеряли технологические параметры его, которые были следующими: Плотность $1260\text{--}1280 \text{ кг/м}^3$; Условная вязкость 70–80 с; Фильтрация $6,0\text{--}8,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; Водородный показатель рН 10,0–11,0.

Произвели еще промывку ствола и начали подъем бурильного инструмента. После окончания подъема бурильного инструмента сразу начали спуск обсадной колонны в скважину. За 26 часов спустили обсадную колонну на глубину 2262 м без осложнений и затруднений. Как показал, результаты кавернограммы в интервале залегания глинистых пород образовались большие каверны. По окончании процесса спуска обсадной колонны в скважину произвели промывку ствола скважины на протяжении одного цикла циркуляции бурового раствора и измеряли технологические параметры раствора. Результаты замера показали, что технологические параметры циркулируемого бурового раствора практически не изменялись, несмотря на поступления рапы во время остановки бурового насоса. За два часа 30 минут закончили процесс цементирования скважины и за колонной вышел цементный раствор объемом около 8 м^3 . АКЦ показал полное образование за колонном пространстве цементного камня.

Таким образом, спасена скважина № 5 Западный Алан, которая подвергалась ликвидации по причине рапопроявления и на которого израсходована более 2 млрд сума. Надо отметить, что для проведения вышеуказанной работы израсходовано огромное количество химических реагентов и материалов с целью поддержания его технологических параметров в требуемых значениях. А это в свою очередь привело к резкому повышению себестоимости строительства скважины.

Резкое ухудшение технологических параметров глинистых буровых растворов при смешении их с рапой объясняется осмотическими явлениями. Как известно, степень минерализации рапы в несколько раз больше по сравнению со степенью минерализации бурового раствора [8]. За счет этого агрессивные ионы, находящиеся в составе рапы поступают свободно в состав бурового раствора за счет осмотического массопереноса. Поступившие в состав бурового раствора агрессивные ионы минеральных солей отрицательно влияют на химические реагенты и материалы, на основе которых приготовлено буровые растворы.

Поэтому при разработке состава бурового раствора для проводки ствола скважины в рапаносных зонах особое внимание должно уделяться на равновесие степеней минерализации бурового раствора и рапы, поступающего из соленосных пластов.

Известно, что агрессивные ионы минеральных солей, находившиеся, в составе рапы заряжены положительным зарядом, а буровой раствор состоит из отрицательно заряженных частиц. Учитывая это обстоятельство в первую очередь надо добиться, чтобы буровой раствор, предназначенный для разбуривания ствола скважины в рапаносных зонах, должен состоять из положительно заряженных частиц.

Учитывая это, нами производились лабораторные исследования по разработке состава буровых растворов, отвечающих вышеуказанным требованиям. Результаты проведенных лабораторных исследований приведены в таблице 1 [9].

Как видно из данных таблицы 1 при взаимодействии соленасыщенного безглинистого бурового раствора на основе мраморной пудры с рапой наблюдается снижение плотности и условной вязкости, а также незначительное увеличение показателя фильтрации предлагаемого раствора.



Таблица 1 – Состав и свойства буровых растворов, предназначенных для вскрытия рапаносных зон

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	Φ , см ³ /30 мин	T_k , мм	pH	От- стой
1	400 мл вода + 200 мл ПАА (3 %) + 180 гр NaCl + 800 гр мраморная пудра (Нурота)	1640	160	4,0	1,5	6,0	5,0
2	400 мл вода + 200 мл ПАА (3 %) + 180 гр NaCl + 1200 гр мраморная пудра (Нурота)	1740	260	4,0	1,0	6,0	4,0
3	№ 2 +10 рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1680	220	6,0	1,5	6,5	6,0
4	№ 2 + 30 рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1560	160	12,0	2,0	5,0	8,0
5	200 мл вода + 300 мл ПАА (3 %) +180 гр NaCl + 3 % графит + 100 мл нефть + 800 гр мраморная пудра	1590	240	3,0	1,0	6,0	0
6	№ 6 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак № 293)	1400	120	10,0	2,0	5,0	6,0

Причина изменения технологических параметров связана с разбавлением бурового раствора с жидкой рапой. Однако, несмотря на это технологические параметры предлагаемого бурового раствора отвечают требованиям при проводке ствола скважины в хемогенных отложениях. После определения параметров буровых растворов они оставлены на суточный отстой. Через 24 часа показатель суточного отстоя составил от 5 % до 10 %. При перемешивании буровых растворов в течение нескольких минут они проявляли свои первоначальные технологические параметры без образования на дне сосуда плотных пробок из мраморной пудры.

Как свидетельствуют данные табл. 1 при приготовлении соленасыщенных буровых растворов мы отказались от широко применяемых химических реагентов и материалов. В частности нами не было использовано глина, каустическая и кальцинированная сода, а также полимерные реагенты, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлок. Предложено в место них негидролизированный полиакриламид (ПАА) местного производства для стабилизации разработанного состава бурового раствора. А это в свои очередь способствует уменьшению себестоимости буровых растворов применяемых при проводке ствола скважины в рапаносных зонах.

На основании проведенных лабораторных исследований и полученных положительных результатов предложенный состав бурового раствора был применен при ликвидации геологического осложнения – рапопроявления на площади Намозбой № 2. Так как в процессе бурения ствола скважин в хемогенных отложениях на площади Намозбой № 2 произошел рапопроявление с интенсивностью 16 м³ в сутки. Рапопроявление привело к резкому ухудшению технологических параметров циркулирующего глинистого бурового раствора. Через некоторое время из скважины начал выходит чистая рапа с плотностью 1320 кг/м³. По решению руководство АК «Узгеобурнефтегаз» в данной скважине буровые работы продолжение с применением предложенного состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора на основе негидролизированного полиакриламида. Для приготовления безглинистого бурового раствора в качестве дисперсионной среды использовался рапа. На основе рапы был приготовлен безглинистый буровой раствор со следующими технологическими параметрами: плотность – 1350–1400 кг/м³, условная вязкость – 50–60 с; водоотдача – 2,0–2,5 см³/30 мин; толщина фильтрационной корки – 1,0–1,5 мм; водородный показатель pH = 5,0–5,5. С применением приготовленного бурового раствора успешно проработан открытый ствол, скважины не смотря на поступления рапы из соленосных отложений. В процессе проработки ствола скважины циркулирующий буровой раствор обрабатывался с негидролизированным полиакриламидом, мраморной пудрой и нефтью для поддержания его технологических параметров вышеуказанных значениях. Применение негидролизированного полиакриламида способствовало поддерживать показатель фильтрации 2,0–2,5 см³/30 мин, при этом содержание его в составе циркулирующего бурового раствора составлял 2 % от объема раствора.

После успешного завершения проработки ствола скважины до кровли соли спущена обсадная колонна диаметром 219 мм и благополучно зацементировано. Дальнейшее углубление ствола скважины в хемогенных отложениях осуществлялось с безглинистым соленасыщенным буровым раствором с утяжелением его значения плотности до 1450–1500 кг/м³. Для утяжеления безглинистого соленасыщенного бурового раствора использовался утяжелители местного производства. Процесс углубления ствола скважины в хемогенных отложениях осуществлялось без осложнений и аварий, связанных с потерей подвижности бурильного инструмента. Кроме этого сократилось расход химических реагентов и материалов для приготовления и химической обработки циркулирующего бурового раствора.

Благодаря применению состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора удалось ликвидировать рапопроявление на площади Намозбой-2 и пробурит скважину до проектной глубины без осложнений и аварий. На основании проведенного промышленного испытания и полученных положительных результатов состав безглинистого бурового раствора успешно применен на других поисково-разведочных площадях АО «Узбурнефтегаз» для ликвидации рапопроявления. На основании проведенных научно-исследовательской работы и результатов промышленного испытания состава безглинистого соленасыщенного бурового раствора на бурящихся скважинах АО «Узбурнефтегаз» можно сделать следующие выводы:



Выявлено, что применение глинистых буровых растворов в большинстве случаев приводят к тяжелым осложнениям связанных с потерей движения бурового инструмента за счет ухудшения его технологических параметров.

С целью обеспечения одноименной заряженности бурового раствора с рапой разработан новый состав безглинистого соленасыщенного бурового раствора для проводки ствола скважины в соленосно-ангидритовых отложениях в условиях рапопроявления с применением местных химических реагентов и материалов.

Установлено, что для обеспечения одноименной заряженности бурового раствора с рапой нужно исключить применения глины, каустической и кальцинированной соды, а также полимерных реагентов, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлок., которые широко применяются при приготовлении соленасыщенных буровых растворов для вскрытия соленосно-ангидритовых отложений.

Показано, что при взаимодействии разработанного состав бурового раствора с агрессивной рапой, его технологические параметры остаются неизменяемым.

Установлено, что применение состава безглинистого соленасыщенного утяжеленного бурового раствора обеспечивает успешную проводку ствола скважины в рапоносных соленосных отложениях с сохранением первоначальных технологических параметров применяемого циркулирующего раствора, несмотря проявления рапы.

Использование негидролизованного полиакриламида, мраморной пудры исключает применения каустической и кальцинированной соды, глины, крахмала, КМЦ, К-4, ВПРГ, Глина, ФХЛС, КССБ, унифлока для приготовления соленасыщенных буровых растворов на нефтяных и газовых месторождениях АО «Узбурнефтегаз».

Литература:

1. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. – М. : Гостоптехиздат, 1995. – С. 15–23.
2. Аминов А.Р., Кадыров Ю.Т., Мадазов А.А. Осложнение при креплении соленосных отложений на разведочных площадях Узбекистана / ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. № 2. – С. 17–20.
3. Бедчер А.З., Левик Н.П. Влияние залежей рапы в соляных отложениях на проводку глубоких скважин. РНТС / ВНИИОЭНГ // Сер. «Бурение», вып. 2. – М., 1973.
4. Пулатов Р.Д., Мамаджанов У.Д., Пулатов Б.Р. Основные принципы бурения скважин в интервале хемогенных отложений с наличием текучих пород и рапопроявляющих зон // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2004. – № 2. – С. 17–18.
5. Внедрение высокоэффективных полимерных реагентов при бурении скважин / Р.Д. Пулатов [и др.] // Обз. Информ. ИНТЭКа. – 1990. – С. 35.
6. Махаматхожаев Д.Р. Отчет по договору № 40-НЦ/2008-2009 «Разработка и опытно-промышленное испытание состава и свойства буровых растворов при разбуривании интервала рапопроявления».
7. Махаматхожаев Д.Р., Дустмуродов Э., Хасанов Л.И. Результаты спуска технической колонны Ø 219 мм на месторождение Западный Алан № 5 в условиях рапопроявления // Проблемы бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин в Узбекистане: Тез. докл. Респ. науч.-техн. конф. 17–18 сентября 2008. – Ташкент, 2008. – С. 55–58.
8. Махаматхожаев Д.Р., Хужамов Х.Р. Исследование влияния агрессивной пластовой воды-рапы на технологические параметры глинистых соленасыщенных буровых растворов // Ташкент давлат техника университети ёшларнинг Беруний академияси «Техника юлдузлари». Илмий журнал. – Ташкент, 2011. – С. 130–133.
9. Махаматхожаев Д.Р. Состав бурового раствора для проводки ствола скважины в рапоносном соленосном отложении // Узбекский журнал нефти и газа. – 2014. – № 4. – С. 41–44.

References:

1. Baranov V.S. Clay solutions for well-drilling in the complicated conditions. – M. : Gostoptekhizdat, 1995. – P. 15–23.
2. Aminov A.R., Kadyrov Yu.T., Madazov A.A. Oslozhneniye when fastening saliferous deposits on the prospecting areas of Uzbekistan / VNIIOENG. – Issue № 2. – 1990. – P. 17–20.
3. Bedcher A.Z., Levik N.P. Influence of deposits of a brine in salt deposits on conducting of deep wells. RNTS / VNIIOENG // Ser. «Drilling», issue 2. – M., 1973.
4. Pulatov R.D., Mamadzhanov U.D., Pulatov B.R. The basic principles of well-drilling in the range of hemogeny deposits with existence of fluid breeds and rapoproyavlyayushchy zones // Uzbek magazine of oil and gas. – Tashkent, 2004. – № 2. – P. 17–18.
5. Introduction of highly effective polymeric reagents at well-drilling / R.D. Pulatov [etc.] // Obz. Inform. INTEK. – 1990. – P. 35.
6. Makhmatkhozhayev D.R. Report on the contract № 40-NTs/2008-2009 «Development and trial test of structure and property of boring solutions at drilling of an interval of a rapoproyavleniye».
7. Makhmatkhozhayev D.R., Dustmurodov E., Chasanoff L.I. Results of descent of a technical column of Ø 219 mm to the field the Western Alan № 5 in the conditions of a rapoproyavleniye//Problems of drilling, completion and workover in Uzbekistan : Tez. Rew. Republic scientific and technical conference (September 17–18, 2008). – Tashkent, 2008. – P. 55–58.
8. Makhmatkhozhayev D.R., Huzhamov H.R. Research of influence of aggressive reservoir water brine on technological parameters of clay solenasyschenny boring solutions // Toshkent davlat equipment university yoshlarning Beruniy of an akademiya of «Technician of a yulduzlar». Ilmy magazine. – Tashkent, 2011. – P. 130–133.
9. Makhmatkhozhayev D.R. Composition of drilling mud fluid for conducting of a trunk of the well in raponosny saliferous adjournment//the Uzbek magazine of oil and gas. – 2014. – № 4. – P. 41–44.



УДК 622.244.448

СОСТАВ БЕЗГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖИДА

WELL-DRILLINGS IN SALIFEROUS DEPOSITS OF JSC «UZBURNEFTEGAZ» IN THE CONDITIONS OF RAPOPROYAVLENIYA

Махаматхожаев Д.Р.

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»
id.yug2016@gmail.com

Рахматов Ш.Д.

Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»

Джураев Ш.А.

Учебно научно производственное предприятие
«БУРГИЧИ БИЗНЕС»

Аннотация. В статье приводятся результаты анализа фактического материала и литературных источников по применяемым в мировой практике буровых растворов обеспечивающих сохранения естественных коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Автором представлены данные лабораторных исследований по разработке состава утяжеленного ингибирующего минерализованного безглинистого бурового раствора на основе негидролизованного полиакриламида и местных ингибирующих добавок для вскрытия продуктивного горизонта на месторождении Каражида, а также изучения их технологических параметров в имитирующихся скважинных условиях, а также результаты промышленного испытания его на скв. № 3-01.

Ключевые слова: продуктивный пласт, дифференциальная давления, безглинистый буровой раствор, негидролизированный полиакриламид, кольматация, мраморная пудра, КМЦ, хлористый калий, хлористый натрий, сидерит.

Makhamatkhozhayev D.R.

Candidate of Technical Sciences,
Senior research associate,
Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific
id.yug2016@gmail.com

Yokubova F.B.

Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific

Saidov T.S.

Uchebno the BURGICH BUSINESS
manufacturing enterprise is scientific

Annotation. The article presents the results of an analysis of the actual material and literature sources on drilling muds used in the world practice that ensure the preservation of the natural reservoir properties of productive horizons. The author presents the data of laboratory studies on the development of the composition of a weighted inhibiting mineralized clay-free drilling mud based on unhydrolyzed polyacrylamide and local inhibiting additives for opening the productive horizon at the Karazhida deposit, as well as studying their technological parameters in simulated downhole conditions, as well as the results of an experimental test for well № 3-01.

Keywords: productive layer, differentiated pressure, non-clay drilling mud, non-hydrolyzed polyacrylamide, colmatation, marble powder, CMC, potassium chloride, sodium chloride, siderite.

Эффективность вскрытия продуктивных пластов зависит от геолого-физических характеристик залежи, физико-химических свойств пластовых флюидов, характеристик и показателей применяемой технологии вскрытия продуктивного пласта, свойств промывочных и специальных жидкостей, нестационарности гидравлических процессов, величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины и др. [1].

Для ведения работ в условиях АВГД традиционно используют глинистые буровые растворы, содержащие в качестве добавок баритовый, железистый и другие утяжелители. Эти системы отличаются относительно невысокой стоимостью, широким спектром обрабатываемых реагентов и большим опытом применения. Однако использование таких растворов приводит к необратимой кольматации продуктивных пластов (особенно низкопроницаемых, трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов) и требует дополнительных дорогостоящих операций по восстановлению проницаемости пласта [2, 3].

Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми, при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из призабойной зоны пласта (ПЗП) при освоении [4, 5]. Дополнительным преимуществом таких буровых растворов является более высокое качество крепления скважин.

Разработаны утяжеленные безглинистые буровые растворы плотностью до 1600 кг/м³ на основе пластовой воды, растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция для доутяжеления. Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов проводится комплексом полисахаридных реагентов [6].



Буровые растворы плотностью 1600–2200 кг/м³ на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70–90 %), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

Присутствие формиатов обеспечивает низкую коррозионную активность раствора, высокую устойчивость полисахаридных реагентов к термоокислительной и ферментативной деструкции.

Основные преимущества формиатов перед неорганическими солями (бромидами и хлоридами) их экологическая безопасность.

Компания «Зиртакс» разработал экономичные утяжеленные эмульсионные буровые растворы на основе хлорида натрия, бромида цинка, бромида кальция, бромида натрия, хлорида кальция которые способствуют повышению добычи нефти за счет сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта [7]. Утяжеленные эмульсионные буровые растворы «Зиртакс» имеют плотности от 1400 до 2200 кг/м³, и имеют следующие свойства: практическое отсутствие примесей в солевой системе; не создаются побочные соединения солей в основе со многими компонентами; прекрасная совместимость с другими системами солей; возможности для восстановления; отсутствие коррозионной активности посредством ввода ингибиторов коррозии; гибкий подбор солевых основ для обеспечения экономичности технологии.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов рецептура буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных горизонтов должна быть разработана на основе разрушающихся или растворимых реагентов для регулирования вязкости и показателя фильтрации (водоотдачи), и особенно, закупоривающих агентов определенного гранулометрического состава (сводообразующий материал), которые ограничивают фильтрацию в пласт и гарантированно могут быть из него удалены.

Эффективная кольматация коллектора буровым раствором для вскрытия продуктивных пластов является одной из ее ключевых характеристик. Поэтому для формирования качественной фильтрационной корки и снижения зоны проникновения фильтрата в пласт используется специально подобранный по фракционному составу кольматант.

Частицы закупоривающего материала должны подбираться таким образом, чтобы обеспечить кольматацию породы как можно ближе к поверхности стенки скважины и при этом создать тонкую непроницаемую фильтрационную корку. Такая корка должна предотвращать проникновение твердых частиц и фильтрата жидкости вглубь пласта и таким образом сократить зону его загрязнения. При этом частицы кольматанта должны иметь размеры, зависящие от размеров пор коллектора. Размеры пор могут быть определены в результате различных исследований, включая анализ шлифов или прокачку ртути через образец.

В настоящее время многие компании, специализирующиеся в вопросах повышения качества первичного вскрытия продуктивного пласта, разработали и применяют различные компьютерные программы, позволяющие рассчитывать необходимые концентрации различных компонентов твердой фазы бурового раствора с целью формирования качественной фильтрационной корки [7]. Например, компания «Эм-Ай Свако» разработала и внедрила специальную компьютерную программу для расчета и подбора оптимального фракционного состава и концентрации кольматанта на основе теории Кауффера – OptiBridge («ОптиБридж»). Данная программа позволяет рассчитать точное содержание в буровом растворе твердых частиц различных размеров для формирования наиболее плотной и тонкой фильтрационной корки. Анализ выполняется по 144 реперным точкам с использованием методов нечеткой логики, что позволяет наиболее точно подобрать необходимую смесь из имеющихся материалов. Среди других особенностей программы «Опти Бридж» следует отметить возможность комбинации смесей, содержащих до 5 компонентов с разным гранулометрическим составом. Это также позволяет оперативно подбирать концентрацию тех или иных фракций применительно к конкретному коллектору, как на этапе проектирования, так и в процессе бурения.

В зависимости от геолого-технических условий и конструкций скважин разработано несколько вариантов безглинистых буровых растворов (ББР).

Безглинистый буровой раствор ББР-СКП

Наименование	Назначение	Расход, кг/м ³
БУРАМИЛ	Регулятор фильтрации	10,0
Каустическая сода	Регулятор pH	0,5
Р-СИЛ марки А	Ингибитор глин, антисептик	5,0
РЕОПАК В	Понижитель водоотдачи капсулирующий реагент	2,0
РЕОКСАН марки В	Регулятор структурно-реологических свойств	1,5
ККУ-М	Кислоторастворимый кольматант	50,0
МЛ-80	ПАВ	0,2
ДЕФОБУР-БТ	Пеногаситель	0,3
БУРФЛЮБ-БТ	Смазывающая добавка	3,0
Хлорид калия (белый)	Ингибитор гидратации глин	50
Хлорид натрия	Регулятор плотности	100,0–200,0
Кальцинированная сода	Регулятор pH	0,1



Безглинистый буровой раствор на основе полисахаридов (крахмал, ПАЦ, при необходимости – био-полимер), ПАВ и ингибирующих добавок имеет низкие значения показателя фильтрации (при $dP = 0,7$ МПа $\Phi = 2,0-6,0$ см³), технологически необходимые для проводки горизонтальных скважин и скважин с большим углом наклона структурно-реологические характеристики оптимальные псевдопластичные свойства (коэффициент « n » = 0,4–0,48) и низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции « K » = 0,31–1,15); при этом буровые растворы имеют низкие значения коэффициента трения ($K_{тр} = 0,05-0,15$), фильтрат бурового раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью (0,75–0,95 мН/м).

Присутствие ингибиторов набухания и диспергирования глин (КС1 и др.) предупреждает набухание глины в коллекторе пласта. ББР-СКП стабилен при высокой минерализации, в т.ч. в присутствии солей кальция.

Известно, что на площади «Каражида» для вскрытия продуктивных горизонтов проектом предусматривается использовать утяжеленные глинистые буровые растворы с плотностью 1720–1740 кг/м³. Для приготовления, которого используются следующие химические реагенты и материалы: бентонит, барит, КМЦ-600, Гипан, ФХЛС, КОН, К₂СО₃, КСl, КAl (СО₄)₂, МАС-200, сульфанол, нефть, графит, НТФ, хромпик.

Однако, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи. При использовании утяжеленных глинистых буровых растворов наблюдается гидроразрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, особенно при часто повторяющихся спуско-подъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин. Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой (от 1,4 м до 37 м).

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

С целью обеспечения сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов на месторождении «Каражида», нами разработан состав утяжеленного безглинистого бурового раствора на основе мраморной пудры, которая выпускается в промышленном цехе ООО «Нефтегазминерал». Мраморная пудра производится в виде тонкодисперсного порошка и имеет следующие показатели:

Таблица 1 – Показатели мраморной пудры

№ п/п	Наименование показателей	Норма
1.	Внешний вид	Белый
2.	Массовая доля карбонат, % не менее	95
3.	Массовая доля влаги, % не более	2,0
4.	Массовая доля остатка после просева на сетке № 0071К по ГОСТ 6613-86, % не более	6,0
5.	Плотность, кг/м ³ , не менее	2700
6.	Массовая доля фракции 5 мкм, %, не более	10,0

Лабораторные работы начаты с приготовления водного раствора негидролизованного полиакриламида (ПАА). Для этой цели в расчетное количество воды добавляется гранулированный негидролизованный полиакриламид в количестве 3 % от общего объема воды при интенсивном работе лабораторной глиномешалки. Процесс растворения негидролизованного полиакриламида осуществляется в течение 10–12 часов. После чего в готовый водный раствор негидролизованного полиакриламида вводится технический хлористый натрий в количестве 30 % от объема раствора, и процесс перемешивания продолжается в течение 30–40 минут до полного растворения хлористого натрия. Далее в готовый водный насыщенный раствор негидролизованного полиакриламида вводится расчетное количество гипса и хлористого калия. Ввод гипса и хлористого калия осуществляется с целью повышения ингибирующей способности безглинистого бурового раствора по отношению к глинистым минералам, которые имеются в составе горных пород слагающие стенки скважин в продуктивном горизонте.

Для придания смазывающей способности при непрерывном интенсивном перемешивании безглинистый ингибирующий буровой раствор обрабатывается с нефтью в количестве 10–15 % и с графитом до 3 % от объема бурового раствора. Процесс перемешивания исходных материалов продолжают перемешивания до получения однородной массы и измеряется технологические параметры полученного бурового раствора. Далее в состав безглинистого ингибирующего бурового раствора вводится мраморная пудра производства ООО «Нефтегазминерал» с целью получения требуемых значений плотности указанных в проекте строительстве нефтяных и газовых скважин. Результаты проведенных лабораторных исследований приводится в таблице 2.



Таблица 2 – Состав и свойства ингибирующего утяжеленного безглинистого бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта с АВГД

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	Φ , см ³ /30 мин	$T_{к5}$, мм	pH	Отстой
1	1000 мл вода + 15 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	35	6,0	1,0	6,0	0
2	1000 мл вода + 20 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	45	4,0	1,0	6,0	6,0
3	№ 2 + 30 % мраморная пудра (Нурота)	1260	48	4,0	1,0	6,0	0
4	№ 2 + 50 % мраморная пудра (Нурота)	1350	55	4,0	1,0	6,0	0
5	№ 2 + 70 % мраморная пудра (Нурота)	1430	75	4,0	1,0	6,0	5
6	№ 2 + 90 % мраморная пудра (Нурота)	1480	120	4,0	1,0	6,0	0
7	№ 2 + 110 % мраморная пудра (Нурота)	1550	165	4,0	1,0	6,0	0
8	№ 2 + 130 % мраморная пудра (Нурота)	1650	220	4,0	1,0	6,0	0
9	№ 2 при нагревании на 90 °С	1190	25	6,0	1,0	6,0	–
10	№ 9 после охлаждения до 20 °С	1190	30	3,0	1,0	6,0	0
11	№ 8 при нагревании на 90 °С	1650	100	6,0	1,0	6,0	–
12	№ 11 после охлаждения до 20 °С	1650	150	3,0	1,0	6,0	0

Как видно из данных таблицы 2 на основе негидролизованного полиакриламида можно приготовить безглинистые ингибирующие буровые растворы со стабильными технологическими свойствами. С вводом мраморной пудры легко регулируется значение плотности разработанного состава безглинистого ингибирующего бурового раствора. Не маловажным достоинством предложенного состава бурового раствора является сохранение первоначальных технологических свойств в условиях высокой температуры. Это объясняется тем, что как остальные синтетические полимерные реагенты акрилового ряда негидролизанный полиакриламид обладает высокой термостойкостью до 170–180 °С и солеустойчивостью по отношению поливалентным солям.

Как свидетельствуют данные таблицы 2 при приготовлении безглинистых утяжеленных ингибирующих буровых растворов мы отказались от широко применяемых химических реагентов и материалов. В частности нами не было использовано глина, каустическая и кальцинированная сода, а также полимерные реагенты, как К-4, крахмал, КМЦ, ВПРГ, Унифлок.

Бурение скважин в условиях солевой агрессии, особенно в присутствии водорастворимых солей кальция, магния и натрия, часто сопровождается ухудшением качества бурового раствора снижением устойчивости стенок скважин, что вызывает увеличение расхода химических реагентов и рост аварийности. Особенно сложным является вскрытие продуктивных горизонтов, содержащих в своем составе агрессивных пластовых вод. Применяемые буровые растворы, обработанные с полимерными реагентами КМЦ, К-4, УЦР и др. теряют свою устойчивость при солевой агрессии.

Учитывая эти обстоятельства, дальнейшие лабораторные исследования проводились по изучению влияния агрессивных пластовых вод на технологические свойства разработанного состава безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора. В частности в качестве агрессивных пластовых вод нами в лабораторных исследованиях использовался рапа привезенный из скв. № 293 площади Кокдумалак. Лабораторные исследования проводились в имитирующихся скважинных условиях. Результаты проведенных лабораторных исследований приведены в таблице 3.

Как свидетельствуют данные таблицы 3 предлагаемый состав безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора устойчив к воздействию агрессивных пластовых вод, которые встречаются при проводки ствола скважины в терригенных отложениях. При смешении предлагаемого состава бурового раствора с рапой не наблюдается процесс коагуляции, которая происходит в глинистых буровых растворах, которые широко применяются в процессе бурения нефтяных и газовых скважин в различных геолого-технических условиях. Показатель фильтрации бурового раствора практически не меняется, только наблюдается уменьшение условной вязкости и плотности раствора. Снижение плотности и условной вязкости предлагаемых составов буровых растворов объясняется разбавлением растворов с рассолом, вследствие чего уменьшением твердой фазы растворов. С добавлением мраморной пудры достигаются первоначальные значения плотности и условной вязкости буровых растворов. При этом не требуется обработка буровых растворов с негидролизанным полиакриламидом (ПАА).

Это доказывает об устойчивости к агрессивным пластовым водам предлагаемого состава бурового раствора, который обеспечивается за счет одноименности заряженных ионов поливалентных солей находящихся в составе пластовых вод, химических реагентов и материалов, использованных при приготовлении бурового раствора.

В процессе вскрытия продуктивного горизонта на месторождении «Каражида» предусматривается применение буровых растворов с плотностью более 1650 кг/м³. Для достижения этой цели рекомендуется совместно использовать мраморную пудру с баритом для приготовления утяжеленных растворов плотностью 1900–2100 кг/м³.



Таблица 3 – Влияния рапы пл.Кокдумалак-293 на технологические параметры безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T_{500} , с	Φ , см ³ /30 мин	T_k , мм	pH	Отстой, %
1	1000 мл вода + 20 гр ПАА + 300 гр NaCl + 50гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть	1190	45	3,0	1,0	6,0	0
2	1000 мл вода + 15гр ПАА + 300гр NaCl + 50 гр KCl + 30 гр графит + 100 мл нефть + 130 % мраморная пудра	1650	220	4,0	1,0	6,0	0
3	№ 1 + 10 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1200	35	4,0	1,0	6,0	0
4	№ 1 + 20 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1220	25	4,5	1,5	6,0	0
5	№ 1 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1240	20	5,0	1,0	6,0	0
6	№ 2 + 10 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1570	240	4,0	1,0	6,0	0
7	№ 2 + 20 % рапа (пл. Алан-172)	1480	110	4,5	1,0	5,5	0
8	№ 2 + 30 % рапа (пл. Кокдумалак-293)	1410	60	5,0	2,0	5,5	0
9	№ 5 при нагревании на 90 °С	1240	17	7,0	1,5	5,5	–
10	№ 9 после охлаждения до 20 °С	1240	22	5,0	1,0	5,5	0
11	№ 8 при нагревании на 90 °С	1410	36	7,0	1,5	5,5	–
12	№ 11 после охлаждения до 20 °С	1420	50	5,0	1,0	5,5	0
13	№ 12 + 50 % мраморная пудра	1650	170	4,0	1,0	5,5	0

Немаловажным достоинством мраморной пудры является способность растворяться в соляной кислоте, которая обеспечивает сохранение естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта. Однако, барит, гематит и магнетит не обладают свойством растворяться в соляной кислоте. Поэтому, для получения требуемых значений плотности безглинистого ингибирующего бурового раствора целесообразно использовать в место барита карбоната железо-сидерита. Сидеритовый кислото-растворимый утяжелитель, приготовляемый из сидеритовой руды и модифицирующих добавок по ТУ 39-00147-180-98.

Основные физико-химические параметры сидеритового утяжелителя должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-химические параметры сидеритового утяжелителя

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Норма
1	Содержание влаги, не более	%	2,0
2	Плотность, не менее	кг/м ³	3500
3	Содержание кальция, не более	%	0,025
4	Содержание остатка после просева на сите с сеткой по ГОСТ 3684-73 № 0071 К, не более, № 005 К, не менее	% %	3,0 20,0
5	Растворимость в соляной кислоте, не менее	%	85

С помощью сидеритового утяжелителя можно утяжелить безглинистый ингибирующий буровой до требуемых значений плотности, предусмотренных в проекте строительстве нефтяных и газовых скважин.

В данное время на скв. № 3-0.1 площади Каражийда забой скважины составляет 4318 м. Бурение ствола скважины производилось с применением глинистого бурового раствора со следующими технологическими параметрами: плотность – 1530–1550 кг/м³; условная вязкость – 150–200 с; водоотдача – 4–4,5 см³/30 мин; толщина корки – 1,0 мм; водородный показатель pH = 8,0–8,5; СНС_{1/10} = 70–90 мгс/см². Однако при отрыве бурильного инструмента произошёл очередной прихват бурильного инструмента, так как бурение скважины производилось со вторым стволом. Прихват бурильного инструмента не удалось ликвидировать с установкой нефтяной ванной в три раза. После чего установили водяную ванну состоящий из воды и полимера, а также НТФ. После проведения специальных технологических приемов, удалось освободит прихваченный бурильный инструмент.

Руководством АО «Узбурнефтегаз» было принято решение принимать в процессе ведения буровых работ в скв. № 3-01 площади Каражийда состава безглинистого утяжеленного ингибирующего бурового раствора с целью предупреждения осложнений связанных с неустойчивостью стенки скважин.

После доставления на скв. № 3-01 площади Каражийда нужных местных химических реагентов и материалов начали работы по приготовлению безглинистого ингибирующего утяжеленного бурового раствора. Для достижения этой цели сначала нами было приготовлено водный раствор негидролизованного полиакриламида (ПАА) и насыщали его с технической поваренной соли. После чего с готовым водным насыщенным раствором негидролизованного полиакриламида в количестве 195 м³, ко-



торый имел следующие технологические параметры: плотность – 1240–1250 кг/м³; условная вязкость – 26–30 с; водоотдача – 2,3–3,0 см³/30 мин; толщина корки – 0,5 мм; водородный показатель pH = 5,5; СНС_{1/10} = 3–7 мгс/см² обрабатывался рабочий циркулирующий глинистый буровой раствор через дозирочный емкость с целью удаление из его состава глинистой фазы.

После удаления глинистой фазы рабочий циркулирующий промывочный раствор обладал следующие технологические свойства: плотность – 1250–1270 кг/м³; условная вязкость – 35–40 с; водоотдача – 6,0–6,5 см³/30 мин; толщина корки – 1,0 мм; водородный показатель pH = 7,0; СНС_{1/10} = 7–13 мгс/см². С помощью УПР утяжелили рабочий циркулирующий безглинистый буровой с применением мраморной пудры до значения плотности 1470–1480 кг/м³. Далее в готовый безглинистый буровой раствор в объеме 450 м³ добавили КМЦ, хлористый калий, нефть и графит с целью снижения показателя водоотдачи и придания ингибирующего действия ему по отношению к глинистым породам, которые встречаются в геологическом разрезе скважины, а также для улучшения смазывающего свойства. Технологические параметры циркулирующего безглинистого ингибирующего бурового раствора выходящий из скважины 40 °С были в следующих значениях: плотность – 1440–1450 кг/м³; условная вязкость – 40–45 с; водоотдача – 3,5–4,0 см³/30 мин; толщина корки – 0,5 мм; водородный показатель pH = 7,0; СНС_{1/10} = 4–9 мгс/см².

Находившиеся в башмаке обсадной колонны на глубине 3000 м бурильный инструмент до глубину 3500 м и произвели переход глинистого рабочего циркулирующего промывочного раствора на безглинистый ингибирующий буровой раствор. При достижении глубины 3680 м наблюдался, посадка бурильного инструмента, взяли квадрат и начали прорабатывать ствол скважины через одиночку до глубины 4244 м. В процессе проработке ствола скважины глинистый буровой раствор смешался с безглинистым ингибирующим буровым раствором, однако глинистая фаза легко удалялся с помощью вибросито и пескоотделителя. При достижении глубины 4244 м произведено подъем бурильного инструмента для шаблонирования ствола скважины и осмотра бурового долота, который работал в течение 150 часов. Процесс подъема бурильного инструмента из забоя скважины осуществлялось без осложнений и затруднений. Технологические параметры циркулирующего безглинистого ингибирующего бурового раствора оставался практически не измененными. В данное время на скв. № 3-01 площади Каражйда успешно продолжается процесс углубления с применением безглинистого ингибирующего бурового раствора на основе местных химических реагентов и материалов. На основании проведенных лабораторных исследований и полученных результатов, а также промышленного испытания состава безглинистого ингибирующего бурового раствора на скв. № 3-01 площади Каражйда можно сделать следующие выводы:

1. Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми, при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, рецептура бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных горизонтов, должна содержать кольматант, который способствует образованию качественной фильтрационной корки и ограничивает фильтрацию в пласт.

Буровые растворы плотностью 1600–2200 кг/м³ на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70–90 %), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

4. Утяжеленные эмульсионные буровые растворы на основе хлорида натрия, бромида цинка, бромида кальция, бромида натрия и хлорида кальция способствуют повышению добычи нефти за счет сохранения естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта.

5. Для вскрытия продуктивных пластов на месторождении «Каражйда» разработан состав утяжеленного бурового раствора на основе мраморной пудры, которая выпускается в промышленном цехе ООО «Нефтегазминерал».

6. Для получения требуемых значений плотности безглинистого ингибирующего бурового раствора рекомендовано использование вместо барита кислото-растворимый утяжелитель – карбонат железа, приготовляемый из сидеритовой руды и модифицирующих добавок по ТУ 39-00147-180-98.

7. Предложенный состав безглинистого ингибирующего бурового раствора на основе местных химических реагентов и материалов успешно внедрен на скв. №3-01 площади Каражйда.

Литература:

1. Крылов В.И., Крецул В.В. Методические указания по выбору промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов. – М. : Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
2. Махаматхожаев Д.Р., Хужамов Х.Р. Результаты промышленного испытания облегченного безглинистого бурового раствора при капитальном ремонте скважин на месторождении Кокдумалак-136 : Сборник научных



трудов. Международная научно-техническая конференция «Современные проблемы и пути освоения нефтегазового потенциала недр» (22 ноября 2012 года). – Часть 1. – С. 273–276.

3. Махаматхожаев Д.Р. Нефтеэмульсионный буровой раствор для бурения нефтегазовых скважин в сложных геолого-технических условиях // Научный и информационный журнал «Материаловедение», Труды международной конференции «Рахматулинские-Ормонбековские чтения» (27–29 июня, 2013, г. Бишкек). – № 2/2013(3). – С. 241–244.

4. Крылов В.И., Крецул В.В. Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 54–56.

5. Ирматов Э.К., Бурнашев В.Ф., Хужаёров Б.Х. Влияние температуры на результаты соляно-кислотной обработки // Узбекский журнал нефти и газа. – 2014. – № 3. – С. 41–45.

6. Махаматхожаев Д.Р. Состав бурового раствора с закупоривающим свойством // Технология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 49–55.

7. Интернет сайт: www.oilgas.ru; www.drilling oil and gas.ru

References:

1. Krylov V.I., Kretsul V.V. Methodical instructions at the choice of flushing liquid for opening of productive layers. – M.: Rus. state. un-t of oil and gas of I.M. Gubkin, 2002.

2. Makhmatkhozhayev D.R., Huzhamov H.R. Results of industrial test of the facilitated clay-free drilling mud fluid at workover on the Kokdumalak-136 field: Collection of scientific works. International scientific and technical conference «Modern Problems and Ways of Development of Oil and Gas Potential of a Subsoil» (on November 22, 2012). – Part 1. – P. 273–276.

3. Makhmatkhozhayev D.R. Petroemulsion drilling mud fluid for drilling of oil and gas wells in difficult geological specifications // Scientific and information magazine «Materialovedeniye», Works of the international conference «Rakhmatulinskiye-Ormonbekovsky Readings» (on June 27–29, 2013, Bishkek). – № 2/2013(3). – P. 241–244.

4. Krylov V.I., Kretsul V.V. Rheological features of boring biopolymer liquids // Oil economy. – 2002. – № 9. – P. 54–56.

5. Irmatov E.K., Burnashev V.F., Huzhayorov B.H. Influence of temperature on results of salt and acid processing // Uzbek magazine of oil and gas. – 2014. – № 3. – P. 41–45.

6. Makhmatkhozhayev D.R. Composition of drilling mud fluid with the corking property // Technology of oil and gas. – 2015. – № 4. – P. 49–55.

7. Internet website: www.oilgas.ru; www.drilling oil and gas.ru



УДК 622

ПРИМЕНЕНИЕ ОСЦИЛЛЯТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ЕТЫ-ПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

USING THE OSCILLATOR TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE CONSTRUCTION OF WELLS ON THE YETY-PUROVSKY FIELD

Мелюхов Е.В.

геофизик 1 категории,
ООО «НьюТек Сервисез» г. Москва
socrat1991@yandex.ru

Омельянюк М.В.

кандидат технических наук,
зав. кафедрой МОНГП Армавирского
механико-технологического института (филиала)
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
m.omelyanyuk@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено практическое применение осциллятора для улучшения качества направленного бурения и увеличения скорости бурения.

Ключевые слова: бурение, осциллятор, коэффициент трения, стенка скважины.

Melyukhov E.V.

Graduate student,
Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch) of
Federal State Budgetary Institution of
Higher Education
«Kuban State Technological University»
socrat1991@yandex.ru

Omelyanyuk M.V.

Ph. D., Associate Professor,
Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch) of
Federal State Budgetary Institution of
Higher Education
«Kuban State Technological University»
m.omelyanyuk@mail.ru

Annotation. In the article the practical application of the oscillator for improving the quality of directional drilling and increasing the drilling speed is considered.

Keywords: drilling, oscillator, coefficient of friction, borehole wall.

При строительстве скважины в интенсивно разбуренных месторождениях, приходится «усложнять» ее траекторию, производя кустовое бурение, или обходя ранее пробуренные скважины. Это мероприятие влечет за собой удлинение ствола скважины, может приводить к многочисленным осложнениям. Одно из таких – это проблема с выставлением при направленном бурении, которое связано с увеличением коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении.

Существует химический и механический метод снижения сил трения.

Химические методы базируются на применении различных смазывающих добавок, ПАВ и жидкостей в процессе бурения. К механическим методам относят включение в компоновку низа бурильной колонны центраторов, калибраторов, осцилляторов и т.д.

К недостаткам химического метода снижения силы трения можно отнести сложность регулирования состава бурового раствора в процессе бурения и недостаточную эффективность, поэтому необходимо использовать более эффективные методы борьбы с трением бурильной колонны о стенки скважины.

Из анализа результатов проведенных теоретических исследований Хузиной Л.Б. следует, что при использовании дополнительно продольных виброперемещений колонны, например, с частотой излучения 2...10 Гц и амплитудой до 6...9 мм, можно на нескольких десятках процентов уменьшить коэффициенты трения замков о стенки ствола скважины. [1]

Для решения проблемы рекомендовано применение скважинной системы «Осциллятор».

Осциллятор передает КНБК легкие колебательные движения, за счет чего существенно снижается трение. Это позволяет улучшить передачу нагрузки и уменьшить прихваты-срывы при бурении в любом режиме, а особенно при ориентированном бурении с помощью управляемого забойного двигателя.

Устройство состоит из двух частей (рис. 1) – осциллятора и отбойного переводника (амортизатора).

Силовая секция управляет секцией клапанов (рис. 2), которая создает импульсы давления и приводит в движение амортизатор. В результате, осевое движение отбойного переводника исключает возможность возникновения статического трения между инструментом и стенками скважины [2].

На кустовых площадках 10, 238 и 259 Еты-Пуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ» филиал «Газпромнефть-Муравленко», компанией ООО «НьюТек Сервисез» применялось включение в КНБК осцилляторов фирм «Гидробур-сервис» и «NOV», для решения проблемы с увеличением коэффициента трения при бурении эксплуатационной колонны в участках интенсивного набора зенитного угла с 25° до 85°, разворотом по азимутальному углу, в интервалах от 2300 м до 3500 м.

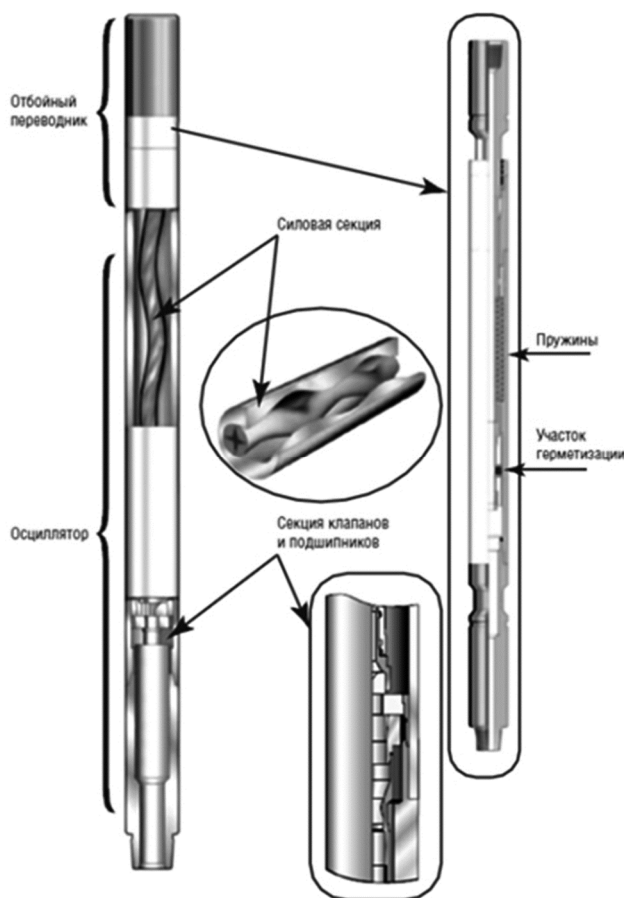


Рисунок 1 – Основные секции

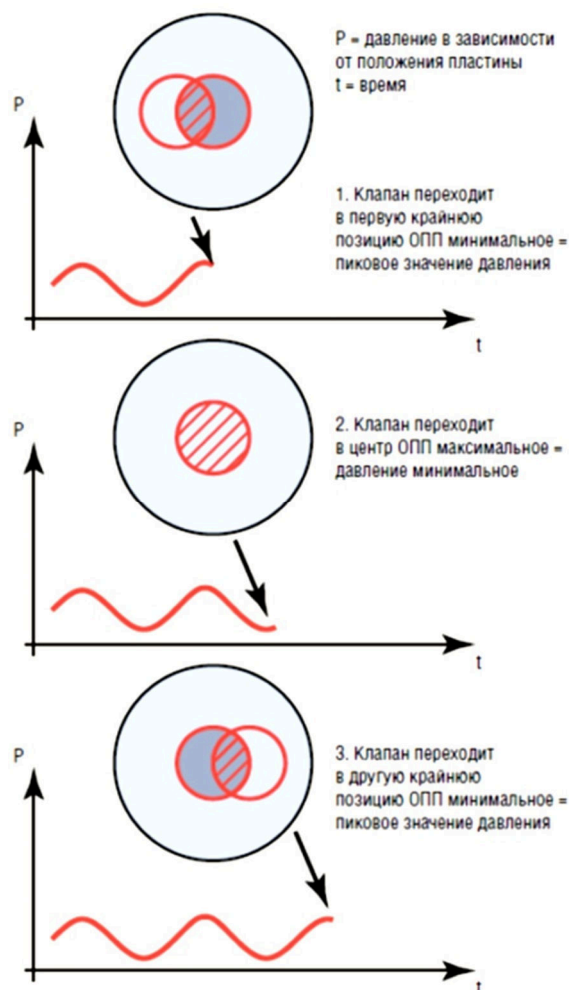


Рисунок 2 – Относительные положения пластин клапана системы «осциллятор»

В ходе использования осциллятора при бурении, отмечалось уменьшение трения по данным дорожных карт, улучшение выставления КНБК при режиме слайдирования, улучшение качества слайда и в-целом уменьшения веса инструмента в сравнении с расчетным, отмечено отсутствие срывов и подвисаний КНБК при выставлении, что говорит об уменьшении коэффициента трения и уменьшении риска дифференциального прихвата. Уменьшение проблем с выставлением дало возможность сократить интенсивность ввода смазывающих добавок.

При сравнении аналогичных скважин на выше указанных кустовых площадках, где не применялся осциллятор, отмечено, что средне-механическая скорость бурения оказалась выше на 5–10 % на объектах, где использовался осциллятор, что привело к увеличению рейсовой скорости и сокращению времени строительства скважины (20–25 м/ч на скважинах без осциллятора и 25–32 м/ч с осциллятором на аналогичных участках бурения). [3].

Применение осциллятора обеспечивает плавную передачу нагрузки и точный контроль положения рабочей поверхности бурового инструмента на забое при применении долот PDC. Обеспечивается возможность бурения более продолжительных интервалов, что существенно повышает механическую скорость проходки. Осциллятор совместим со всеми системами измерения в процессе бурения (MWD). При этом увеличивается механическая скорость проходки, сокращается количество рейсов и сводится к минимуму возможность дифференциального прихвата.

Литература:

1. Хузина Л.Б. Использование новых технологических решений при бурении горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С. 25–26.
2. Axial Oscillation Tools vs. Lateral Vibration Tools for Friction Reduction – What’s the Best Way to Shake the Pipe? / R. Gee, C. Hanley, R. Hussain, L. Canuel, J. Martinez // 173024-MS SPE Conference Paper. – 2015.
3. Данные суточных рапортов и диаграмм ГТИ, журналов бурения, дорожных карт и рейсовых отчетов на кустовых площадках 10 (скв. № 3028, 3029, 3030, 3031), 238 (скв. № 3767, 3768, 3769, 3770, 3771, 3772) и 259



(скв. № 3761) Еты-Пуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ» филиал «Газпромнефть-Муравленко», выполненных подрядчиком ООО «НьюТек Сервисез».

References:

1. Huzina L.B. Use of new technology solutions when drilling horizontal wells // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2006. – № 9. – P. 25–26.
2. Axial Oscillation Tools vs. Lateral Vibration Tools for Friction Reduction – What's the Best Way to Shake the Pipe? / R. Gee, C. Hanley, R. Hussain, L. Canuel, J. Martinez // 173024-MS SPE Conference Paper. – 2015.
3. Data of daily official reports and charts GTI, magazines of drilling, road maps and trip reports on well pads 10 (hard currency. № 3028, 3029, 3030, 3031), 238 (hard currency. № 3767, 3768, 3769, 3770, 3771, 3772) and 259 (hard currency. № 3761) of the Ety-Purovsky field of JSC Gazpromneft-NNG Gazpromneft-Muravlenko branch, executed by the contractor of LLC Nyuutek Servisez.



УДК 622.245.423

БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ПРИ ГЕРМЕТИЗАЦИИ СКВАЖИНЫ ПОДЗЕМНОГО РЕЗЕРВУАРА, ЗАПОЛНЕННОГО РАССОЛОМ

BUFFER LIQUID USED WHEN SEWING THE WELL OF THE UNDERGROUND TANK FILLED WITH THE RASSOL

Минченко Юлия Сергеевна

кандидат технических наук,
начальник лаборатории комплексных
химико-аналитических и газохимических исследований,
Ставропольский филиал ООО «Газпром проектирование»
minchenko.yuliya@inbox.ru

Аннотация. Одной из основных задач при проведении работ по восстановлению герметичности технологических скважин подземных резервуаров в каменной соли является необходимость изолировать выработку-емкость большого геометрического объема, заполненную насыщенным хлоридно-натриевым раствором, от технологической скважины. Технически такое разделение может быть осуществлено при помощи промежуточного моста, устанавливаемого ниже башмака эксплуатационной колонны в необсаженном стволе скважины. Для установки промежуточного моста могут быть использованы различные механические устройства или буферные жидкости, основное назначение которых отделить рассол от тампонажного раствора. В данной работе представлена специально разработанная буферная жидкость, используемая при герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом.

Ключевые слова: герметичность скважины, буферная жидкость, подземный резервуар в каменной соли, промежуточный мост, капитальный ремонт скважин.

Minchenko Yuliya Sergeevna

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Laboratory of
Complex Chemical-Analytical
and Gas Chemical Research,
Stavropol Branch of LLC Gazprom Projecting
minchenko.yuliya@inbox.ru

Annotation. One of the main tasks in the work to restore the integrity of the technological wells of underground reservoirs in rock salt is the need to isolate the production-capacity of a large geometric volume filled with a saturated sodium chloride solution from a production well. Technically, this separation can be effected with an intermediate bridge, which is installed below the production shoe of the production string in the open hole. For the installation of the intermediate bridge, various mechanical devices or buffer liquids can be used, the main purpose of which is to separate the brine from the grouting mortar. In this paper, a specially developed buffer liquid is used to seal a well of an underground reservoir filled with brine.

Keywords: well integrity, buffer liquid, underground reservoir in rock salt, intermediate bridge, well overhaul.

Под буферной жидкостью (БЖ) понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами при цементировании скважин или между различными по составу и назначению технологическими жидкостями при проведении ремонтных работ.

В настоящее время в мировой практике используется около 100 рецептур БЖ, что связано с их применением для решения большого объема задач, возникающих при цементировании и ремонте скважин. С целью выбора оптимальных рецептур для каждой конкретной операции разработаны различные классификации БЖ.

Анализ существующего уровня техники [1–4] показал следующее:

– известна БЖ, используемая при проведении ремонта скважин подземных резервуаров в каменной соли, рецептура которой имеет следующее соотношение ингредиентов, мас. %:

Угледородная жидкость	20–25
Водный раствор хлорида кальция плотностью 1120 кг/м ³	74–78,5
Катионный эмульгатор	1,0–1,5,

с содержанием наполнителя – полипропиленового волокна в количестве 0,03–0,05 мас. % от её объема [3].

Недостатком указанной БЖ является недостаточная эффективность герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом. Обусловлено это низкими стабильностью ее фазового состава и несущей способностью, невысокой способностью предотвращать контакт используемого при герметизации скважины тампонажного раствора (цементного раствора) с рассолом, заполняющим подземный резервуар, а также повышенным расходом материальных затрат при проведении работ.

Кроме того, низкая плотность тампонажного раствора, регламентированная физико-химическими и реологическими свойствами эмульсии как нетвердеющей (неполимеризующейся) системы БЖ, которая должна его удерживать на своей поверхности, обусловлена недостаточной несущей способностью. Это не обеспечивает необходимых прочностных характеристик цементного камня для эффективности проведения работ. Согласно примеру описания, в целях предотвращения взаимного замещения в процессе закачки обратной эмульсии с наполнителем и цементного раствора плотностью 900–1000 кг/м³, высоту столба обратной эмульсии с наполнителем принимают равной 10 м, что приводит к росту материальных затрат при проведении работ.



– в качестве прототипа выбрана БЖ, используемая при герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом, рецептура которой имеет следующее соотношение ингредиентов, мас. % [4]:

Дизельное топливо.....	68
Глина	38
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	4.

Недостатком указанной БЖ является недостаточная эффективность герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом. Обусловлено это низкой стабильностью ее фазового состава и невысокой способностью предотвращать контакт используемого при герметизации скважины тампонажного раствора с рассолом, заполняющим подземный резервуар, недостаточной несущей способностью, а также повышенным расходом материальных затрат при проведении работ по герметизации скважины.

Дизельное топливо, представляющее собой углеводородную жидкость и являющееся дисперсионной средой БЖ, имеет плотность 720–830 кг/м³, что значительно ниже плотности глины (около 2000 кг/м³). Поэтому дизельное топливо не способно удерживать глину во взвешенном состоянии за счет её гравитационного осаждения, что делает БЖ нестабильной.

Рецептура БЖ в приведенном качественном и количественном содержании ингредиентов не обеспечивает необходимую несущую способность БЖ в результате образования глинисто-полимерного слоя на основе КМЦ, недостаточно прочного для выдерживания нагрузки, создаваемой тампонажным раствором, размещаемым на ее поверхности.

Технический результат, который может быть получен при осуществлении предлагаемого изобретения [5], сводится к следующему: повышается эффективность герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом за счет использования БЖ с улучшенными технологическими свойствами, обусловленными высокой стабильностью ее фазового состава, способностью предотвращать контакт используемого при проведении герметизации скважины тампонажного раствора с рассолом, повышенной несущей способностью, а также сокращения материальных затрат при проведении работ.

БЖ включает дисперсионную среду, глину и анионный полимер. Дисперсионная среда заявляемой БЖ представляет собой водную дисперсию полиуретана с массовой долей сухого вещества 28–32 %, то есть содержит достаточное количество воды (68–72 %) для активизации процессов гелеобразования в результате гидролиза полимерных компонентов и набухания глинопорошка. Образующаяся глинисто-полимерная система при перемешивании введенных в водную полиуретановую дисперсию марки Аквапол 10 сухих ингредиентов по истечении 1,5–2 часов представляет собой гелеобразную жидкость с пластической вязкостью в пределах 120–144 мПа·с, достаточной для удержания дисперсной фазы (частиц глинопорошка, Монасила и полимеров акриламидов) во взвешенном состоянии по всему объему и для закачки на поверхность рассола в скважину подземного резервуара без осложнений.

Высокая способность БЖ предотвращать контакт тампонажного раствора, используемого при герметизации скважин с рассолом, заполняющим подземный резервуар, обеспечивается совместным взаимодействием используемых в рецептуре БЖ глинопорошка Бентокон «Супер 200», водной полиуретановой дисперсии марки Аквапол 10 с рассолом при участии Монасила в создании равномерно распределенного слоя на поверхности рассола.

Концевые группы алкиламидов полиуретановой дисперсии (аминные и карбоксильные) способны образовывать соли металлов. После доставки БЖ на поверхность рассола по границе её контакта с ним практически мгновенно образуется содержащая глинистые частицы отвержденная часть, состоящая из быстро взаимодействующих с хлоридом натрия алкиламидов звена полиуретанов Аквапола 10, выше которой БЖ находится в неотвержденном пастообразном состоянии. При этом изолирующий слой пастообразной БЖ, находящийся на поверхности её затвердевшей части, плотно примыкает к боковой поверхности стенок резервуара, образуя прочный полимерно-глинистый экран для закачки на него тампонажного раствора, используемого при герметизации скважины.

Плотности контакта пастообразной БЖ со стенками резервуара из каменной соли способствует равномерное распределение слоя на рассоле за счет его однородного стабилизированного состава. Кроме того, при взаимодействии продуктов гидролиза Монасила и минеральной составляющей глинопорошка на поверхности стенок резервуара в каменной соли образуется цементирующая пленка из силикатов поливалентных металлов глинистой фракции. Это является дополнительным фактором плотного примыкания слоя БЖ к стенкам резервуара. В совокупности вышеописанное обеспечивает высокую изолирующую способность БЖ.

Изолирующая способность БЖ определяется как отношение разности объемов цементного раствора, помещенного на изолирующий слой БЖ и прошедшего через него, к объёму цементного раствора, первоначально налитого на слой БЖ. Расчёт этого показателя производится по формуле

$$ИС_{БЖ} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \cdot 100 \%,$$

где $ИС_{БЖ}$ – изолирующая способность БЖ, %; V_1 – первоначальный объем цементного раствора, мл; V_2 – объем цементного раствора, прошедшего через изолирующий слой БЖ, мл.



Несущая способность БЖ характеризует её способность после полимеризации выдерживать без перемещения на контакте со стенками резервуара нагрузку, создаваемую тампонажным раствором плотностью 1320 кг/м^3 при его размещении на поверхности БЖ. Определяют расчетным путем как удельную нагрузку (кПа/м) исходя из условия образования на рассоле столба БЖ высотой, равной 1,5 диаметра вмещающего сосуда, на поверхность которой после полимеризации доставляется вышеуказанный тампонажный раствор в объеме, не менее чем в 2,5 раза превышающем высоту столба БЖ.

БЖ имеет следующие технологические свойства: плотность $\rho = 1055 \text{ кг/м}^3$, пластическая вязкость $\eta = 120 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, стабильность фазового состава 97 %, изолирующая способность 98 %, несущая способность 35,1 кПа/м.

Таким образом, на основании проведенных исследований осуществлен выбор ингредиентов и разработан состав полимерной БЖ который может быть рекомендован для проведения ремонтно-восстановительных работ в скважинах ПХГ – подземных резервуарах в каменной соли [5, 6].

Литература:

1. Гасумов Р.А. Технико-технологические предложения по креплению скважин подземных гелиохранилищ в каменных солях / Р.А. Гасумов, М.А. Кашапов, Ю.С. Минченко // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2016. – № 7. – С. 37–41.
2. Гасумов Р.А. Технологические жидкости, препятствующие миграции пластовых флюидов в заколонном пространстве при строительстве скважин / Р.А. Гасумов, Ю.С. Минченко // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2017. – № 6. – С. 21–24.
3. Патент № 2352754 Российская Федерация, МПК⁷ Е 21В 29/00, Е 21В 33/13. Способ ремонта скважин подземных резервуаров / Гасумов Р.А., Мосиенко В.Г., Громадский С.А. [и др.] // Заявитель и патентообладатель АО «СевКавНИПИгаз». – № 2007134764/03, заявл. от 18.09.2007 г.; опубл. 20.04.2009 г.
4. Патент № 2348793 Российская Федерация, МПК⁷ Е 21В 33/14. Способ герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом / Лапицкий А.А., Шустров В.П. // Заявитель и патентообладатель ООО «Подземгазпром». – № 2007119090/03, заявл. от 23.05.2007 г.; опубл. 10.03.2009 г.
5. Патент № 2475513 Российская Федерация, МПК⁷ С 09К 8/40. Буферная жидкость, используемая при герметизации скважины подземного резервуара, заполненного рассолом/ Перейма А.А., Трусов С.Г., Минченко Ю.С. // Заявитель и патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2011138002/03; заявл. 14.09.2011; опубл. 03.10.2012.
6. Патент № 2576416 Российская Федерация МПК⁷ Е 21В 33/138. Способ крепления технологических скважин подземных хранилищ газообразных и жидких углеводородов (варианты) / Пышков Н.Н., Кашапов М.А., Минченко Ю.С. // Заявитель и патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2015100227/03; заявл. 14.09.2015; опубл. 10.03.2016.

References:

1. Gasumov R.A. Technical and technological proposals for fastening wells of underground helium storage tanks in stone salts / R.A. Gasumov, M.A. Kashapov, Yu.S. Minchenko // NTZh «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – 2016. – № 7. – P. 37–41.
2. Gasumov R.A. Technological fluids that prevent the migration of reservoir fluids in the casing area during well construction / R.A. Gasumov, Yu.S. Minchenko // NTZh «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – 2017. – № 6. – P. 21–24.
3. Patent № 2352754 Russian Federation, IPC 7 E 21B 29/00, E 21 B 33/13. Method of repair of underground reservoirs wells / R.A. Gasumov, V.G. Mosienko, S.A. Gromadsky [and others] // Applicant and patent holder of JSC «SevKavNIPGaz». – № 2007134764/03, filed. from 18.09.2007; publ. April 20, 2009.
4. Patent No. 2348793 Russian Federation, IPC 7 E 21B 33/14. A method for sealing a well of an underground reservoir filled with brine / Lapitsky AA, Shustrov VP // Applicant and patent holder of LLC Podzemgazprom. – No. 2007119090/03, filed. from 23.05.2007; publ. 10.03.2009
5. Patent № 2475513 Russian Federation, IPC7 S 09K 8/40. Buffer liquid used to seal a well of an underground reservoir filled with brine / Pereyma A.A., Trusov S.G., Minchenko Yu.S. // Applicant and patent holder of PJSC Gazprom. – № 2011138002/03; claimed. 09/14/2011; publ. 10/03/2012.
6. Patent № 2576416 Russian Federation IPC7 E 21B 33/138. Method of fastening technological wells of underground storages of gaseous and liquid hydrocarbons (options) / Pyshkov NN, Kashapov MA, Minchenko Yu.S. // Applicant and patent owner PJSC Gazprom. – № 2015100227/03; claimed. 09/14/2015; publ. 03/10/2016.



УДК 622.24.051.624

АНАЛИЗ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF DRILL BITS AT THE SAMOTLOR FIELD

Михайлов Иван Сергеевичстудент,
Тюменский индустриальный университет**Исанбердин Вячеслав Маратович**студент,
Тюменский индустриальный университет

Научный руководитель:

Анашкина Александра Евгеньевнакандидат технических наук,
Доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Тюменский индустриальный университет
ld.yug2016@gmail.com

Аннотация. Для обеспечения максимальной производительности строительства скважины и увеличения рентабельности коммерческой скорости бурения необходимо оптимизировать выбор бурового инструмента. В статье представлен анализ выбора более эффективных долот, на основании износа отработанного инструмента.

Ключевые слова: породоразрушающий инструмент; отработка долот, износ вооружения долота.

Mikhaylov Ivan SergeyevichStudent,
Tyumen industrial university**Isanberdin Vyacheslav Maratovich**Student,
Tyumen industrial university

Research supervisor:

Anashkina Aleksandra EvgenyevnaCandidate of Technical Sciences,
Associate professor
«Drilling of oil and gas wells»,
Tyumen industrial university
ld.yug2016@gmail.com

Annotation. To ensure the maximum productivity of well construction and increase the profitability of commercial drilling speed, it is necessary to optimize the choice of drilling tools. The article presents an analysis of the choice of more effective bits, based on the nose of the spent tool.

Keywords: rock cutting tool; the working out of bits, deterioration bits.

В данной статье рассмотрен породоразрушающий инструмент (ПРИ) долот PDC компании «Буринтех» для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и кондуктор на основании данных по отработке долот компании «Роснефть» на Самотлорском месторождении. [1]

Учитывая, что на данном месторождении основная часть горных пород обладает близкими значениями твердости и абразивности, были произведены графические сравнения разных долот со средним интервалом 500 м для кондуктора и 2000 м для эксплуатационных колонн, с целью выявления наиболее эффективную конфигураций ПРИ.

Анализ ПРИ под кондуктор

Произведен анализ долот, используемых для бурения кондуктора, по различным критериям отработки. График зависимости (рис. 1) общей проходки на долото от общего времени бурения долотом выявил прямую зависимость обозначенных параметров друг от друга для всех долот. Каких-то отклонений от этой зависимости не было обнаружено. По значениям износа внутренних элементов вооружения долот было выявлено, что преобладает износ на 1/8 от первоначальной высоты резца PDC для всех долот. По классификации износов вооружения [2] было установлено, что преобладает тип «СТ» (скол зубьев) и «DL» (расслоившиеся резцы). Сравнивая местоположения износа у анализируемых долот было установлено, что наиболее часто изнашиваются заплечники и шаблон. В результате анализа показателей износа внешних элементов вооружения долота (рис. 1) были выявлены три модели, которые менее остальных подвержены износу, а именно: БИТ 300 ВТ619 С.07-01, ВС 295,3 Р Сп1, ВС 300 Р Сп1. Наиболее рациональным будет использование этих моделей долот, потому что при одинаковых физико-механических свойствах горных пород и одинаковом режиме бурения, они изнашиваются меньше других.

Анализ ПРИ под эксплуатационную колонну

Долота, используемые для бурения эксплуатационной колонны, были сравнены по различным критериям отработки долот. График зависимости общей проходки на долото от общего времени бурения долотом выявил прямую зависимость обозначенных параметров друг от друга для всех долот,



причём основная область значений находится в пределах: для времени от 30 до 40 часов, для проходки от 1000 м до 2000 м долот. Каких-то отклонений от этой зависимости не было. По значениям износа внутренних элементов вооружения долот было выявлено, что большая часть долот не подвергается износу. Классифицируя долота по виду износа вооружения [2] было установлено, что преобладает тип «СТ» (скол зубьев) и «DL» (расслоившиеся резцы). Сравнивая местоположения износа у анализируемых долот было установлено, что наиболее часто изнашиваются заплечники и шаблон, однако, по сравнению с кондуктором, увеличилась доля долот, у которых изношены все зоны. В результате анализа показателей износа внешних элементов вооружения долота (рис. 2) были выявлены две модели, которые менее остальных подвержены износу, а именно: БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.323-01, БИТ 220,7 ВТ 616 УСВ.92-01. Наиболее рациональным будет использование этих моделей долот, поскольку, при одинаковых физико-механических свойствах горных пород и одинаковом режиме бурения, они изнашиваются меньше других.

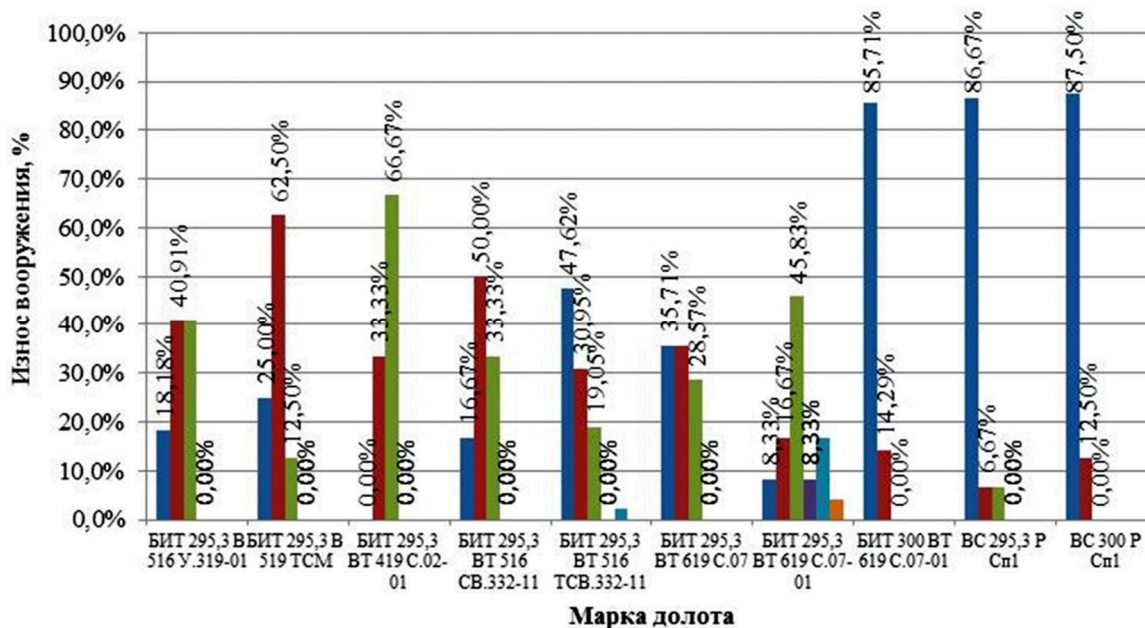


Рисунок 1

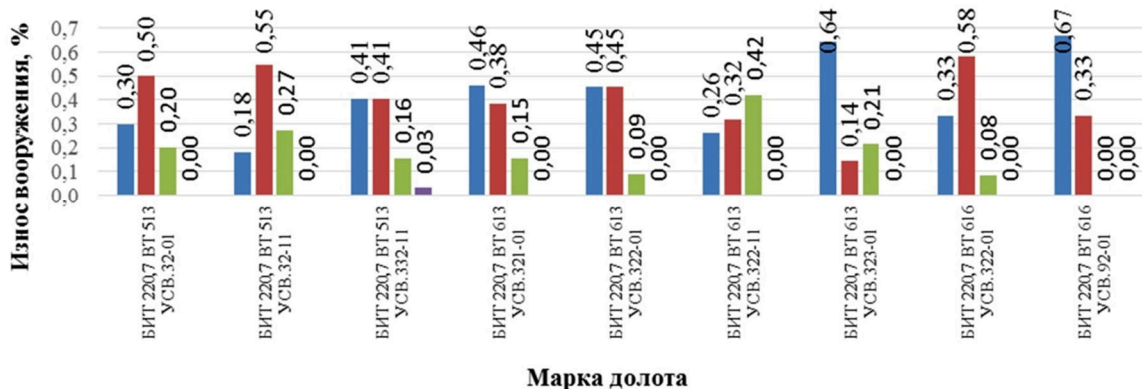


Рисунок 2

Литература:

1. Отчет отработки бурения. «Роснефть». Самотлорское месторождение.
2. Брошюра Baker Hughes «Описание износа трехшарошечных буровых долот по международной системе кодов IADC». – Москва : Хьюз Кристенсен, 1996. – 34 с.

References:

1. Report drilling drilling. Rosneft. The Samotlor field.
2. Brochure Baker Hughes «Description of wear of three-roller drill bits according to the international system of IADC codes». – Moscow : Hughes Christensen, 1996. – 34 p.



УДК 622.244.422

ИНГИБИРУЮЩИЕ И СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ ДЛЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

THE INHIBITING AND LUBRICANT ADDITIVES FOR THE WEIGHTED BORING SOLUTIONS

Мойса Юрий Николаевич

кандидат химических наук, директор,
ООО «НПО «Химбурнефть»
hbn2005@yandex.ru

Иванов Дмитрий Юрьевич

аспирант КубГТУ, главный геолог,
ООО «НПО «Химбурнефть»

Марусов Марк Анатольевич

кандидат химических наук,
начальник службы буровых растворов,
ООО «СПК»

Аннотация. Проведены сравнительные исследования утяжеленных полимерглинистых буровых растворов плотностью 1750–2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения Краснодарского края, содержащих ингибирующие и смазочные химреагенты различной природы и механизма действия. На основании сравнительных измерений ингибирующих и смазочных свойств утяжеленных буровых растворов определены оптимальные концентрационные диапазоны применения ингибирующих и смазочных добавок для успешного бурения наклонно-направленных, горизонтальных и боковых стволов нефтегазовых скважин в условиях АВПД и глинистых отложений Майкопской свиты Кубани.

Ключевые слова: утяжеленный буровой раствор, глинистые отложения, ингибирующие свойства, коэффициент трения, крутящий момент, концентрация, плотность.

Moysa Yury Nikolaevich

Candidate of Chemistry, Director,
LLC NPO Himburneft
hbn2005@yandex.ru

Ivanov Dmitry Yuryevich

graduate student of KUBGTU,
Chief Geologist,
LLC NPO Himburneft

Marusov Mark Anatolyevich

Candidate of Chemistry,
Chief of Service of Boring Solutions,
LLC APO

Annotation. Comparative researches of the weighted polymerglinisty boring solutions with a density of 1750–2000 kg/m³ of the well № 7 of the West Morozovsky field of Krasnodar Krai containing the inhibiting and lubricant chemical reagents of various nature and the mechanism of action are conducted. On the basis of comparative measurements of the inhibiting and lubricant properties of the weighted boring solutions optimum concentration ranges of use of the inhibiting and lubricant additives for successful drilling of the inclined directed, horizontal and side trunks of oil and gas wells in the conditions of AVPD and clay deposits of the Maykop suite of Kuban are determined.

Keywords: weighted drilling mud fluid, the clay deposits inhibiting properties, friction coefficient, torque, concentration, density.

Нефтегазовые месторождения Кубани расположены в переходной зоне от Прикубанской низменности к северному склону Кавказского хребта. Промышленная нефтегазоносность указанных месторождений приурочена к продуктивным горизонтам Майкопской свиты. В стратиграфическом разрезе скважин этих месторождений Майкопские отложения представлены чередованием пород смешанного песчано-алевролитоглинистого состава. Разбуривание этих отложений на месторождениях осложнено из-за напряженного состояния пластов в связи с диапиризмом и перемятостью пород, наличием активных глинистых минералов Майкопской свиты и зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Диспергирование майкопских глин в буровом растворе на водной основе (РВО) при бурении является причиной увеличенного содержания коллоидной глинистой фазы (МВТ), загущения и интенсивного структурообразования раствора при ГИС, СПО и технико-технологических остановках. В таких геологических условиях бурения Майкопской свиты на Кубани нефтегазовых скважин часто происходят технологические осложнения и аварии: размыв, обвалы ствола, желобообразование, сальникообразование и прихваты бурового инструмента.

Задача повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений на Кубани ведет неуклонному росту доли строительства наклонно-направленных скважин со сложными профилями и большими значениями наборов углов, скважин с горизонтальным окончанием, а также скважин с ЗБС при капитальном ремонте нефтегазовых скважин. Решение вопроса снижения рисков при бурении Майкопской свиты технико-технологически опирается на оптимизацию состава РВО, обеспечивающего достижение наиболее низких значений крутящего момента, коэффициентов трения (особенно в зонах набора углов) и повышенных ингибирующих свойств. При прочих равных условиях, наибольший практический интерес сосредоточен на подборе системы смазочных добавок, органических ингибиторов глин и детергентов.



Для решения поставленной задачи на примере утяжеленных баритом полимер-глинистых растворов плотностью 1750 кг/м³ и 2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения проведены исследования по оптимизации применения различного механизма действия смазочных добавок системы «ФК-СПК». Система «ФК-СПК» состоит из композиции двух различных по механизму действия на полимер-глинистый буровой раствор химреагентов: 30 % об. ФК и 70 % об. ФК-2000. Жидкая органическая смазочная добавка серии ФК (ФК-М или ФК-Н) на основе эфиров растительных жирных кислот, принадлежащая по механизму действия к группе межструктурных добавок ограничено совместимых с РВО и ингибирующая смазочная добавка серии ФК-2000 на основе калиевых солей растительных жирных кислот и фосфалипидов, принадлежащая по механизму действия к группе внутрискруктурных (внутриобъемных) добавок высокомультигируемая и полностью растворимая в водной фазе РВО (совместимая), полифункциональная с эффектом органо-минерального ингибирования глини структурными элементами N, S, P и K химреагента.

На рисунке 1 представлены зависимости крутящего момента от нагрузки прижатия для смазочных добавок различного механизма действия серии ФК-М, ФК-Н и серии ФК-2000. Высокая технологическая и техническая эффективность экологически безопасных многофункциональных смазочных добавок различного механизма действия серии ФК-М или ФК-Н и смазочных добавок серии ФК-2000 состоит в том, что они обеспечивают:

- полное по механизму распределения внутрискруктурное (внутриобъемное) и межструктурное распределение и диспергирование в полимер-глинистых утяжеленных баритом буровых растворов на водной основе;
- снижение межфазного натяжения фильтрата бурового раствора в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости;
- улучшенный реологический профиль раствора, гарантирующий максимальную очистку забоя и вынос шлама на поверхность;
- достижение максимального эффекта по ингибированию глинистых отложений и пропластков при бурении ствола скважины и продуктивных горизонтов;
- гарантированное по всему стволу скважины снижение крутящего момента, коэффициента прихватаопасности и коэффициента трения бурового раствора за счет внутриобъемного диспергирования и отсутствия гетерофазного разделения (всплытия) смазочной добавки в растворе при технологических остановках;
- снижение затрат для вызова притока нефти и газа за счет полной совместимости фильтрата бурового раствора с углеводородным флюидом коллектора.

Зависимость крутящего момента от нагрузки прижатия по стандарту API 100% растворов смазочных добавок серии ФК-2000 и серии ФК

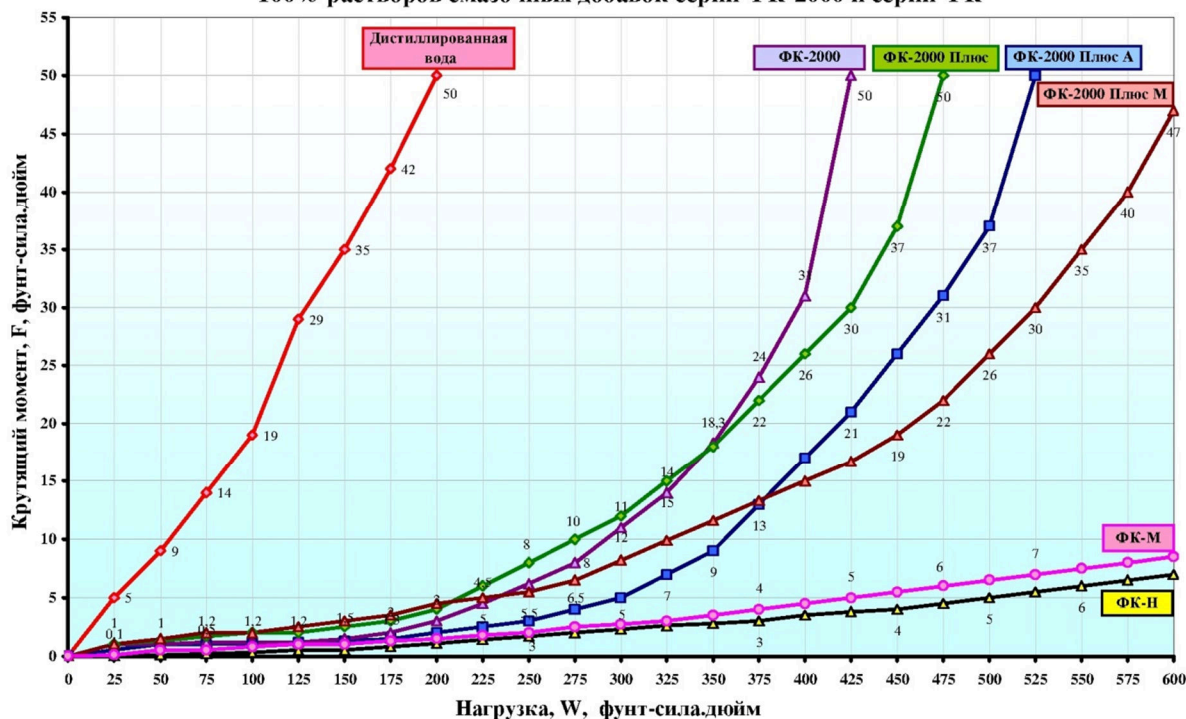


Рисунок 1 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для растворов, содержащих смазочные добавки различного механизма действия серии «ФК» и «ФК-2000» на приборе EP / Lubricity Tester



Для сравнения в идентичных условиях, объективности и оценки технической эффективности в утяжеленных баритом буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения также испытаны наилучшие отечественные и зарубежные смазочные, противосальниковые добавки и органические ингибиторы глин, включая сульфированные асфальтены следующих марок: смазочные добавки «Лубрикон № 1», «Лубрикон № 2», сульфированный асфальт «Асфасол», противосальниковые добавки «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil», «ГКЖ-11 Н» производства ООО «ХИМПРОМ»; смазывающая добавка к буровым растворам «Экстра-С» и препарат детергент «Белочка» ООО «Агрохимспецжир»; сульфированный асфальт марки «Асфальтекс» (сухой), «Асфальтекс GL» (жидкий) и комплексный реагент ингибитор марки «Амисил» ООО «ПХК «РУССТАЙЛ».

Физико-химический и технический анализ химреагентов и утяжеленных буровых растворов выполнен по международным методикам на стандартном оборудовании в лаборатории ООО «НПО «Химбурнефть» согласно и ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания и РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». Испытание сравниваемых смазочных добавок и сульфированных асфальтенов проводилось в идентичных условиях на машине трения «EP / Lubricity Tester» (модель 21200 фирмы Fann Instrument Company, Houston, США) при различных концентрациях на утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (1750 кг/м³, забой 2263,8 м), а также на утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (плотностью 2000,0 кг/м³, забой 2645 м).

На рисунке 2 представлены данные по снижению $K_{тр}$ утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов (1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4 % об. (2,3 % масс.) смазочной добавки системы «ФК-СПК», применяемой в настоящее время ООО «СПК», 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол.

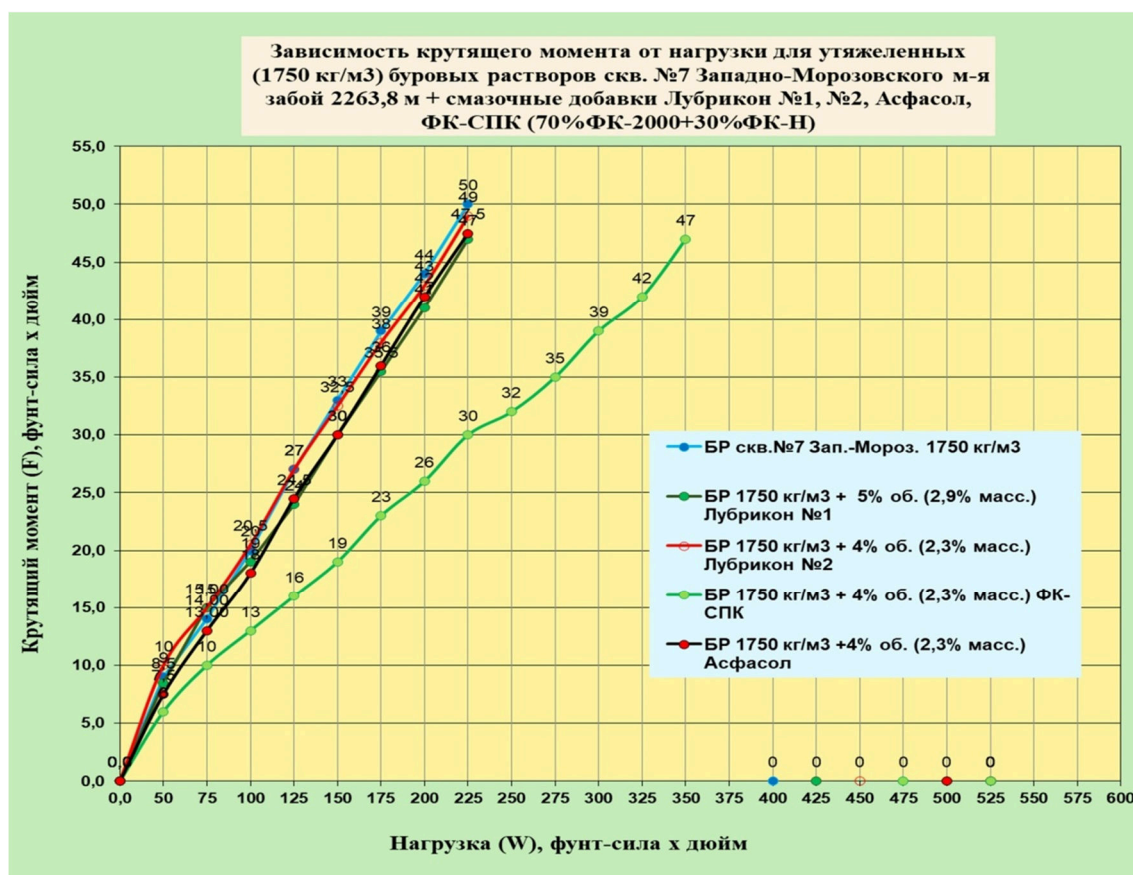


Рисунок 2 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4 % об. (2,3 % масс.) «ФК-СПК»; 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол на приборе EP / Lubricity Tester

Установлено, что в равных условиях наилучший эффект по снижению коэффициента трения равный $K_{тр} = 0,19$ для утяжеленного бурового раствора скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения плотностью 1750 кг/м³ достигается при введении 4 % об. (2,3 % масс.) комбинированной смазоч-



ной добавки «ФК-СПК». В тех же условиях измерений для смазочных добавок 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол величина $K_{тр}$ составляла $K_{тр} = 0,30–0,325$ близкой к величине $K_{тр} = 0,32–0,33$ исходного утяжеленного бурового раствора.

Для утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов плотностью 2000 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2 % об. (1 % масс.); 4 % об. (2 % масс.); 6 % об. (3 % масс.) композиционной смазочной добавки системы «ФК-СПК» были получены также хорошие значения по снижению $K_{тр}$ от исходного $K_{тр} = 0,325$ до $K_{тр} = 0,25$; $K_{тр} = 0,20$ и $K_{тр} = 0,14$ для соответствующих концентраций «ФК-СПК» (см. рис. 3).

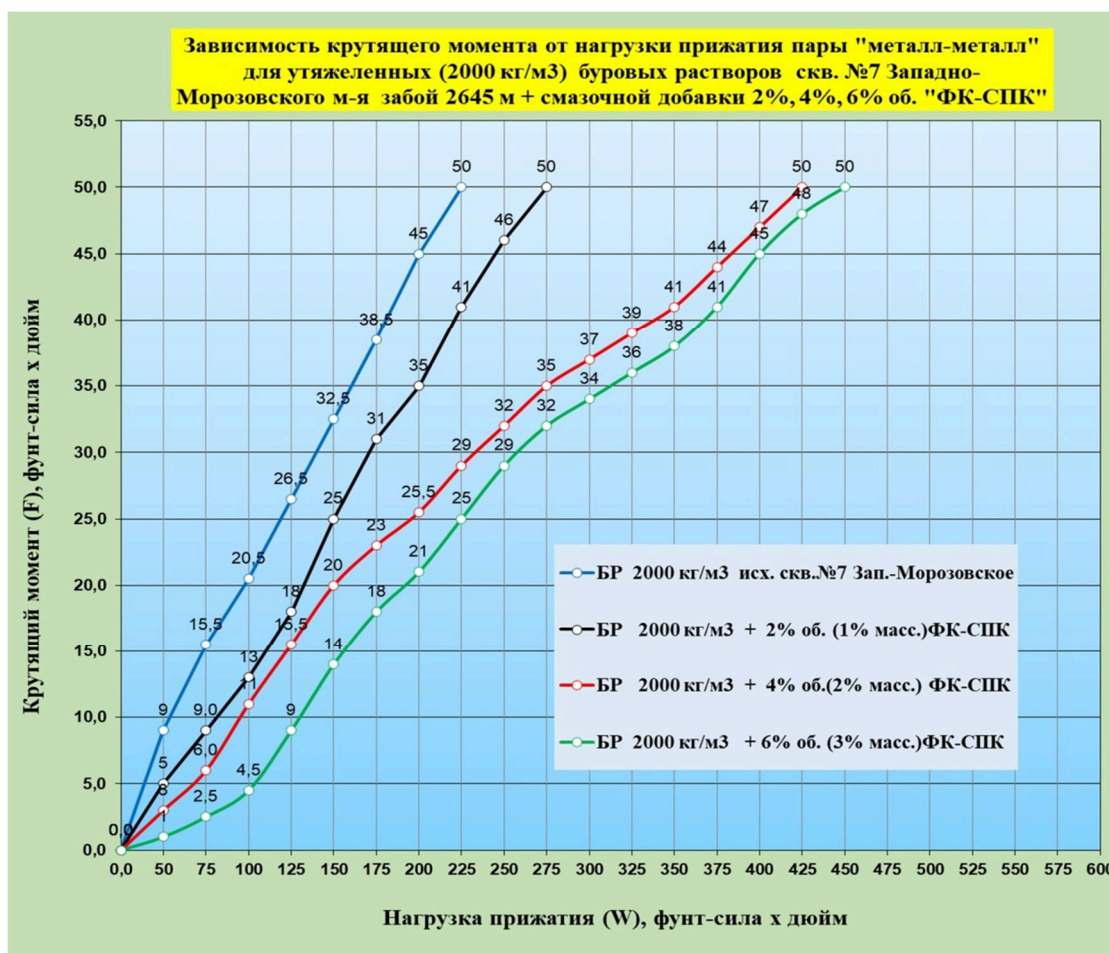


Рисунок 3 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м^3 буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–6 % об. (1–3 % масс.) смазочных добавок «ФК-СПК» на приборе EP / Lubricity Tester

На рисунке 4 представлены результаты измерений коэффициента трения исходного утяжеленного полимер-глинистого бурового раствора 1750 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (забой 2263,8 м), а также этого утяжеленного бурового раствора с добавками смазочной добавки марки «Лубрикон № 1» в количестве 3,0 %; 5,0 %; 7,0 %; 10,0 % объемных или в пересчете на массовый процент : от 1,7 % масс. до 5,7 % масс. по отношению к массе пробы утяжеленного бурового раствора плотностью 1750 кг/м^3 .

Из представленных данных видно, что улучшение смазочных свойств утяжеленного полимер-глинистого бурового раствора по коэффициенту трения при стандартной нагрузке прижатия пары «металл-металл» (150 фунтов-силы x на дюйм) по международному стандарту ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) практически не происходит и $K_{тр}$ находится на уровне $K_{тр} = 0,32–0,30$.

Далее для определения влияния сульфированного асфальта марки «Асфасол» на смазочные свойства утяжеленного бурового раствора проведены испытания его с различными смазочными добавками. Экспериментальные данные по оптимизации соотношения и концентрации сульфированного асфальта марки «Асфасол» и смазочных добавок «Лубрикон № 1», «ФК-СПК», противосальниковой добавки «Ингидол ДТ» по величине $K_{тр}$ утяжеленных (1750 кг/м^3) полимерглинистых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, забой 2263,8 м. приведены на рисунке 5.

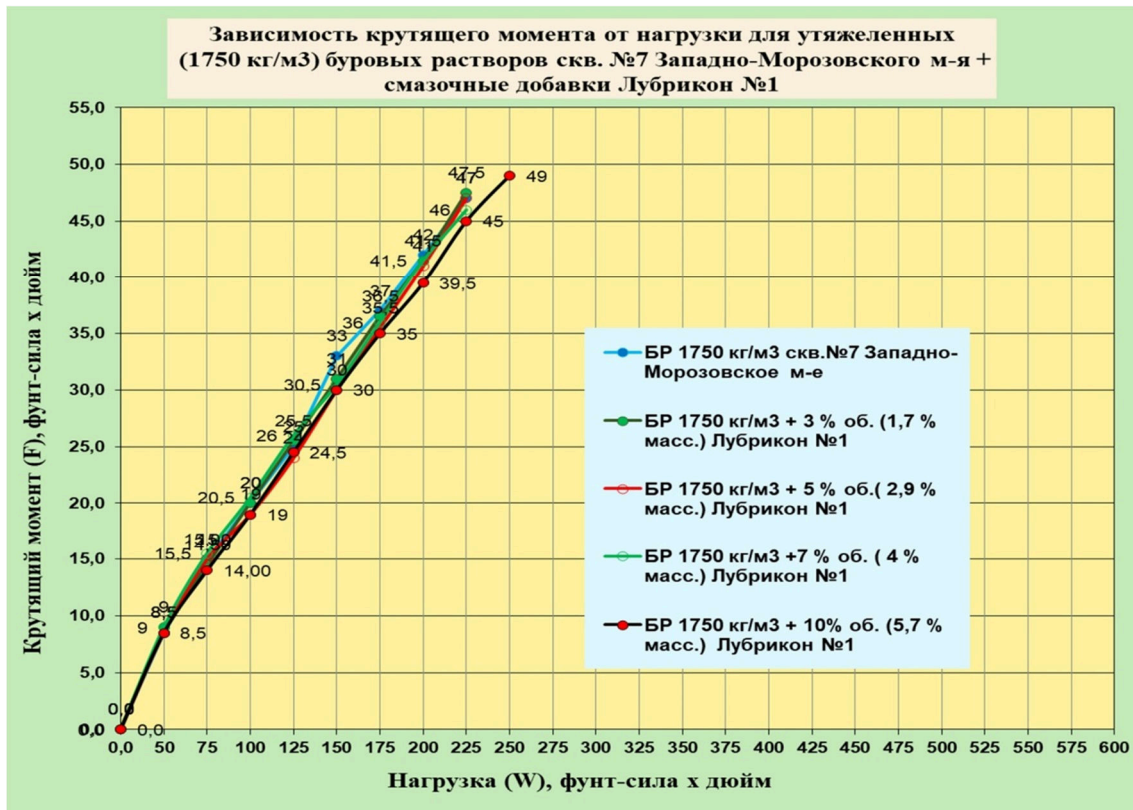


Рисунок 4 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 3–10 % об. (1,7–5,7 % масс.) смазочной добавки «Лубрикон № 1» на приборе EP / Lubricity Tester

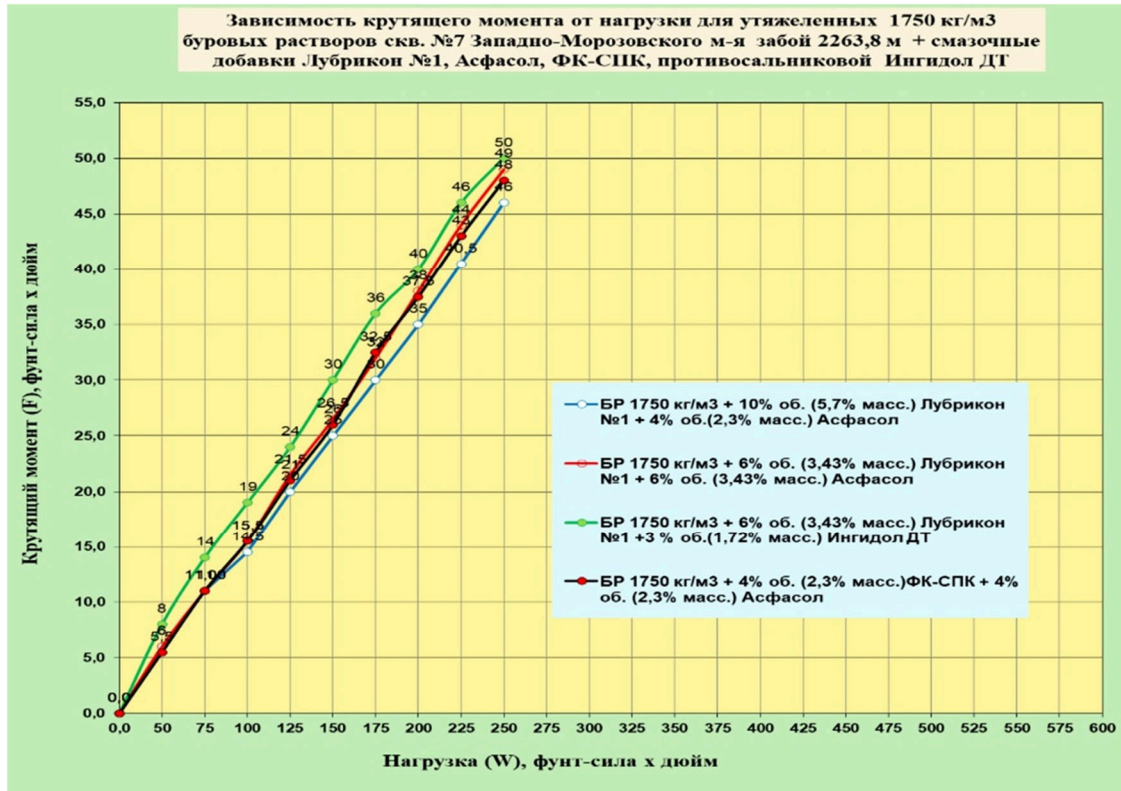


Рисунок 5 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4–6 % об. сульфированного асфальта «Асфасол» и смазочных добавок «Лубрикон № 1», «ФК-СПК», противосальниковой добавки «Ингидол ДТ» на приборе EP / Lubricity Tester



Совместное применение смазочных добавок в сочетании с сульфированным асфальтом марки «Асфасол» показало:

1. На утяжеленном буровом растворе плотностью 1750 кг/м³ введение смазочной добавки в количестве 6 % об. (3,43 % масс.) «Лубрикон № 1» в сочетании с 6 % об. (3,43 % масс.) сульфированного асфальта «Асфасол» обеспечивают показатель по величине $K_{тр} = 0,265$. При введении 10 % об. (5,7 % масс.) смазочной добавки «Лубрикон № 1» в сочетании с сульфированным асфальтом «Асфасол» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) достигнут удовлетворительный показатель по величине снижения крутящего момента равный $K_{тр} = 0,25$, однако при этом требуется повышенный расход смазочной добавки «Лубрикон № 1».

2. Применение на утяжеленном буровом растворе смазочной добавки «Лубрикон № 1» в количестве 6 % об. (3,43 % мас.) в сочетании с противосальниковой добавкой «Ингидол ДТ» в количестве 3 % об. (1,72 % мас.) имеют величину $K_{тр} = 0,30$, т.е. близкую величину для исходного бурового раствора.

3. На утяжеленном буровом растворе скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения 1750 кг/м³ при введении смазочной добавки варианта «ФК-СПК» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) в сочетании с сульфированным асфальтом марки «Асфасол» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) дают удовлетворительные значения по показателю $K_{тр} = 0,26$ с меньшими расходными показателями для «ФК-СПК» в 2,3 % масс. против 5,7 % масс. марки «Лубрикон № 1».

Далее проведены сравнительные испытания одних из лучших отечественных смазывающих добавок «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» производства ООО «Агрохимспецжир» в водных и утяжеленных буровых растворах. Результаты измерений коэффициента трения при 1,0 % об. концентрации в воде смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» и при 3,0 % об. и 6,0 % об. концентрации смазывающей добавки марки «ЭКСТРА-С» в утяжеленном полимерглинистом буровом растворе плотностью 1750 кг/м³ представлены на рисунке 6.

Из представленных данных видно, что 1,0 % водный раствор смазывающей добавки марки «ЭКСТРА-С» показывает низкие – очень хорошие значения величины $K_{тр} = 0,02$, в то же время 1,0 % раствор детергента марки «БЕЛОЧКА» обеспечивает в 14,5 раза худшие по сравнению с маркой «ЭКСТРА-С» значения равные $K_{тр} = 0,29$ и одновременно приводит к сильному пенообразованию водного раствора.

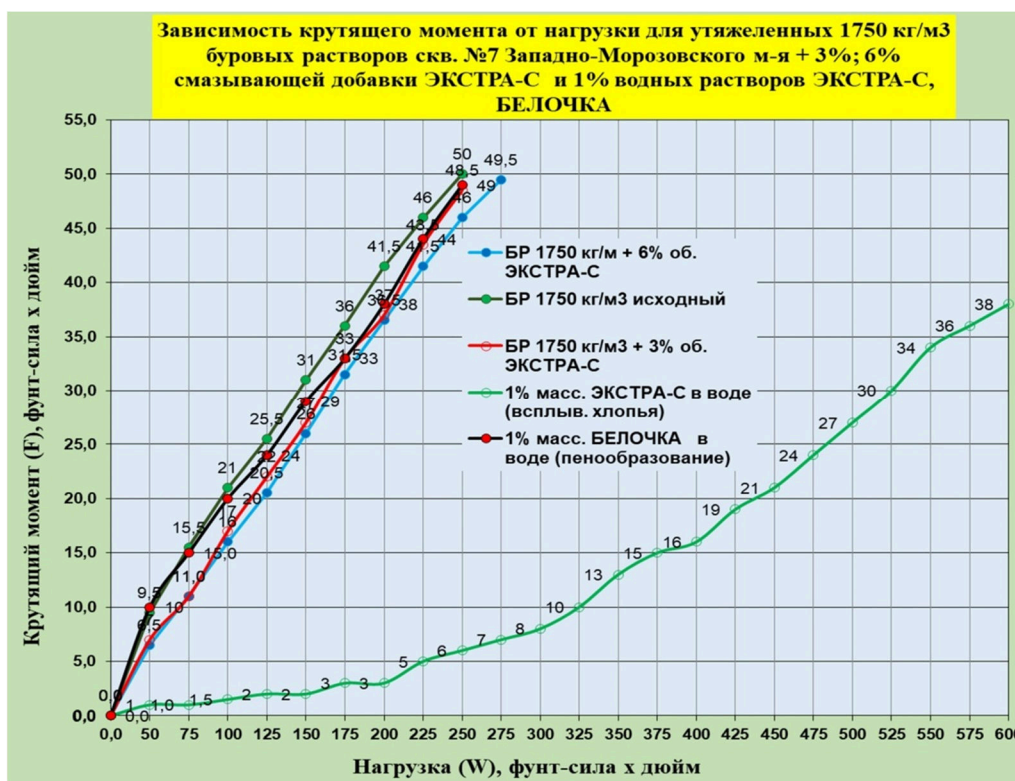


Рисунок 6 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 3–6 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и 1 %-ных водных растворов смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» на приборе EP / Lubricity Tester

При введении в утяжеленный полимер-глинистый буровой раствора плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения 3,0 % об. (1,55 % масс.) и 6,0 % об. (3,10 % масс.) смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» достигается незначительное снижение $K_{тр} = 0,27$ и $K_{тр} = 0,26$



соответственно по отношению к исходному утяжеленному буровому раствору с $K_{mp} = 0,31$. Дополнительно при испытании в утяжеленном буровом растворе плотностью 2000 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения установлено, что при введении повышенных концентраций до 6,0 % об. и 8,0 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» были получены улучшенные значения $K_{mp} = 0,215$ и $0,075$ соответственно (см. рис. 7).

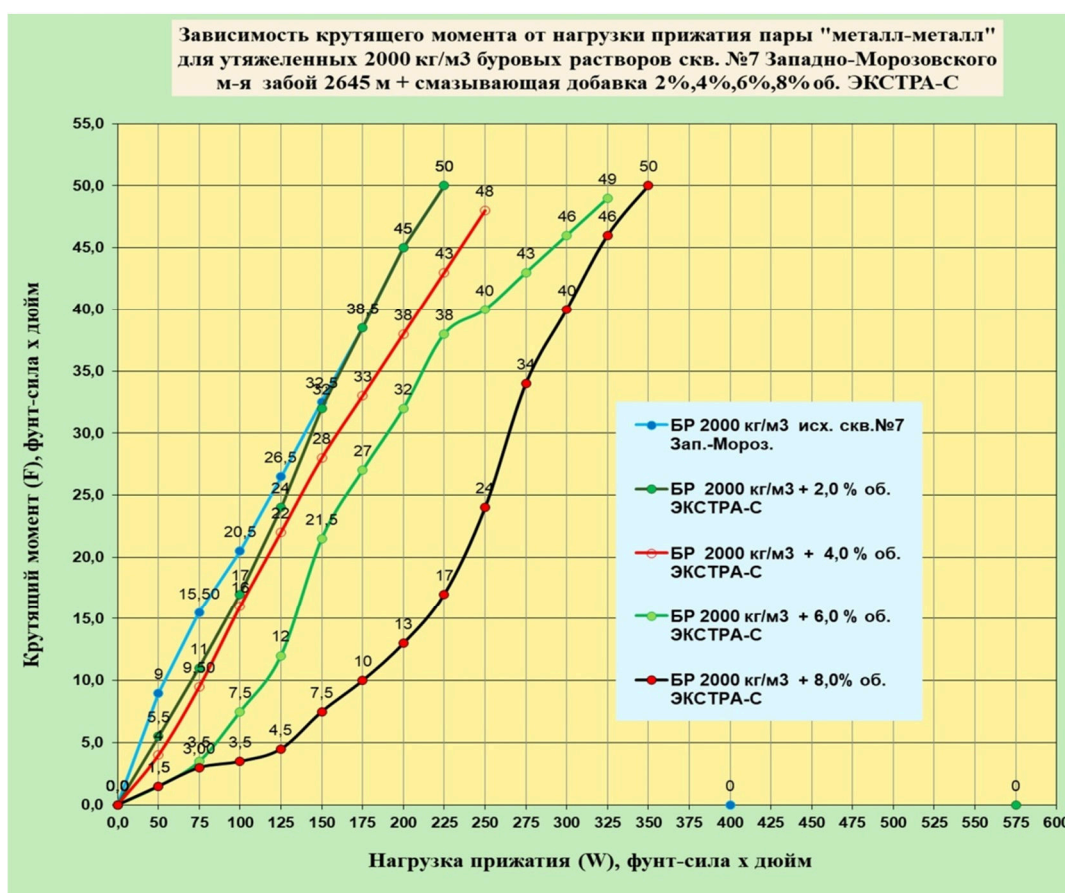


Рисунок 7 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м^3 буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–8 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» на приборе EP / Lubricity Tester

На рисунке 8 приведены результаты по определению смазочных свойств утяжеленных с плотностью 2000 кг/м^3 растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2,0 % об.; 4,0 % об. и 6,0 % об. смазывающей добавки марки «Экстра-С» в сочетании с 4,0 % об. сульфированного асфальта различных марок: «Асфальтекс», «Асфальтекс GL» и «Асфасол». Установлено, что при введении 4,0 % об. любых марок сульфированного битума в утяжеленный РВО наблюдается повышение вязкости – загущение растворов, а снижение величины Ктр буровых растворов происходит только при 6,0 % об. «Экстра-С» в сочетании с 4,0 % об. «Асфасола» при этом достигается $K_{mp} = 0,27$ по сравнению с исходным значением $K_{mp} = 0,325$ для утяжеленного бурового раствора.

Испытание ингибирующих (по отношению к глинам) свойств 3 % водных растворов химреагентов: сульфированный асфальт марки «Асфасол», противосальниковые и гидрофобизирующие добавки «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» выполнены по измерению показателя скорости увлажнения Po (см/час) в соответствии с РД «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов» и представлены в таблице 1.

Установлено, что для рассмотренного ряда ингибиторов глин производства ООО «Химпром» наилучшими показателями по величине $Po = 3,72$ см/час обладает сульфированный асфальт марки «Асфасол», для других ингибиторов и гидрофобизаторов: «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» при 3 %-ной концентрации в растворе наблюдается разрушение с потерей массы тестируемых глинистых столбиков. Внешний вид образцов глинистых столбиков после стандартных испытаний для 3 % водных растворов сульфированного асфальта марки «Асфасол», противосальниковых гидрофобизирующих добавок «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» в сравнении с 3 % раствором КС1 (контрольный тест) представлен на фото. Сульфированный битум «СУЛЬФАТРОЛ» (фирмы Бейкер Хьюст, США) и ингибирующая композиция «ФК-СПК» (ООО «НПО «Химбурнефть») имели соответственно $Po = 0,12$ см/час и $Po = 0,95$ см/час.

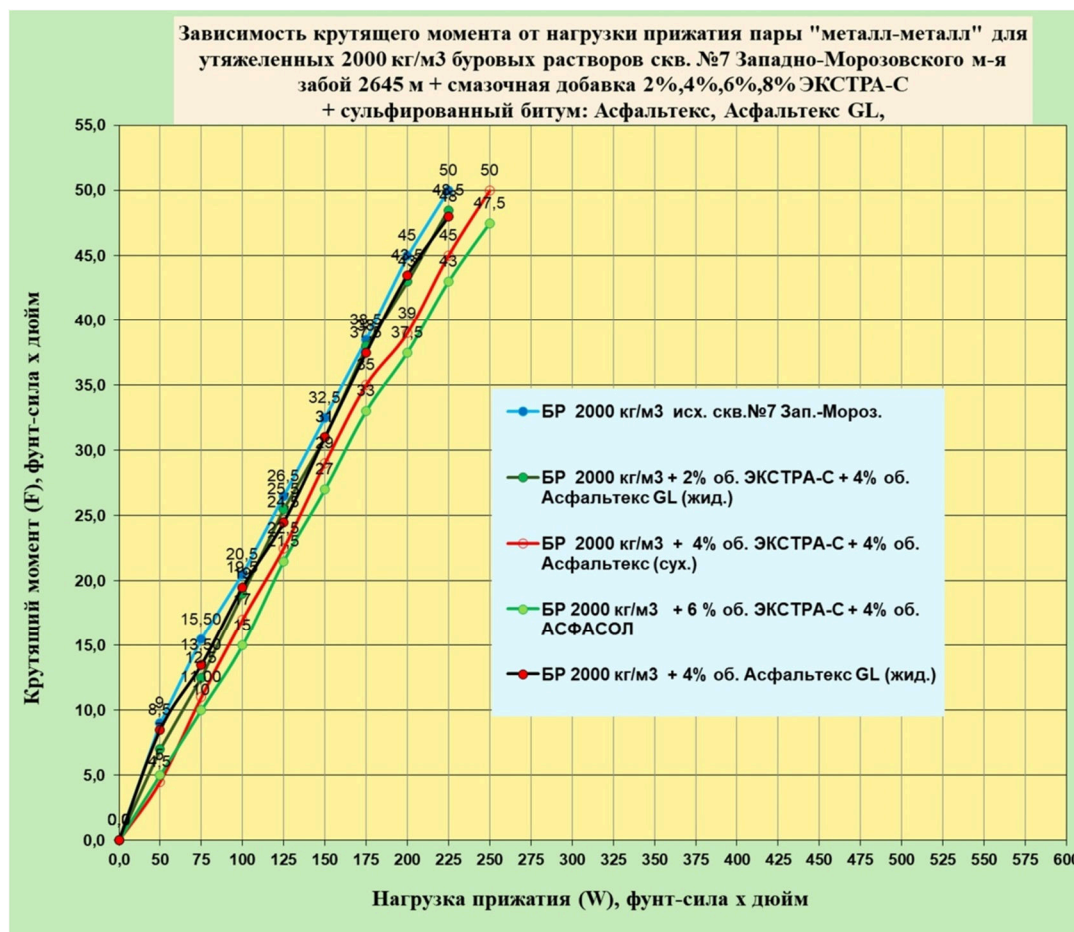


Рисунок 8 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м³ буровых растворов скв.№7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–6 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» + 4 % об. сульфированных битумов: Асфальтекс, Асфальтекс GL(жид.) и Асфасол на приборе EP / Lubricity Tester

Таблица 1

Дата	Ингибитор глин	По, см/час
05.02.2018	Сульфированный битум 3 % «СУЛЬФАТРОЛ» (США)	0,12
05.02.2018	3 % «Ингидол ДТ»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % «Ингидол SiL»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % «ГКЖ- 11 Н»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % Сульфированный асфальт «Асфасол»	3,72
05.02.2018	3 % «ФК-СПК» (30 %ФК-Н + 70 %ФК-2000)	0,95
05.02.2018	3 % KCl (контрольный тест)	0,74

Проведены испытания ингибирующих свойств по показателю По (см/час) исходного утяжеленного баритом бурового раствора плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения и утяжеленного бурового раствора, содержащего 4 % об. (2,3 % масс.) смазочной добавки «ФК-СПК» на столбиках эталонных активных глин в соответствии с методикой РД 39-00147001-773-2004 Приложение 8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов». Установлены улучшенные на 15,5 % ингибирующие свойства утяжеленного баритом бурового раствора, содержащего 2,3 % масс. композиции «ФК-СПК», скорость увлажнения которого составляет $По = 1,42$ см/час против величины $По = 1,68$ см/час для исходного утяжеленного бурового раствора скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения.

Испытание образцов ингибирующих химреагентов ООО «ПХК «РУССТАЙЛ»: сульфированный асфальт марки «Асфальтекс» (сухой), «Асфальтекс GL» (жидкий) и комплексный реагент ингибитор марки «Амисил» проводили при 3 % концентрации в воде на столбиках эталонных активных глин определением скорости увлажнения $По$ (см/час) также выполнены в соответствии с методикой РД. На диаграмме 1 ингибирующие свойства представлены результаты сравнительных испытаний сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил», полимерлигнитного химреагента «ЛИГ-СТАБ» и зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай), «СУЛЬФАТРОЛ» («Бейкер Хьюст», США) и KCl (контрольный тест) по скорости увлажнения $По$ (см/час) глинистых эталонных образцов в соответствии с РД 39-00147001-773-2004.



Фото глинистых эталонных столбиков после испытаний по РД 39-00147001-773-2004 ингибирующих свойств 3 %-ных растворов химреагентов сульфированного асфальта «Асфасол», «Ингидол ДТ», «ГКЖ 11 Н», «Ингидол SiI» и KCl

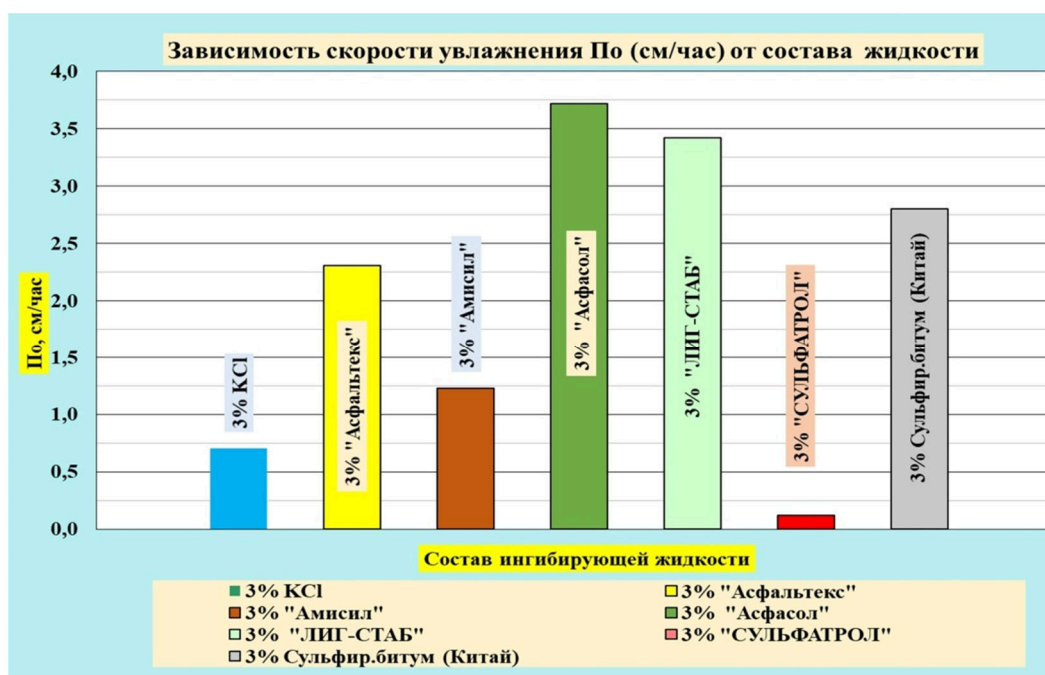


Диаграмма 1 – Влияние 3 % водных растворов сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил», химреагента «ЛИГ-СТАБ», зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай), «СУЛЬФАТРОЛ» (США) и хлористого калия (KCl, контрольный) на скорость увлажнения По (см/час) глинистых эталонных образцов по РД 39-00147001-773-2004 Пр.8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов»

ВЫВОДЫ

1. Промысловый утяжеленный баритом полимер-глинистый буровой раствор плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (забой 2263,8 м) имеет по ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) коэффициент трения пары «металл-металл» на уровне $K_{тр} = 0,32-0,33$. Такие показатели смазочных свойств утяжеленного полимер-глинистого раствора по величине $K_{тр}$ являются предельными и недостаточными для безопасного бурения в сложных горно-геологических условиях Майкопской свиты. По мировому промышленному опыту рекомендуется при бурении горизонтальных скважин с большими отходами коэффициент трения для РВО и РУО пары «металл-металл» по стандарту АНИ на уровне $K_{тр} = 0,18$. В



связи с этим для утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворов применяемых на Кубани вследствие большого содержания твердой фазы необходимо повышение концентрации смазочных добавок в 1,5–2 раза до уровня дозирования 2–4 % масс. по отношению к массе утяжеленного бурового раствора.

2. Для утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов плотностью 1750 кг/м³ установлено, что введение смазочной добавки «Лубриол № 1» от 0,5 % масс. до 5,7 % масс. не обеспечивает существенного влияния на величину $K_{тр}$, которая остается на уровне не ниже $K_{тр} = 0,30$. В идентичных условиях экспериментально установлено, что введение 2,3 % масс. смазочной добавки «ФК-СПК» (70 % ФК-2000 + 30 % ФК-Н) в утяжеленный буровой раствор обеспечивает снижение до уровня $K_{тр} = 0,19$. Кроме того, дополнительно определены улучшенные ингибирующие свойства по показателю Π_0 утяжеленного бурового раствора, содержащего 2,3 % масс. композиции «ФК-СПК». Показатель скорости увлажнения этого раствора составляет $\Pi_0 = 1,42$ см/час против величины $\Pi_0 = 1,68$ см/час для исходного утяжеленного бурового раствора плотностью 1750 кг/см³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения.

3. Сульфированный битум «Асфасол» в концентрации 4 % об. (2,3 % масс.) в сочетании с различными смазочными добавками обеспечивает снижение крутящего момента до уровня $K_{тр} = 0,25–0,26$, при введении 6 % об. (3 % масс.) и более сульфированного битума «Асфасол» происходит загущение утяжеленного раствора с потерей текучести. Противосальниковая добавка ингибирующего действия марки «Ингидол ДТ» при 3 % об. не показала улучшение $K_{тр}$ утяжеленного бурового раствора.

4. Представленные на испытания ингибиторы глин и гидрофобизаторы марок «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ=11Н» при 3 % концентрации в воде не обеспечили ингибирование активных глин в соответствии с методикой РД 39-00147001-773-2004 Приложение 8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов». Тестовые образцы глинистых столбиков в 3 % растворах указанных ингибиторов «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ=11Н» частично разрушились и не выдержали испытания. Сульфированный битум «Асфасол» в 3 %-ной концентрации в водном растворе выдержал тестовые испытания с показателем $\Pi_0 = 3,72$ см/час, что указывает на его ингибирующие свойства по отношению к глинам.

5. Результаты сравнительных испытаний 3 %-ных водных концентраций сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил» и зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай) и «СУЛЬФАТРОЛ» («Бейкер хьюст», США) по показателю скорости увлажнения Π_0 (см/час) в соответствии РД 39-00147001-773-2004 показывают высокий ингибирующий эффект на уровне $\Pi_0 = 0,12$ до 3,27 см/час. Образец сульфированного асфальта марки «Асфальтекс GL» (жид.) не выдержал испытания при 3 %-ной концентрации в водном растворе.

6. Испытания смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» показали, что введение в утяжеленные буровые растворы с плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения до 6 % об. (3,1 % масс.) «ЭКСТРА-С» обеспечивает улучшение смазочных свойств до значений $K_{тр} = 0,215$. В то же время экспериментально установлено, что введение 4 % об. (2 % масс.) смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» в утяжеленный буровой раствор плотностью 2000 кг/м³ в сочетании с сульфированным битумом «Асфасол» или «Асфальтекс» в концентрации 4 % об. (2 % масс.) обеспечивает незначительное снижение до уровня $K_{тр} = 0,27–0,29$.

7. Сравнительными испытаниями утяжеленных буровых растворов плотностью 2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения установлено, что введение 1 %, 2 %, 3 %, 4 % масс. ингибирующей смазочной добавки «ФК-СПК» применяемой ООО «СПК» при обработки буровых растворов в виде смеси 30 % ФК-Н + 70 % ФК-2000 были получены более хорошие значения по снижению $K_{тр}$ от исходного $K_{тр} = 0,325$ до соответствующих показателей смазочных свойств $K_{тр} = 0,25$; $K_{тр} = 0,20$; $K_{тр} = 0,14$ и $K_{тр} = 0,050$ для утяжеленного бурового раствора.

Литература:

1. Мойса М.Ю., Мойса Н.Ю., Мойса Ю.Н. Смазочные материалы для буровых растворов // Нефтяной сервис. Спецвыпуск журнала «Нефть России». – 2010. – № 1 (7). – С. 42–45.
2. ГОСТ Р 56946-2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания» модифицированному по отношению к международному стандарту ИСО 13500:2008
3. Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин // А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2015. – 307 с.

References:

1. Moysa M.Yu., Moysa N.Yu., Moysa Yu.N. Lubricants for boring solutions // Oil service. Special issue of the Neft Rossii magazine. – 2010. – № 1 (7). – P. 42–45.
2. GOST P 56946-2016 «Oil and gas industry. Materials of boring solutions. Specifications and tests» modified in relation to the ISO 13500:2008 international standard
3. Practical guidance on washing and cementation of oil and gas wells //A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : Education South, 2015. – 307 p.



УДК 622.24

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕНТРАТОРОВ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

EXPERIMENTAL ASSESSMENT OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF CENTRALIZERS OF AN UPSETTING COLUMN AT CEMENTATION OF INCLINED WELLS

Нагимов Ильяс Рустямович

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
nag-ilyas2008@yandex.ru

Фатихов Ришат Илшатович

аспирант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Агзамов Фарит Акрамович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. Проблема качественного цементирования обсадных колонн была актуальной с момента первых операций по креплению скважин, но в последние годы данному вопросу стало уделяться больше внимания. Данные цементометрии показывают плохое качество цементного камня и низкий контакт цементного камня с породой.

Одним из ключевых моментов, влияющих на качество цементирования скважин, является степень замещения промывочной жидкости тампонажным раствором за обсадной колонной. Эффективность вытеснения зависит от свойств вытесняемой и вытесняющей жидкостей, профиля скважины, состояния обсадной колонны при цементировании, эксцентриситета колонны в скважине и др.

В данной работе приведены результаты экспериментального изучения влияния центрирования обсадной колонны на вытеснение жидкостей в кольцевом пространстве.

Ключевые слова: цементирование, тампонажный раствор, обсадная колонна, центратор, эксцентриситет, промывочная жидкость, замещение, вытеснение.

Nagimov Ilyas Rustyamovich

Student,
Ufa State Petroleum Technological University
nag-ilyas2008@yandex.ru

Fatikhov Rishat Ilshatovich

Graduate student,
Ufa State Petroleum Technological University

Agzamov Farit Akramovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of «Drilling oil and gas wells»
department,
Ufa State Petroleum Technological University

Annotation. The problem of high-quality cementation of upsetting columns was relevant from the moment of the first operations on fastening of wells, but in recent years more attention began to be paid to the matter. These tsementometriya show bad quality of a cement stone and low contact of a cement stone with breed.

One of the key moments influencing quality of cementation of wells is degree replacement of flushing liquid with grouting solution behind an upsetting column. The efficiency of replacement depends on properties of the forced-out and forcing out liquids, a profile of the well, a condition of an upsetting column at cementation, column eccentricity in the well, etc.

In this work results of experimental studying of influence of centering of an upsetting column on replacement of liquids are given in ring space.

Keywords: cementation, grouting solution, upsetting column, centralizer, eccentricity, flushing liquid, replacement, replacement.

Цементирование обсадной колонны, спущенной в скважину, заключается в заполнении кольцевого пространства между обсадными трубами и стенками ствола скважины тампонажным цементным раствором. После схватывания раствора в кольцевом пространстве образуется цементный камень, препятствует перетокам флюидов из одного пласта в другой, способствует укреплению неустойчивых пластов, увеличивает несущую способность обсадной колонны и предохраняет ее от агрессивного воздействия [1].

При цементировании скважин, особенно при прямом способе цементирования, в трубном и кольцевом пространстве последовательно друг другу могут двигаться несколько технологических жидкостей, неизбежно смешивающихся друг с другом и снижающих качество цементирования. При этом, уменьшается сцепление цементного камня с горной породой, снижается прочность цементного камня, изменяются сроки схватывания. Многие исследователи считают, неполное вытеснение бурового раствора и удаление фильтрационной корки важнейшей причиной низкой герметичности зацементированного затрубного пространства.



Поскольку применение механических средств для удаления бурового раствора из кольцевого пространства недостаточно эффективно, то в ранее проведенных работах, основные усилия были направлены на совершенствования механизма гидравлического вытеснения последовательного течения технологических жидкостей. При этом проводилось регламентирование характеристик вытесняющей и вытесняемой жидкости, обеспечение рационального режима течения, применение жидкостных разделителей, центрирование колонны и даже изменение размеров кольцевого пространства [2].

Проблема вытеснения бурового раствора в процессе цементирования детально рассмотрены в работах Шищенко Р.И., Булатова А.И., Уханова Р.Ф. и др. [3, 4, 5]. Они рассматривали движения жидкостей в вертикальных участках и теоретически доказали, что с увеличением эффекта эксцентриситета ухудшаются процессы вытеснения последовательно текущих жидкостей.

В наклонных скважинах, к сожалению, этот вопрос был мало раскрыт. При этом необходимо отметить работу Деткова В.П. [6], который провел теоретические и экспериментальные исследования и получил весьма важные результаты. Детков В.П. предположил, что «эксцентричное расположение колонны и высокая каверзность ствола скважины приводят к образованию застойных зон, в которых буровой раствор переходит в не текучее состояние, а применяемая технология цементирования не создает условий для наиболее полного замещения глинистого раствора цементным». Также он отметил, что существуют самые противоречивые данные по эффективности вытеснения промывочной жидкости цементным раствором.

В тоже время, в рассмотрении процессов цементирования наклонных и горизонтальных скважин осталось много вопросов, требующих теоретического и экспериментального изучения.

Мы полагаем, что с изменением угла наклона скважины влияние эксцентриситета обсадной колонны на эффективность вытеснения будет существенно меняться.

Исследования проводились на экспериментальной установке, являющейся моделью скважины. Схема установки показана на рисунке 1. Установка имеет длину 4,7 м, диаметр модели скважины 100 мм, диаметр модели обсадной колонны 50 мм. Все трубы были прозрачными. При проектировании установки были соблюдены критерии моделирования: параметры Пекле, Рейнольдса, Хедстрема и Архимеда [7, 8, 9, 13]. Конструкция установки позволяет менять углы наклона скважины от вертикального положения до горизонтального. Модель обсадной колонны снабжена центраторами, позволяющими менять положение колонны в скважине с эксцентриситетом от 0 до 0,67. Обвязка экспериментальной установки позволяет моделировать процесс закачки промывочной и буферной жидкостей, а также цементного раствора с различными скоростями их течения.

При проведении экспериментов использованы реальные технологические жидкости и их модели, полностью соответствующие реальным жидкостям.

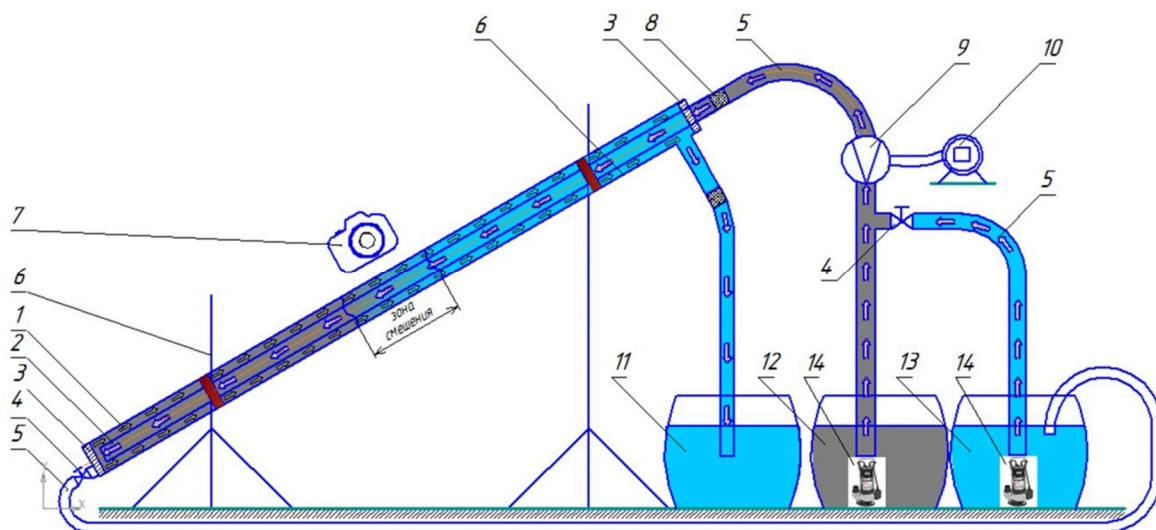


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки Методика проведения экспериментов:

- 1 – модель скважины; 2 – модель обсадной колонны; 3 – заглушки; 4 – задвижки; 5 – гибкие шланги; 6 – штативы;
- 7 – фиксирующий фотоаппарат; 8 – соединение труб; 9 – измерительная часть расходомера; 10 – табло расходомера; 11 – ёмкость для образовавшейся смеси; 12 – ёмкость с тампонажным раствором;
- 13 – ёмкость с буровым раствором; 14 – насос

Вначале собирается экспериментальная установка, как показано на рисунке 1. Модель скважины устанавливается под углом 30°, а внутри крепится модель обсадной колонны с эксцентричными центраторами. Трубы, выполненные из прозрачных труб, позволяют наблюдать движение жидкостей в кольцевом пространстве. Для достижения эксцентриситетности обсадной колонны в скважине, были разработаны специальные центраторы с тремя лопастями с различными эксцентриситетами, расположенных радиально через 120°. Схема расположения центраторов и труб представлена на рисунке 2.

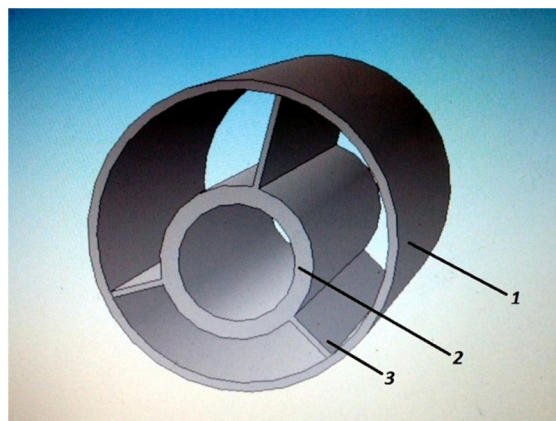


Рисунок 2 – Схема расположения труб и центраторов:
1 – модель скважины; 2 – модель обсадной колонны; 3 – центратор

Затем согласно рисунку собирается обвязка и проверяется герметичности задвижек и работа насоса.

До начала эксперимента приготавливается модель тампонажный раствор или его модельная система.

В данном эксперименте был приготовлен цементный раствор идентичной плотностью как в реальной скважине, но с меньшей пластической вязкостью и меньшим динамическим напряжением сдвига. Это было достигнуто приготовлением раствора с водоцементным отношением 0,5 и добавлением 0,5 % АПС, для снижения ДНС и улучшения прокачиваемости. В качестве промывочной жидкости использован утяжеленный глинистый раствор [10, 11, 12]. Реология раствора в модели и в реальной скважине не стали полностью идентичными, однако критерии подобия соблюдались (табл. 1).

Проведение эксперимента:

- начинается промывка первой порции глинистого раствора, с заданным расходом, при этом наблюдается движение жидкости в кольцевом пространстве;
- затем установка заполняется раствором;
- тампонажный раствор предварительно кондиционируется в осреднительной емкости для получения однородной структуры;
- начинается подача тампонажного раствора с контролируемым расходом. В процессе вытеснения глинистого раствора, фиксируется профиль скоростей на специальном участке, на расстоянии 2,5 м от (от «башмака»). На этом участке наблюдается установившееся движение, и вихри образовавшиеся у «башмака» исчезают;
- при достижении смеси устья скважины, фиксируется объём образовавшейся смеси путем ее отбора в ёмкость, или по времени прохождения зоны смеси;
- после проведения эксперимента, тампонажный раствор сливается обратно в ёмкость, откуда вновь подаётся в установку для следующих опытов.

Затем эксперименты повторяются с разными эксцентриситетами обсадной колонны при различных подачах насоса.

Часть результатов проведенных экспериментов приведена в таблицах 2, 3 и рисунках 3, 4.

Таблица 1 – Характеристики реальной скважины и модели

		$D_{скв},$ мм	$D_{ок},$ мм	Сред- ний расход $Q_{ср},$ л/ с	Средняя скорость движения в кольцевом пространстве $U_{ср},$ м/с	Плот- ность, $\rho,$ кг/м ³	Пласти- ческая вязкость $\eta,$ Па · с	ДНС $\tau_0,$ Па	Критерий Рей- нольдса Re	Крите- рий Пекле Pe	Крите- рий Хедстр- ема He	Крите- рий Архиме- да $Ar \cdot 10^6$
Сква- жина	Цементный раствор	160	114	7	0,7	1900	0,249	30	107	0,5	1945	2,3
	Буровой раствор					1050	0,02	1,7	609	0,5	9400	
Мо- дель	Цементный раствор	100	50	1,2	0,2	1900	0,075	2,5	109	0,2	2100	2,1
	Буровой раствор					1100	0,01	0,5	398	0,2	11000	



Таблица 2 – Результаты экспериментов

Q , л/с	Эксцентриситет	Объем образовавшейся смеси V_c , л	Коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$	Коэффициент смешения $K_{\text{смеш}}$
1,5	0,32	5,9	0,786	0,214
	0,64	6,2	0,775	0,225
1,4	0,32	6,2	0,775	0,225
	0,64	6,5	0,764	0,236
1,3	0,32	6,3	0,772	0,228
	0,64	6,7	0,757	0,243
1,2	0,32	6,5	0,764	0,236
	0,64	6,8	0,753	0,246

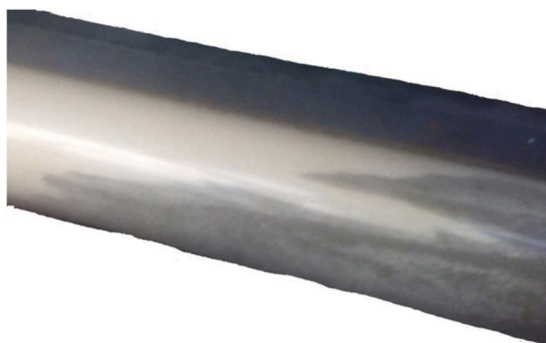


Рисунок 3 – Граница контакта жидкостей при эксцентриситете 0,32

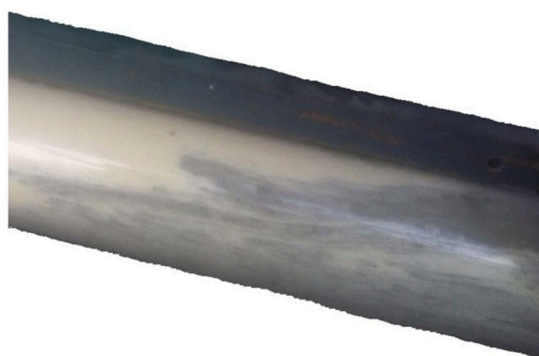


Рисунок 4 – Граница контакта жидкостей при эксцентриситете 0,64

С помощью видеокамеры был записан процесс движения растворов, из видеозаписи были зафиксированы границы контактов с разными эксцентричными центраторами при подаче насоса 1,2 л/с.

В таблице 3 для сравнения приведены результаты экспериментов с концентричным расположением обсадной колонны в скважине.

Таблица 3 – Сравнение результатов экспериментов

Q , л/с	Коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$		
	При концентричном расположении обсадной колонны	При эксцентриситете 0,32	При эксцентриситете 0,64
1,5	0,821	0,786	0,775
1,4	0,807	0,775	0,764
1,3	0,796	0,772	0,757
1,2	0,793	0,764	0,753

Из таблицы 3 видно, что с увеличением эксцентриситета коэффициент вытеснения уменьшается, а коэффициент смешения увеличивается.



Заключение

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

1. Во время вытеснения глинистого раствора тампонажным раствором наблюдается появление «языкового» течения. При увеличении эксцентриситета длина зоны «языкового» течения увеличивается тем самым уменьшается коэффициент вытеснения, а коэффициент смешения увеличивается.
2. При увеличении подачи насоса визуально отмечено, что длина зоны «языкового» течения уменьшается.
3. Из-за увеличения длины зоны «языкового» течения увеличивается объем образовавшейся смеси, тем самым уменьшается коэффициент вытеснения.
4. Проведенные экспериментальные исследования подтвердили предположение о роли центрирования обсадной колонны в наклонных участках. Следовательно, для качественного цементирования ствола необходимо достичь минимальной эксцентриситетности обсадной колонны и осуществлять закачку и продавку на более высоких скоростях жидкости, так как при этом повышается вытеснение промывочной жидкости тампонажным раствором.

Литература:

1. Маковой Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986. – 536 с.
2. Ашрафьян М.О. Вытеснение бурового раствора тампонажным и совершенствование технологии цементирования скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №1. – С. 39–43.
3. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промывочных жидкостей. – М. : Недра, 1976. – 294 с.
4. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин. – М. : ОИ, сер. «Бурение», ВНИИОЭНГ, 2000. – 55 с.
5. Караев А.К., Гасанов Г.Т., Гасанзаде Н.А. и др. Влияние эксцентричного расположения обсадных колонн на полноту вытеснения промывочного раствора при креплении скважин // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 12. – С. 22–25.
6. Детков В.П. Цементирование наклонных скважин. – М. : Недра, 1978. – 247 с.
7. Акбулатов Т.О. Гидравлические расчеты в бурении : методические указания. – Уфа : Издательство УНИ, 1991. – 50 с.
8. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Гидроаэромеханика бурения» для студентов специальности 0211 «Бурение нефтяных и газовых скважин». Расчет гидравлической программы проводки скважины. – Уфа : УНИ, 1987.
9. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» для студентов специальности 0909. Гидравлические расчеты в бурении. – Уфа : УНИ, 1991.
10. Конесев Г.В. Буровые промывочные жидкости. – Уфа : УНИ, 1983. – 91 с.
11. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1983. – 255 с.
12. Рябов И.Н., Логинова М.Е., Гаймалетдинова Г.Л. Новшества для строительства скважин. Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы инновационного развития» (Москва, 30.11.2017 г.). – М. : Импульс, 2017. – С. 781–785.
13. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М. : Недра, 1979.

References:

1. Makovey N. Drilling hydraulics. – M. : Nedra, 1986. – 536 p.
2. Ashrafyan M.O. Replacement of drilling mud fluid grouting and improvement of technology of cementation of wells // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2010. – № 1. – P. 39–43.
3. Shishchenko R.I., Esman B.I., Kondratenko P.I. Gidravlik of flushing liquids. – M. : Subsoil, 1976. – 294 p.
4. Ashrafyan M.O., Bulatov A.I. Influence of technology factors on quality of cementation of wells. – M. : Burenie, VNIIOENG, 2000. – 55 p.
5. Karayev A.K., Gasanov G.T., Gasanzade N.A., etc. Influence of an excentric arrangement of upsetting columns on completeness of replacement of flushing solution when fastening wells // Oil economy. – 1968. – № 12. – P. 22–25.
6. Detkov V.P. Cementation of inclined wells. – M. : Subsoil, 1978. – 247 p.
7. Akbulatov T.O. Hydraulic calculations in drilling: methodical instructions. – Ufa : UNI publishing house, 1991. – 50 p.
8. Methodical instructions to implementation of the term paper on discipline «Drilling Hydroaeromechanics» for students of specialty 0211 «Drilling of oil and gas wells». Calculation of the hydraulic program of conducting of the well. – Ufa : UNI, 1987.
9. Methodical instructions to a practical training on discipline «Technology of drilling of oil and gas wells» for students of specialty 0909. Hydraulic calculations in drilling. – Ufa : UNI, 1991.
10. Konesev G.V. Boring flushing liquids. – Ufa : UNI, 1983. – 91 p.
11. Bulatov A.I. Technology of cementation of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1983. – 255 p.
12. Ryabov I.N., Loginova M.E., Gaymaletdinova G.L. Innovations for construction of wells. Collection of articles of the International scientific and practical conference «Current Problems of Innovative Development» (Moscow, 11/30/2017). – M. : Impulse, 2017. – P. 781–785.
13. Solovyov E.M. Completion of wells. – M. : Nedra, 1979.



УДК 621.653:622.23

ВЛИЯНИЕ ДИАМЕТРА ПЛУНЖЕРА НА РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ НАСОСОВ

INFLUENCE OF PLUNGER DIAMETER ON THE DRILL PUMPS PERFORMANCE

Наумов Владимир Аркадьевич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой водных ресурсов и водопользования,
Калининградский государственный технический университет
van-old@mail.ru

Naumov Vladimir Arkadievich

Doctor of Technical Science, Professor,
Chairman of The Water Resources Subde-
partment,
Kaliningrad State Technical University
van-old@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена изучению влияния диаметра плунжера на характеристики буровых насосов. Увеличение диаметра плунжера приводит к росту производительности насоса и снижению давления. Подача насоса прямо пропорциональна, а давление – обратно пропорционально частоте вращения его вала. Установлено, что смена диаметра плунжера в пределах погрешности измерений не влияет на полезную гидравлическую мощность на рабочем участке.

Annotation. The article is devoted to the study of the influence of plunger diameter on the drilling pumps characteristics. The increase in diameter of the plunger leads to increased pump performance and reduce pressure. The pump flow is directly proportional, and the pressure is inversely proportional to the speed of its shaft. It is established that the change of plunger diameter within the measurement error does not affect the useful hydraulic power in the working area.

Ключевые слова: буровой насос, диаметр плунжера, давление, производительность, гидравлическая мощность.

Keywords: drilling pump, plunger diameter, pressure, performance, hydraulic power.

Проблемы совершенствования гидравлической части бурового комплекса привлекают внимание многих авторов (см. [1–5] и библиографию в них). Связано это с тем, что эффективность бурения нефтяных и газовых скважин во многом зависит от надежности работы насосно-циркуляционной системы. Основной задачей этой системы является обеспечение замкнутой циркуляции бурового раствора в забое скважины, чтобы предупредить оседание шлама и доставить его до устройства очистки на поверхности. Буровые насосы эксплуатируются в тяжелых условиях, перекачивая растворы глинисто-водных, глинисто-полимерно-водных и углеводородных смесей (с добавками гематита или барита), плотностью до 2000 кг/м³ при температуре до 80°C. Эти жидкости могут содержать до 5 % абразивных частиц породы [3, 7], а так же также нефть, химические реагенты, растворенные газы. Совокупное действие этих факторов является основной для формирования серьезных требований к износостойкости рабочих элементов буровых насосов [1, 4].

Значительная часть публикаций посвящена исследованию характеристик поршневых буровых насосов. Так в статье [2] приведены технические решения по совершенствованию конструкции клапана бурового поршневого насоса. В [5] изложены преимущества замены поршневого дуплекс-насоса двухстороннего действия на триплекс-насос одностороннего действия. В [6] показаны дополнительные возможности повышения ресурса поршневых насосов при внесении ряда конструктивных изменений, кроме того, указывается на эффективность перехода от поршневых к плунжерным буровым насосам.

Из немногочисленных статей по буровым плунжерным насосам можно указать статью [8], в которой авторы подчеркивают преимущества трехплунжерных насосов, в том числе значительно меньшие затраты по их доставке в удаленные и труднодоступные районы бурения. В целом же многие вопросы проектирования и эксплуатации трехплунжерных буровых насосов остается не исследованными.

Задачей настоящей статьи является изучение влияния диаметра сменных плунжеров на характеристики буровых насосов. Исходными данными для исследования послужили результаты испытаний трехплунжерных насосов, представленные их производителями [9–11].

Рассмотрим характеристики трехплунжерных насосов высокого давления компании Weir SPM [9] непродолжительного (периодического) режима работы. Эти насосы предназначены для проведения любых сервисных операций, включая цементирование, кислотную обработку, гравийную засыпку скважины и т.д. Одна из диаграмм [9] трехплунжерных насосов TWS 600S приведена на рисунке 1. Величина Q представляет собой подачу (производительность) насоса, P – давление на выходе насоса (приложенное к перекачиваемой жидкости). Число 600 – это максимальная развиваемая мощность в лошадиных силах (447,4 кВт). По рисунку 1 с увеличением диаметра плунжера растет максимальная подача и падает максимальное давление.

Рабочие участки насоса при любых диаметрах сменных плунжеров лежат на дуге АВ (рис. 1). В [9] указано, что на этой дуге гидравлическая полезная мощность насоса остается постоянной, равной 540 л.с. Если выразить $N_n = 402,7$ кВт, тогда давление (МПа) и подача (л/с) связаны формулой:

$$P = N_n / Q. \quad (1)$$



Значение N_n , найденное методом наименьших квадратов по экспериментальным точкам составило 400,6 Вт, что близко к указанному в [9] значению 402,7 кВт, находится в пределах погрешности измерений. По затраченной мощности на дуге АВ (447,4 кВт) коэффициент полезного действия насоса на рабочем участке должен составлять 90 % вне зависимости от диаметра плунжера.

На рисунке 1 при уменьшении подачи насоса (левее рабочего участка, что соответствует падению до нуля угловой скорости вала насоса) постоянное давление доводится до нуля. Аналогичная картина наблюдается на диаграммах бетононасосов (см., например, [12]). К этому вопросу вернемся в дальнейшем.

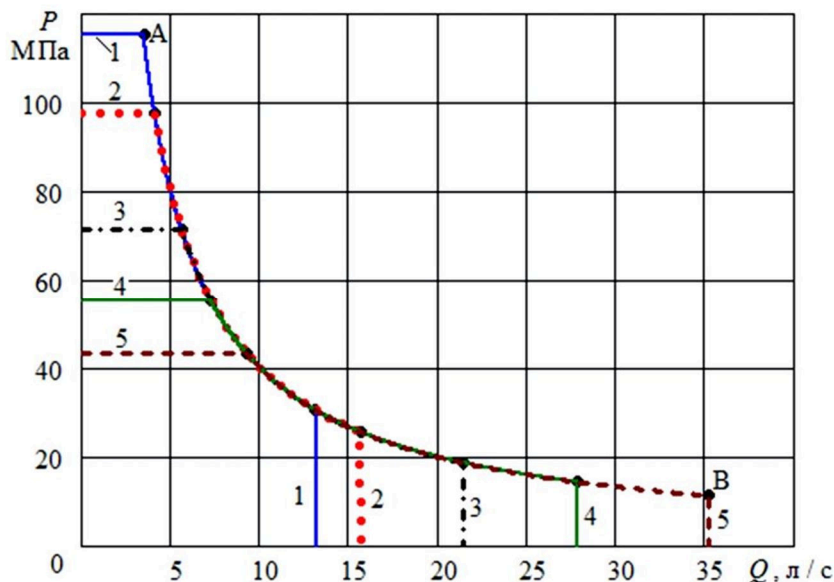


Рисунок 1 – Связь между давлением и подачей трехплунжерного насоса TWS600s по данным [9]:
 1 – диаметр плунжера 2,75 дюйма; 2 – 3 дюйма; 3 – 3,5 дюйма; 4 – 4 дюйма; 5 – 4,5 дюйма

ЗАО «Стройнефтемаш» предоставлены результаты испытаний трехплунжерных насосов [10]. На рисунках 2–3 показана зависимость подачи и давления от частоты вращения вала n насоса 14Т2 при различных диаметрах плунжера. Зависимость $Q(n)$ – прямо пропорциональная, а $P(n)$ – обратно пропорциональная:

$$Q_j = k_j \cdot n; P_j = a_j / n. \tag{2}$$

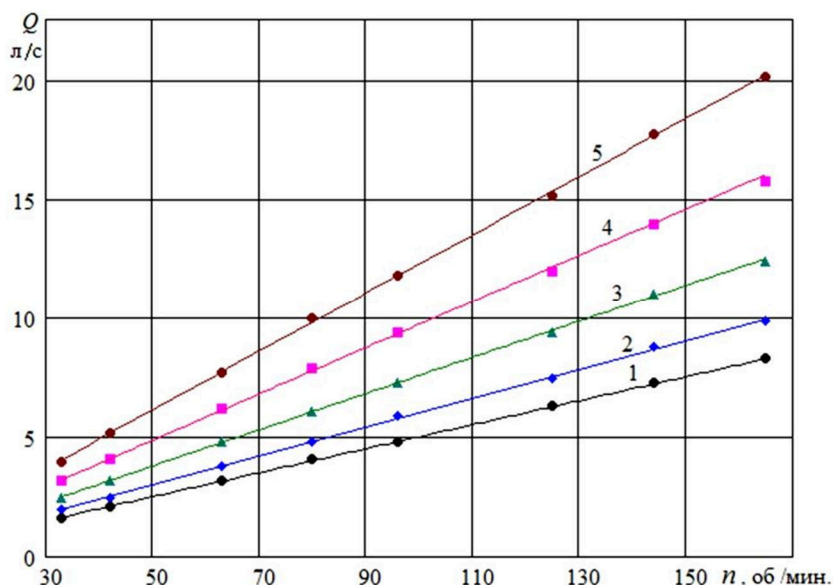


Рисунок 2 – Зависимость подачи от частоты вращения вала насоса 14Т2 при различных диаметрах плунжера:
 1 – $d = 90$ мм; 2 – $d = 100$ мм; 3 – $d = 110$ мм; 4 – $d = 125$ мм; 5 – $d = 140$ мм.
 Точки – экспериментальные данные [10], линии – результат расчета по формуле (2)

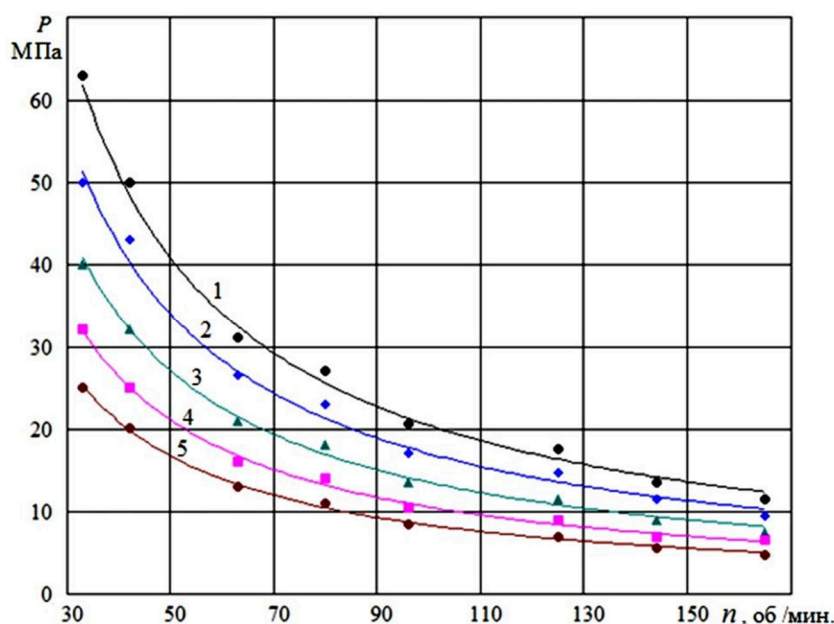


Рисунок 3 – Зависимость давления от частоты вращения вала насоса 14Т2 при различных диаметрах плунжера. Обозначения, как на рисунке 2

Коэффициент в первой формуле (2) представляет собой подачу насоса за один оборот вала (двойной ход плунжера) при использовании сменного плунжера диаметром d_j . Значения a_j , k_j были найдены методом наименьших квадратов (табл. 1).

Таблица 1 – Коэффициенты в уравнениях (2), (3) трехплунжерного насоса 14Т2

j	–	1	2	3	4	5
d_j	мм	90	100	110	125	140
k_j	л·мин/(с·об.)	0,050	0,060	0,076	0,097	0,123
a_j	МПа·об./мин	2036	1694	1348	1051	832
$a_j \cdot k_j$	кВт	101,80	101,64	102,45	101,95	102,34

Перемножив формулы (2), получим полезную гидравлическую мощность насоса 14Т2 на рабочем участке:

$$N_{nj} = Q_j P_j = a_j \cdot k_j. \tag{3}$$

По таблице 1 полезная гидравлическая мощность насоса 14Т2 также остается, практически, постоянной для плунжеров с разными диаметрами, среднее значение – 102,1 кВт. В технических параметрах данного насоса [10] приведено значение полезной мощности 110 кВт. Видимо, немного завышенное.

Наиболее интересные результаты испытаний приведены в техническом паспорте на трехплунжерный насос СИН-32 завода «Синергия» [11]. На рисунке 4 показана связь между давлением и подачей для двух диаметров плунжера.

Видно, что при большем диаметре плунжера также получаются большие подачи и меньшие давления. Важная особенность диаграмм на рисунке 4 в том, что результаты испытаний [11] получены и при сравнительно небольших подачах насоса, где давление падает. Тогда как на рисунке 1 производитель [9] ограничился указанием лишь давления, при котором срабатывал предохранительный клапан. На рисунке 4 соответствующая линия – это отрезок штриховой горизонтальной прямой 2.

Таким образом, экспериментальные данные производителей буровых насосов подтверждают, что увеличение диаметра плунжера во всех случаях приводит к росту подачи (производительности) и снижению давления. Подача насоса прямо пропорциональна, а давление – обратно пропорционально частоте вращения его вала. Установлено, что смена диаметра плунжера на данной модели трехплунжерного насоса в пределах погрешности измерений не влияет на полезную гидравлическую мощность на рабочем участке. Горизонтальный участок предоставляемых производителями диаграмм (давление-подача) трехплунжерных насосов, обусловлен срабатыванием предохранительного клапана. Имеются экспериментальные данные, что при значительном снижении подачи насоса (при уменьшении частоты вращения вала) давление может заметно падать.

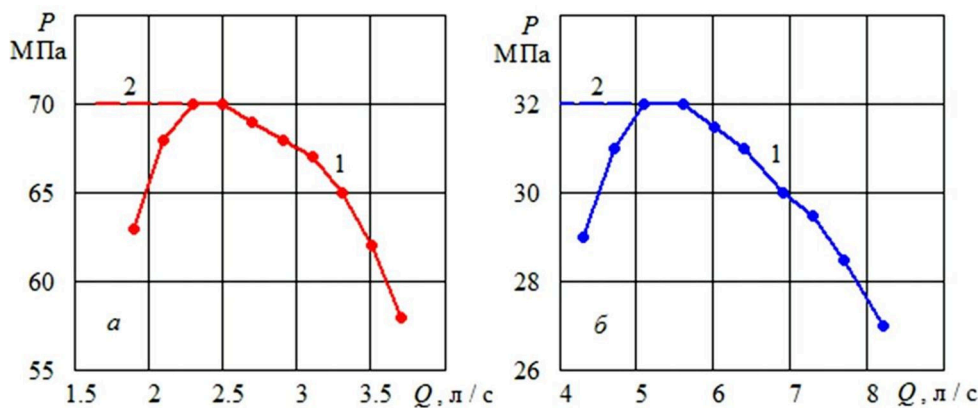


Рисунок 4 – Связь между давлением и подачей трехплунжерного насоса СИН-32 по данным [11]:
 а – $d = 100$ мм; б – $d = 125$ мм; 1 – данные испытаний, 2 – давление, при котором срабатывал предохранительный клапан

Требуются дальнейшие экспериментальные и теоретические исследования рабочих характеристик трехплунжерных буровых насосов, в том числе при различных диаметрах сменных плунжеров.

Литература:

1. Нецаев Л.К. Особенности эксплуатации трехпоршневых буровых насосов // Нефтегазовые технологии: сб. тезисов Международной научно-практ. конф. – Самара : Изд-во Самарского ГТУ, 2009. – С. 118–119.
2. Абдюкова Р.Я. Новая конструкция клапана бурового насоса // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2013. – № 5. – С. 40–46. – URL : http://ogbus.ru/authors/Abdyukova/Abdyukova_3.pdf
3. Василец К.А., Макушин Д.О. Сравнительный анализ конструкций отечественных и зарубежных насосов // Молодежь и наука: сборник материалов IX Всероссийской научно-техн. конф. с международным участием (Красноярск, 15–25 апреля 2013 г.). – Красноярск: Изд-во Сибирского федерального ун-та, 2013 [Электронный ресурс]. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/thesis/s074/s074-006.pdf> (дата обращения: 08.03.2018).
4. Лемачко Н.А. Постановка задач исследования по разработке методов повышения износостойкости рабочих элементов буровых насосов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова (Томск, 6–10 апреля 2015 г.). – Т. 2. – Томск : Изд-во ТПУ, 2015. – С. 338–340. [Электронный ресурс]. – URL : http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/22850/1/conference_tpu-2015-C11-V2-149.pdf (дата обращения: 08.03.2018).
5. Кудайберген К.М., Заурбеков С.А., Заурбеков К.С. Совершенствование насосно-циркуляционного комплекса для бурения глубоких скважин // Проблемы современной науки и образования. – 2017. – № 3. – С. 41–45.
6. Бабаев С.Г., Габиев И.А., Керимова С.В. Анализ эволюции элементов системы гидравлическая часть – крэйцкопф буровых насосов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 6. – С. 24–29.
7. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. – New York, Hemisphere Corporation, 1990. – 242 p.
8. Назаров В.И., Плотников А.В. Мобильные буровые насосные установки // Бурение и нефть. – 2010. – № 5. – С. 43–45.
9. Well Service Pump Weir SPM [Электронный ресурс]. – URL : <https://www.global.weir/products/pumps/well-service-pump/> (дата обращения: 08.03.2018).
10. ЗАО Стройнефтемаш. Насосы трехплунжерные [Электронный ресурс]. – URL : http://zaosnm.ru/nasosy_trehplunzhernye.html (дата обращения: 08.03.2018).
11. Завод «Синергия». Насос трехплунжерный СИН-32 [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.sinergia.ru/product/trehplunzhernyy-nasos-sin32> (дата обращения: 08.03.2018).
12. Великанов Н.Л., Наумов В.А., Примак Л.В. Определение рабочей точки бетононасоса // Механизация строительства. – 2015. – № 9. – С. 42–44.

References:

1. Nechayev L.K. Features of operation of three-piston drilling pumps. Oil and gas technology: proceedings of abstracts of International scientific-pract. Conf. – Samara : Publishing House of Samara state technical University, 2009. – P. 118–119.
2. Abdyukova R.Y. New design of the valve of drilling pumps. Oil and gas business: electronic scientific journal. – 2013. – № 5. – P. 40–46. – URL : http://ogbus.ru/authors/Abdyukova/Abdyukova_3.pdf
3. Vasilets K.A., Makushin D.O. Comparative analysis of domestic and overseas pumps // Youth and science : collection of materials of IX all-Russian scientific Techn. Conf. with international participation (Krasnoyarsk, 15–25 April 2013). – Krasnoyarsk : Publishing House of the Siberian Federal University, 2013 [Electronic resource]. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/thesis/s074/s074-006.pdf> (date accessed: 08.03.2018).



4. Lemachko N.A. Setting the objectives of the study on the development of methods to improve the wear resistance of working elements of drilling pumps. Problems of Geology and subsoil development: proceedings of the XIX Int. Symposium named acad. M.A. Usov (Tomsk, April 6–10, 2015). – Vol. 2. – Tomsk : Publishing house of TPU, 2015. – P. 338-340. [Electronic resource.] – URL : http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/22850/1/conference_tpu-2015-C11-V2-149.pdf (date accessed: 08.03.2018).
5. Kudaibergen K.M., Zaurbekov S.A., Zaurbekov K.S. Improvement of pump-circulation system for drilling deep wells. Problems of modern science and education. – 2017. – № 3. – P. 41–45.
6. Babaev S.G., Gabibov I.A., Kerimov S.V. Analysis of the evolution of elements of drilling pumps: the hydraulic part – crosshead // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2017. – № 6. – P. 24–29.
7. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. – New York, Hemisphere Corporation, 1990. – 242 p.
8. Nazarov V.I., Plotnikov A.V. Mobile drilling pump unit. Drilling and oil. – 2010. – № 5. – P. 43–45.
9. Well service Pump Weir SPM [Electronic resource]. – URL : <https://www.global.weir/products/pumps/well-service-pump/> (date accessed: 08.03.2018).
10. ZAO Stroyneftemash. The three-plunger-pump [Electronic resource]. – URL : http://zaosnm.ru/nasosy_trehplunzhernye.html (date accessed: 08.03.2018).
11. Factory «Synergy». The three-plunger-pump-SIN-32 [Electronic resource]. – URL : <http://www.sinergia.ru/product/trehplunzhernyy-nasos-sin32> (date accessed: 08.03.2018).
12. Velikanov N.L., Naumov V.A., Primak L.V. Determination of the working point of the concrete pump. Mechanization of construction. – 2015. – № 9. – P. 42–44.



УДК 622.24

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THE SOLUTION OF PROBLEMS OF WASHING OF WELLS WHEN DRILLING IN CLAY BREEDS IN THE CONDITIONS OF WESTERN SIBERIA

Ноздря Владимир Иванович

кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор,
ООО «НПК «Спецбурматериалы»
npk@scsbm.ru

Балаба Владимир Иванович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный университет нефти и газа
(национального исследовательского университета)
имени И.М. Губкина
balaba.v@gubkin.ru

Полищученко Василий Павлович

кандидат технических наук,
главный технолог,
ООО «Сервисный Центр СБМ»
mail@sbmpost.ru

Курдюков Алексей Вадимович

инженер,
ООО «НПК «Спецбурматериалы»
horror2008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается опыт применения ингибирующих и недиспергирующих промывочных жидкостей в условиях Западной Сибири. Сделан вывод, что наиболее эффективными являются промывочные жидкости, содержащие в качестве ингибирующей добавки реагент «Полиэколь».

Ключевые слова: разупрочнение глинистых пород, ингибирующие промывочные жидкости, реагенты серии «Полиэколь».

Nozdrya Vladimir Ivanovich

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
CEO,
LLC NPK Spetsbурmaterialy
npk@scsbm.ru

Balaba Vladimir Ivanovich

Doctor of Engineering, professor,
Professor of Department of drilling of
oil and gas wells,
Russian state university of oil and gas
(national research university) of
a name of I.M. Gubkin
balaba.v@gubkin.ru

Polishchuchenko Vasily Pavlovich

Candidate of Technical Sciences,
Chief Technologist,
LLC SBM Service Center
mail@sbmpost.ru

Kurdyukov Aleksey Vadimovich

Engineer,
LLC NPK Spetsbурmaterialy
horror2008@yandex.ru

Annotation. In article experience of use of the inhibiting and not dispersing flushing liquids in the conditions of Western Siberia is considered. The conclusion is drawn that the most effective are the flushing liquids containing Poliekol reagent in quality of the inhibiting additive.

Keywords: a razuprochneniye of clay breeds, the inhibiting flushing liquids, reagents of the Poliekol series.

Для геологического разреза нефтегазовых месторождений Западной Сибири, в частности, для Надым-Пур-Тазовского региона характерно наличие глинистых пород, доля которых составляет 65–80 % [1, 2]. Специфической особенностью глинистых пород является их способность разупрочняться под воздействием дисперсионной среды буровых технологических жидкостей. Вследствие этого при бурении в глинистых отложениях неизбежно возникают две проблемы: деформационная неустойчивость стенки скважин и диспергирование бурового шлама в процессе гидротранспорта по стволу скважины [1–3]. Затраты времени на предупреждение и ликвидацию осложнений, связанных с разупрочнением глинистых пород и диспергирование бурового шлама, существенно увеличивают календарное время бурения и его стоимость.

Глинистые минералы представляют собой высокодисперсные алюмосиликаты слоистого или слоисто-ленточного строения. Основу их строения составляют кремнекислородные тетраэдрические и алюмокислородногидроксильные октаэдрические сетки, неограниченно развитые в плоскости. Высокая дисперсность, форма минералов, свойства базальных поверхностей микрокристаллов обуславливают их высокую физико-химическую активность. Подвижность кристаллической структуры и физико-химическая активность определяют набухаемость, то есть способность глинистых пород увеличивать объем в процессе взаимодействия с водой или водными растворами. Набухание сопровождается увеличением влажности, объема породы и возникновением давления набухания.



Что касается диспергирования глинистого бурового шлама, то его отрицательные последствия проявляются в образовании избыточных объемов промывочной жидкости. Это влечет за собой увеличение объемов технологических отходов бурения, рост затрат на кондиционирование промывочной жидкости и размещение отходов.

В связи с ростом объемов бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин необходимость в применении ингибирующих и недиспергирующих промывочных жидкостей стала еще более актуальной, что обусловлено следующими основными причинами [1–3, 6]:

- управление траекторией проводки можно эффективно осуществлять только в устойчивых горных породах. При проводке ствола в интервале залегания глинистых пород точность реализации проектного профиля скважины снижается;

- по мере отклонения ствола скважины от вертикали ухудшаются условия для обеспечения устойчивости ствола скважины. Практикой бурения установлено, что при зенитном угле более 45° разрушаются глинистые породы, сохранявшие при прочих равных условиях устойчивость в вертикальном стволе;

- с увеличением зенитного угла ствола скважины возрастает продолжительность бурения в интервале глинистых отложений и, следовательно, время воздействия дисперсионной среды промывочной жидкости на глинистые породы. Это является рискообразующим фактором, как для деформационной устойчивости ствола скважины, так и с точки зрения возникновения других опасных технологических осложнений, например, сальникообразования, затяжек и прихватов;

- при значительном (более 45°) отклонении ствола скважины от вертикали усложняется его очистка от бурового шлама. Увеличение продолжительности его нахождения в промывочной жидкости способствует диспергированию глинистых частиц;

- градиент гидроразрыва пород в горизонтальном стволе ниже, чем в вертикальном, приближаясь к градиенту порового давления. Поэтому возможности повышения плотности промывочной жидкости, как средства частичной компенсации напряжений в приствольном массиве пород, в горизонтальной скважине ограничены. Следовательно, основным средством профилактики осложнений деформационного характера в горизонтальной скважине является использование промывочных жидкостей, обладающих низкой разупрочняющей способностью.

Таким образом, интервалы ствола скважины, представленные глинистыми породами, являются зонами высокого риска.

Глинистые породы месторождений Надым-Пур-Тазовского региона представлены различными глинистыми минералами (таблица). У глинистых минералов с жесткой кристаллической структурой (каолинит, гидрослюда, хлорит, палыгорскит) внутрикристаллическое набухание (расширение межслоевого расстояния при взаимодействии с молекулами воды) отсутствует, поскольку молекулы воды и обменные катионы не могут проникать в межслоевое пространство кристалла.

Таблица – Минералогический состав глинистых пород месторождений Надым-Пур-Тазовского региона [4]

Стратиграфия (свита)	Соотношение между минералами глин, %				
	каолинит	хлорит	гидрослюда	монтмориллонит	смешанослойные минералы
Тибейсалинская, Ганькинская	до 5	5–15	10–15	65–85	–
Березовская, Кузнецовская	35–55	25–35	20–30	10–15	10–15

Известно, что при гидратации глинистых минералов, имеющих раздвижную кристаллическую структуру (монтмориллонит, нонтронит), молекулы воды и обменные катионы могут проникать в межслоевое пространство, существенно увеличивая внутрикристаллическое набухание.

Что касается смешанослойных глинистых минералов, образующиеся в результате упорядоченного или неупорядоченного чередования набухающих и ненабухающих структурных слоев (монтмориллонит–гидрослюда, монтмориллонит–хлорит), то они занимают промежуточное положение между минералами с жесткой и раздвижной кристаллическими структурами.

Вследствие указанных причин бурение скважин в глинистых породах Надым-Пур-Тазовского региона, особенно до глубины 1600 м, сопровождается возникновением осложнений, связанных с их разупрочнением и диспергированием бурового шлама. В наклонно направленных скважинах высока вероятность перехода осложнения в аварию вследствие обрушения стенки скважины, снижения эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама. Помимо этого, возникают проблемы и в области экологической безопасности, поскольку диспергирование глинистого бурового шлама в стволе скважины приводит к наработке избыточной промывочной жидкости и, как следствие, к увеличению объемов технологических отходов бурения, а также избыточному потреблению химических реагентов.



Как показывает практика, на ликвидацию осложнений, вызванных неустойчивостью горных пород, затрачивается до 1/3 календарного времени бурения скважин [2]. Поэтому успешное осуществление буровых работ в сложных горногеологических условиях при увеличении объема глубокого бурения наклонно направленными и горизонтальными скважинами может быть достигнуто лишь путем дифференцированного выбора технологии промывки для каждого конкретного случая и рационально-го поинтервального регулирования свойств промывочных жидкостей.

Разработка мероприятий по снижению деформационной неустойчивости стенок скважины возможна только при известном механизме процесса разупрочнения. Все многообразие причин этого явления можно свести к факторам макро- и микроуровня.

К факторам макроуровня (силовые факторы) относятся, прежде всего, изменение сложного напряженно-деформированного состояния пород в результате формирования ствола скважины (образование горной подсистемы), колебания давления жидкости в скважине, механическое воздействие долота и бурового инструмента на горные породы, эрозионное воздействие технологических жидкостей и др.

Макроуровень объединяет физико-химические факторы, обусловленные взаимодействием буровых технологических жидкостей с глинистыми породами (различные виды массопереноса, гидратация и модифицирование глинистых частиц и т.д.).

Значимость каждого отдельного фактора макро- и микроуровня зависит от конкретных условий. Так, пластичные (переувлажненные) глины практически не подвержены действию физико-химических факторов, поскольку возможности их доувлажнения исчерпаны.

Многообразие причин, вызывающих неустойчивость горной подсистемы скважины, предопределяет необходимость принятия адекватных мер противодействия. При этом максимальный эффект будет достигнут если профилактические мероприятия направлены на компенсацию всей совокупности дестабилизирующих факторов макро- и микроуровня.

В соответствии с современными представлениями физико-химической механики дисперсных систем прочность глинистых пород является суммой индивидуальных контактов между глинистыми частицами, т.е. зависит от количества и прочности единичных контактов. Следовательно, разупрочнение глинистых пород в стенке скважин зависит от снижения прочности единичного контакта и количества единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости. Прочность единичного контакта определяется скоростью набухания глинистых частиц, а количество единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости, – скоростью увлажнения глинистой породы.

Таким образом, для эффективного снижения разупрочняющей способности буровых технологических жидкостей в общем случае недостаточно воздействовать, как это зачастую принято в промышленной практике, отдельно только на процесс набухания или увлажнения. Это воздействие должно быть комплексным, то есть направленным на снижение одновременно двух указанных параметров. Вместе с тем следует отметить, что, поскольку свойства глинистых пород изменяются в широких пределах, то при определенных условиях преобладающим может оказаться один из этих параметров. В этом случае целесообразно оптимизировать свойства технологической жидкости, прежде всего, по преобладающему параметру разупрочнения.

При бурении скважин, в том числе, на месторождениях Западной Сибири, накоплен огромный опыт применения ингибирующих промывочных жидкостей, механизм действия которых основан как на подавлении набухания глинистых частиц, главным образом, путём реакций ионного обмена, необменных реакций замещения и реакций присоединения, так и на снижении скорости их увлажнения.

Большие надежды возлагались, в частности, на хлоркалиевые промывочные жидкости, которые в ряде регионов показали хорошие результаты по ингибированию разупрочнения глинистых пород. Однако в условиях Надым-Пур-Тазовского региона, как выявлено в результате анализа промышленного опыта, проведенного авторами работы [4], использование хлоркалиевых промывочных жидкостей оказалось неэффективным. Отрицательные последствия в виде осыпей и обвалов глинистых пород, затажек и посадок буровой колонны, наработки промывочной жидкости имели место, в частности при бурении наклонно-направленной эксплуатационной сеноманской скважины № 2 (куст 432) на Анерьяхинской площади Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ), на ачимовских скважинах № А 3-2, № А 3-3, № А 18-2 Уренгойского НКМ, при бурении трех стволов наклонно направленной эксплуатационной скважины № 104.09 на Медвежьем ГКМ. Бурение 2-го ствола скважины № 104.09 на Медвежьем ГКМ до глубины 1236 м на хлоркалиевой промывочной жидкости происходило без видимых осложнений, однако при очередном подъеме буровой колонны в результате обвала пород произошел её прихват, который ликвидировать не удалось.

Неудовлетворительные результаты применения хлоркалиевых промывочных жидкостей, в частности, их прихватопасность, отмечены и на Ванкорском нефтегазовом месторождении [5].

В качестве альтернативы хлоркалиевым промывочным жидкостям обычно рассматриваются полимерные, биополимерные и эмульсионные ингибирующие промывочные жидкости [7–12]. Например, с учетом опыта бурения скважин аналогичной конструкции для бурения 3-го ствола скважины № 104.09 на Медвежьем газоконденсатном месторождении применили полимерглинистую промывоч-



ную жидкость со смолополимерным ингибитором КЛСП (карбоксилигносульфонат пековый). Бурение до проектной глубины и спуск эксплуатационной колонны прошли без осложнений. Был сделан вывод, что при использовании хлоркалевой и смолополимерной промывочных жидкостей в сопоставимых условиях диаметр каверн в первом случае значительно превышает номинальный диаметр скважины, а затраты времени, химических реагентов и материалов вдвое больше.

Качественно новый уровень технологии промывки скважин был достигнут благодаря разработанным компаниями ООО «Сервисный центр СБМ» и ООО НПК «Спецбурматериалы» инновационным промывочным жидкостям «Полиэколь ВМ», «Полиэколь АК» и «Полиэколь ХК» с ингибирующей добавкой «Полиэколь» (ТУ 2458-021-97457491-2012) [13–14].

Реагент «Полиэколь» представляет собой высокоэффективную композицию ди-, три-, тетра- и пентаэтиленгликолей с модифицирующими добавками, эффективно ингибирующую разупрочнение глинистых пород и диспергирование глинистых частиц.

В качестве примера на рисунке представлены результаты лабораторных испытаний ингибирующих промывочных жидкостей на тестере линейного набухания Swellmetter (OFITE) в течение 16 ч. Для проведения эксперимента был выбран саригюхский бентонит. Материал высушивали при температуре 105 °С в течение 2 часов. Навеску глинопорошка массой 10 г прессовали в течение 30 мин при давлении 6000–7000 psi (42–49 МПа) на компакторе OFITE.

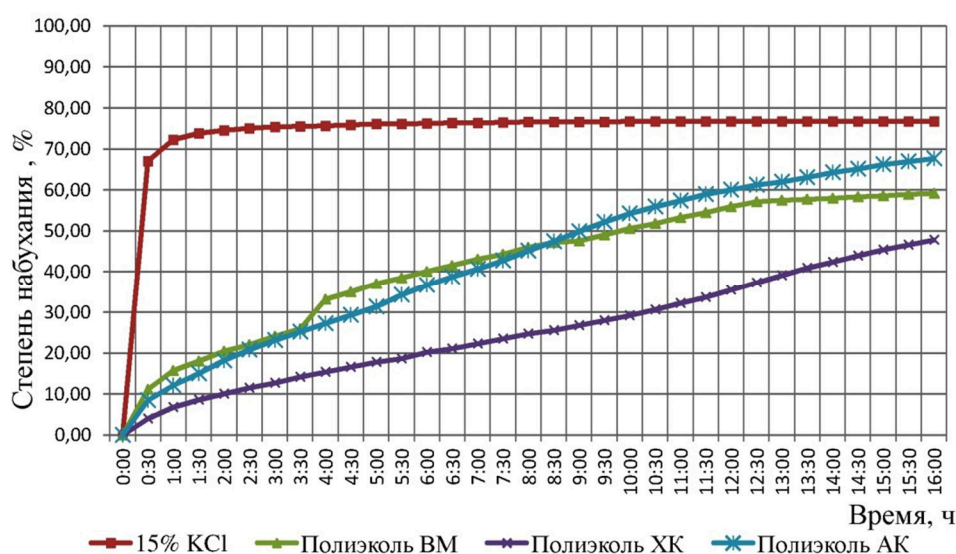


Рисунок – Кинетика набухания саригюхского бентонита в ингибирующих промывочных жидкостях

Буровые промывочные жидкости с применением реагента «Полиэколь» имеют следующий компонентный состав: глинопорошок марки ПБМБ, полимер-эфир целлюлозы, реагент «Полиэколь», модифицирующие и смазывающие добавки, ФХЛС, пеногаситель.

Промывочная жидкость «Полиэколь ВМ» обеспечивает безаварийное прохождение глинистых отложений, качественное первичное вскрытие низкопроницаемых продуктивных коллекторов, улучшает сцепление цементного камня со стенкой скважины, снижает наработку высококоллоидных глинистых частиц.

На Северо-Еситинском месторождении отработано совместное применение промывочной жидкости «Полиэколь ХК» и жидкости на углеводородной основе «Полиэмульсан».

Реагент «Полиэколь» активно используется при бурении скважин на Заполярном, Ямбургском, Уренгойском, Бованенковском, Медвежьем, Дулисьминском, Чаяндинском и Астраханском месторождениях. Буровые системы с реагентом «Полиэколь» являются эффективным ингибитором разупрочнения глинистых пород и диспергирования глинистых частиц. При первичном вскрытии продуктивного горизонта его фильтрационно-ёмкостные свойства за счет гидрофобизации поверхности газоносных капилляров сохраняются.

Опыт применения различных промывочных жидкостей на месторождениях Западной Сибири показал, что использование ингибирующей добавки «Полиэколь» практически решило проблему неконтролируемой наработки коллоидной фракции глинистых частиц. Использование ингибирующих систем на основе реагента «Полиэколь» позволило сократить общее время проводки интервала скважин за счет уменьшения временных затрат на обработку промывочной жидкости и проведение дополнительных операций, в частности, снизить потребный объем промывочной жидкости на 20 %, а расход химических реагентов до 40 %. Кроме того, удалось повысить качество крепления скважин путём увеличения в среднем с 11 % до 40 % сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной и на 35 % сплошного контакта цементного камня с породой.



Литература:

1. Васильченко С.В., Потапов А.Г., Гноевых А.Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин // Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ИРЦ Газпром, 1998. – 84 с.
2. Исследование ингибирующих свойств реагентов для обработки буровых растворов при бурении глинистых пород на НГКМ Заполярья / Н.Г. Кашкаров [и др.] // Обзор. информ. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 144 с.
3. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «ЛИК» (СПб), 2014. – 374 с.
4. Анализ использования хлор-калиевых буровых растворов при бурении скважин в Надым-Пур-Тазовском регионе / В.А. Мнацаканов [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 1. – С. 16–19.
5. Анализ причин возникновения прихватов на Ванкорском месторождении при бурении с использованием хлоркалиевого раствора / Ю.С. Давыдов [и др.] // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН. – 2014. – № 4 (47). – С. 63–69.
6. Лихущин А.М. Промысловые исследования очистки ствола наклонно направленной скважины от шлама // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 3. – С. 66–70.
7. Зинченко О.Д. Промывочные жидкости для бурения в глинисто-солевых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 58–60.
8. Комплексное решение проблем бурения скважин на Северо-Есيتينском месторождении / С.В. Мазыкин [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 3. – С. 23–24.
9. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров геля-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. – 2009. – № 10. – С. 33–35.
10. Пименов И.Н., Уляшева Н.М. К вопросу использования ингибиторов в полимерных малоглинистых системах буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 22–24.
11. Полимерные промывочные жидкости для бурения горизонтальных скважин / Н.В. Соловьев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 5. – С. 47–53.
12. Усманов Р.А., Хузина Л.Б., Голубь С.И. Новый взгляд на выбор бурового раствора при бурении высокопластичных пород // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. 1. – № 1. – С. 83–87.
13. «Полиэколи» – новые ингибиторы и регуляторы буровых промывочных жидкостей при бурении глинистых разрезов / В.И. Ноздря [и др.] // Тезисы докладов XI Всерос. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – С. 94.
14. Курдюков А.В., Ядгаров Х.А. Предупреждение разупрочнения глинистых пород // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 3. – С. 77–81.

References:

1. Vasilchenko S.V., Potapov A.G., Gnoyev A.N. Modern methods of a research of a problem of instability of clay breeds at construction of wells // Review. inform. It is gray. Drilling of gas and gas-condensate wells. – M. : IRTs Gazprom, 1998. – 84 p.
2. A research of the inhibiting properties of reagents for processing of boring solutions when drilling clay breeds on the OGCF of the Polar region / N.G. Kashkarov [etc.] // Review. inform. Series: Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : LLC Gazprom of an Expo, 2010. – 144 p.
3. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novocherkassk : LIK publishing house (SPb), 2014. – 374 p.
4. The analysis of use chlorine-potassium boring solutions at well-drilling in Nadym-Pur-Taz region / V.A. Mnatsakanov [etc.] // Bulletin of Association of boring contractors. – 2010. – № 1. – P. 16–19.
5. The analysis of the causes of holding straps on the Vankorsky field when drilling with use of chlorpotassium solution / Yu.S. Davydov [etc.] // News of the Siberian office of Section of sciences of Earth of the Russian Academy of Natural Sciences. – 2014. – № 4 (47). – P. 63–69.
6. Likhushin A.M. Trade researches of cleaning of a trunk obliquely the directed well from slime // Quality management in an oil and gas complex. – 2011. – № 3. – P. 66–70.
7. Zinchenko O.D. Flushing liquids for drilling in clay and salt deposits // Management of quality in an oil and gas complex. – 2013. – № 3. – P. 58–60.
8. The complex solution of problems of well-drilling on the North Esitinsky field / S.V. Mazykin [etc.] // Drilling and oil. – 2014. – № 3. – P. 23–24.
9. Nechayeva O.A., Zhivayeva V.V. Studying of parameters gel-solution for drilling of saliferous and unstable rocks // Drilling and oil. – 2009. – № 10. – P. 33–35.
10. Pimenov I.N., Ulyasheva N.M. To a question of use of inhibitors in the polymeric low-clay systems of boring solutions // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2010. – № 12. – P. 22–24.
11. Polymeric flushing liquids for drilling of horizontal wells / N.V. Solovyov [etc.] // Investigation and protection of a subsoil. – 2013. – № 5. – P. 47–53.
12. Usmanov R.A., Huzina L.B., Golub S.I. A new view at choice of drilling mud fluid when drilling high-plastic breeds // Materials of a scientific session of scientists of the Almet'yevsk state oil institute. – 2015. – V. 1. – № 1. – P. 83–87.
13. Poliekoli – new inhibitors and regulators of boring flushing liquids when drilling clay cuts / V.I. Nozdrya [etc.] // Theses of reports of XI All-Russian scientific and technical conference «Current problems of development of an oil and gas complex of Russia». – M. : RGU of oil and gas (NIU) of I.M. Gubkin. – 2016. – P. 94.
14. Kurdyukov A.V., Yadgarov H.A. Prevention of a razuprochneniye of clay breeds // Management of quality in an oil and gas complex. – 2017. – № 3. – P. 77–81.



УДК 553.9; 621.3; 622.2; 62-9

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОТДАЧИ НЕФТИ

PERSPECTIVES OF USE OF THE ELECTRIC PULSE METHOD OF DRILLING WELLS TO IMPROVE THE OIL RECOVERY

Потокин А.С.

младший научный сотрудник,
лаборатория электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера –
филиала Федерального государственного бюджетного
учреждения науки Федерального исследовательского центра
«Кольский научный центр Российской академии наук»
(ЦЭС КНЦ РАН)
electric.pulse@mail.ru

Potokin A.S.

Junior researcher,
Laboratory of Electric Power Engineering
and Electrotechnology
Northern Energetics Research Centre –
Branch of the Federal Research Centre
«Kola Science Centre of
the Russian Academy of Sciences»
(NERC KSC RAS).
electric.pulse@mail.ru

Аннотация. Способ электроимпульсного (ЭИ) разрушения отличается высокой энергетической эффективностью и уникальными технологическими особенностями, и это предопределяет перспективность его универсального использования в процессах добычи и переработки минерального сырья и горнотехнического строительства. Технологии на основе электроимпульсного способа разрушения материалов открывают возможности повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов и, прежде всего, тяжелой нефти, что наиболее эффективным может быть в арктических условиях.

Annotation. The method of electric pulse destruction (EPD) is characterized by high energy efficiency and unique technological features, and this predetermines the prospects of its universal use in the processes of mining and processing of mineral raw materials and mining engineering. Technologies based on the EPD open the possibility of increasing oil recovery and the full use of hydrocarbon deposits and, above all, heavy oil, which may be most effective for arctic conditions.

Ключевые слова: электроимпульсное дезинтеграция, электроимпульсное бурение скважин, нефтеотдача

Keywords: electric pulse destruction, electric pulse drilling of wells, oil recovery

Введение

Запасы нефти, удобные для добычи, истощаются ускоренными темпами, степень выработанности запасов осваиваемых нефтегазовых месторождений достигла 60 %, притом, что извлечение нефти из недр ниже 40 % [1, 2]. В условиях стагнации нефтедобычи в основных регионах страны Арктический шельф России рассматривается как один из ключевых.

Потенциальные для освоения месторождения в северных районах в большей части содержат трудноизвлекаемые запасы тяжелой нефти и сложные подгазовые залежи. Разработка месторождений высоковязких нефтей (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) как ценного сырья для получения множества полезных нефтехимических продуктов актуальна как никогда [3]. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов требуются новые технологии, многими из которых Россия не располагает и ограничена санкциями на их поставку из-за рубежа. Возможно, что именно здесь ожидается наиболее эффективное использование электроимпульсного бурения для вскрытия месторождений, способствующее полноте извлечения тяжелой нефти [4].

Физическая природа электроимпульсного (ЭИ) способа дает возможность достижения более низкой энергоемкости разрушения в сравнении с традиционными способами. Источником нагружения является канал разряда, который находится непосредственно в твердом теле, и разрушение твердого тела происходит за счет растягивающих напряжений. Это обеспечивает достижение минимальных затрат энергии на разрушение, так как прочность материалов на разрыв почти на порядок ниже, чем на сжатие, собственное разрушению твердых тел механическим способом. Динамический характер нагружения обеспечивает хрупкое разрушение материала с минимальными потерями энергии на пластическую деформацию. Энергосодержание канала разряда, обеспечиваемое подводом энергии извне от емкостного накопителя, может оперативно, практически от импульса к импульсу, простыми способами регулироваться в широких пределах по величине и продолжительности, создавая оптимальные условия нагружения твердого тела в зависимости от его природы и размера разрушаемых фрагментов материала. Энергетическая эффективность электроимпульсного разрушения мало критична к механической прочности пород, благодаря чему наибольший технико-экономический эффект применения способа достигается на особо крепких горных породах и мерзлых грунтах. В приложении к бурению все это убедительно иллюстрируется экспериментальными данными [5, 6].



Перспективы бурение скважин электроимпульсным способом

ЭИ-способ применим для бурения скважин любого сечения и профиля [8]. Породоразрушающим устройством является электродная конструкция, в которой распределение разрядов по площади забоя происходит автоматически без вращения устройства. Это позволяет придавать скважине за счет соответствующей конструкции породоразрушающего инструмента любую произвольную форму сечения – круглую, прямоугольную, щелевую, кольцевую и т.д. и профиль забоя – прямой, конический, ступенчатый. Имеется возможность изменения диаметра скважины по мере ее бурения.

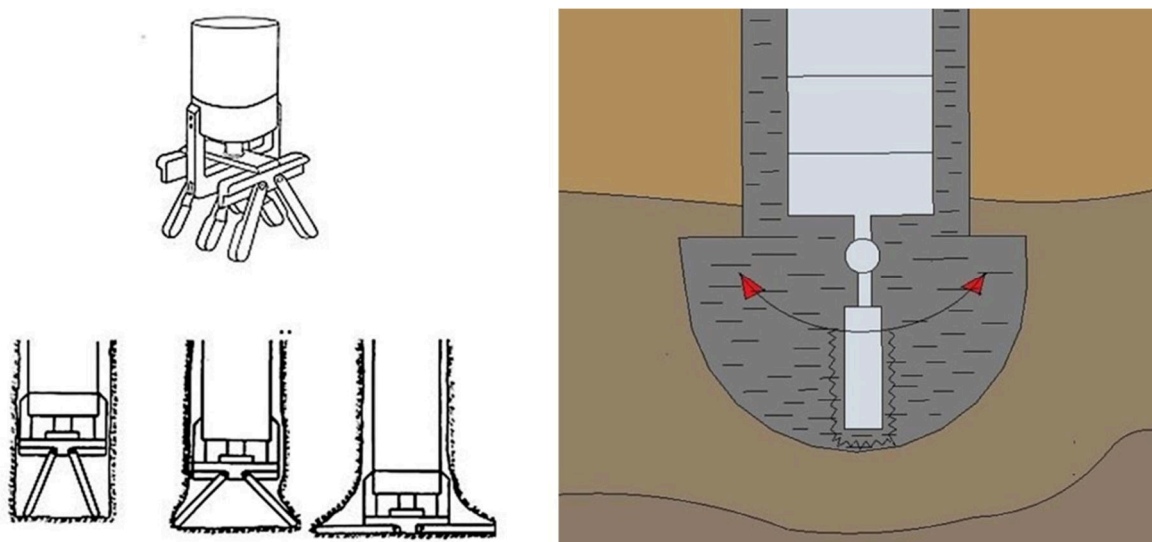


Рисунок 1 – Формирование направленной проходки скважинами электроимпульсного бурения. Котловая скважина

Рабочим инструментом ЭИ-способа по существу является искра и в отличие от механических способов не требуется прилагать к инструменту каких-либо значительных усилий – достаточно лишь обеспечивать контакт инструмента с массивом. Электроимпульсное бурение отличается исключительно малым износом бурового инструмента и допускает его изготовление из обычных конструкционных сталей. Доказана перспективность использования ЭИ способа в частности бурения скважин, как наименее энергоемкого способа разрушения горных пород, наиболее производительного и экономичного способа проходки скважин в силу более высокой стойкости породоразрушающего инструмента и требующего меньших затрат времени на спуско-подъемные операции [9, 8].

Таблица 1 – Показатели ЭИ-бурения для разных пород

Условия и место проведения испытаний	Породы	Уд. скорость бурения м/ч на 1имп/с
Бурение взрывных скважин в подземной выработке: • диаметр 130 мм, глубина до 50 м, промывка водой; Кировский рудник АО «Апатит»: • диаметр 150 мм, глубина до 50 м, промывка водой; Рудник «Ена» ГОК «Ковдорслюда»	апатитовая руда	0,35 (/-25 мм)
	гнейс – слюда	0,25
	кварц – слюда	0,3
	плагноклаз	0,35
Бурение взрывных скважин в карьере (ПМК Лениногорск) диаметр 150 мм, диз. топливо	микрочварцит	1,5
Бурение разведочной скважины, г. Томск: • без отбора керна, диаметр 160 мм., диз. топливо; • с отбором керна, диз. топливо; • с отбором керна, вода, нефтеводные растворы	песчаник	0,5
	песчаник	0,6
	сланец	0,8
Бурение скважин 800–1200 мм, Апатиты: • сплошным забоем, 800 мм. диз. топливо; • кольцевым забоем, 700 мм, диз. топливо; • расширение от 600 до 800 мм, диз. топливо; • расширение от 800 до 1000 мм, диз. топливо	филлитовый сланец	0,05
		0,15
		0,3
		0,7
Бурение скважин диаметром 1000–1200 мм, /-300 мм, промывка дизельным топливом, БАМ	вечномерзлый грунт	0,75–1,0

Курец В.И., Усов А.Ф., Цукерман В.А. Электроимпульсная дезинтеграция материалов. Апатиты : КНЦ РАН, 2002, 324 с.



Главным техническим фактором, продолжительное время сдерживавшим производственное использование электроимпульсного (ЭИ) способа разрушения материалов, в том числе способ электроимпульсного бурения, являются неудовлетворительные эксплуатационно-технические (масса, габариты, удобство обслуживания, ресурс работы) характеристики электротехнического оборудования, обеспечивающего генерирование высоковольтных импульсов [10–12].

Создание новых электротехнических решений в отношении генерирования высоковольтных импульсов позволит создавать компактные буровые снаряды на основе погружных генераторов (рис. 2), обеспечивая высокую маневренность продвижения бурового снаряда в толще пород, позволяя наиболее эффективное вскрытие нефтеносных пластов [13].

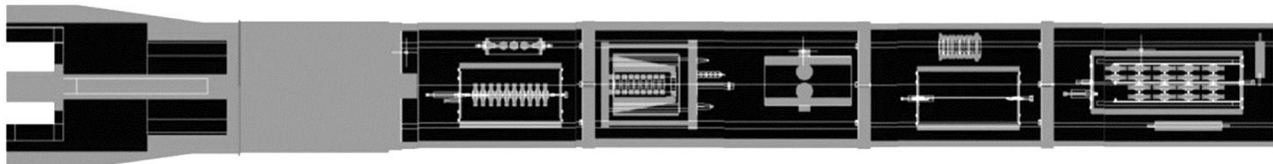


Рисунок 2 – Макет погружного генератора высоковольтных импульсов (ПГВВИ) для электроимпульсного бурения скважин

Энергетическая оптимизация электроимпульсного способа и совершенствование электротехнических средств его реализации для ЭИ бурения, помимо возможности повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов, может дать возможность использовать его для более широкого практического применения:

- бурение скважин большого диаметра для термальной энергетики;
- бурение скважин для свайных оснований инженерных объектов в зоне вечной мерзлоты, в том числе, хранилищ СПГ (сжиженного природного газа);
- бурение котловых скважин большого диаметра для создания хранилищ ядерных и химических отходов;
- переработка попутных нефтяных газов.

По мере совершенствования высоковольтной импульсной техники отмечается увеличение внимания зарубежных и отечественных исследователей к электроимпульсным технологиям для специфичных условий их использования, в том числе в арктической зоне. При этом непреложным фактом является то, что основные предложения базируются на разработках российских ученых и работы выполняются с привлечением российских научных организаций. THK Schlumberge, Statoil and Unodril привлекли НИИ Высоких напряжений, г.Томск, к совершенствованию технологии бурения глубоких нефтяных скважин В соответствии с Соглашением о научно-техническом сотрудничестве между Кольским научным центром РАН и Университетом науки и технологии Хуажонг (Huazhong University of Science and Technology, HUST), КНР с 2012 года начата разработка энергоэффективной и ресурсосберегающей техники и технологии вскрытия и разработки нефтяных месторождений в арктических условиях. Все это требует, чтобы опережающим темпом шло совершенствование научно-технологических основ электроимпульсного способа разрушения геоматериалов применительно к разработке технологий добычи и переработки минерального сырья, для различных инженерно-технических работ.

Заключение

Технологии на основе электроимпульсного способа разрушения материалов открывают множество возможностей повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов, прежде всего тяжелой нефти. Разработки в отношении техники генерирования импульсов, разработки технических средств разрушения, аппаратных методов контроля процесса разрушения и управления работой установки могут найти применение: для бурения скважин для повышения коэффициента отдачи нефти также могут найти применение для термальной энергетики; для бурения котловых скважин большого диаметра с целью создания хранилищ ядерных отходов; для бурения скважин для свайных оснований инженерных объектов в зоне вечной мерзлоты, в том числе хранилищ СПГ; в модульных установках для разработки месторождений особо ценного сырья в сложных географических и климатических условиях Севера и др.

Благодарности

Статья подготовлена в рамках работы по проекту «Исследование электрофизических и электротехнических аспектов получения и применения низкотемпературной плазмы импульсного электрического пробоя твердых диэлектриков и горных пород» программы фундаментальных исследований Президиума РАН «Конденсированное вещество и плазма при высоких плотностях энергии» программа I.1П(13). Автор выражает благодарность сотрудникам лаборатории электроэнергетики и электротехнологии №33 ЦФТПЭС КНЦ РАН за консультирование и помощь при проведении исследований: Селиванову В.Н., Данилину А.Н., Колобову В.В., Прокопчуку П.И. Бараннику М.Б., Ильину Д.В., Климову А.А.



Литература:

1. Ившина О. «Тяжелая нефть» России: отрасль на пороге кризиса. – URL : http://www.bbc.com/russian/business/2014/11/141127_oil_russia_salym (дата обращения 03.04.2018).
2. Наши нефтегазовые технологии порой самые революционные, но...: интервью акад. А.Н. Дмитриевско-го. – URL : <http://teknoblog.ru/2015/03/14/35031> (дата обращения 03.04.2018).
3. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. – № 2. – С. 54–68.
4. Усов А.Ф., Хи М. Арктические перспективы электроимпульсного способа разрушения материалов и задачи их научно-технического обеспечения // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2016. – № 2 (25). – С. 111–123.
5. Электроимпульсное бурение скважин большого диаметра / В.Ф. Важов [и др.] // Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В.А., 130-летию академика Усова М.А. и 120-летию профессора Урванцева Н.Н. – Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2013. – С. 360–363.
6. Жгун Д.В., Важов В.Ф., Журков М.Ю. Электроимпульсный способ разрушения горных пород и бурение скважин // Записки Горного института. – Т. 148 (2). – С. 146–152. – ISSN 0135-3500.
7. Курец В.И., Усов А.Ф., Цукерман В.А. Электроимпульсная дезинтеграция материалов. – Апатиты : КНЦ РАН, 2002. – 324 с.
8. Фурман Э.Г., Муратов В.М., Степанов А.В., Важов В.Ф., Макеев В.А. Погружной электроразрядный генератор. Патент на изобретение RUS 2340081 25.04.2007.
9. Муратов В.М., Адам А.М., Важов В.Ф., Лопатин В.В. Электроимпульсная буровая установка. Патент на изобретение RUS 2445430 04.08.2010.
10. The experience in development of technique and technology of electric pulse disintegration of rocks and ores / A. Usov [etc.] // TMS Annual Meeting. – 2016. – № 145. – P. 325–332.
11. Usov A., Potokin A., Mengbing H. Prospects creation technological systems electric pulse fracture ores based on new electrical base // IMPC 2014 – 27th International Mineral Processing Congress 27, 2014.
12. Electric pulse disintegration of rocks and ores – russian experience / A. Usov [etc.] // 26th International Mineral Processing Congress, IMPC 2012: Innovative Processing for Sustainable Growth – Conference Proceedings, 2012. – P. 5610–5617.
13. Способы энергетической оптимизации процесса генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного бурения скважин / А.С. Потокин [и др.] // Труды Кольского научного центра РАН. – 2017. – № 8–15 (50). – С. 93–103.

References:

1. Ivshyna O. "Heavy oil" of Russia: the industry is on the verge of a crisis. – URL : http://www.bbc.com/russian/business/2014/11/141127_oil_russia_salym (reference date 03.04.2018).
2. Our oil and gas technologies are sometimes the most revolutionary, but ...: interview of Acad. A.N. Dmitrievsky. – URL : <http://teknoblog.ru/2015/03/14/35031> (circulation date is 03/04/2018).
3. Nikolin I.V. Methods of development of heavy oils and natural bitumen // Science is the foundation for solving the technological problems of Russia's development. – 2007. – № 2. – P. 54–68.
4. Usov A.F., He. M. Arctic perspectives of the electric pulse method of material destruction and the tasks of their scientific and technical support // Bulletin of the Kola Science Center of the Russian Academy of Sciences. – 2016. – № 2 (25). – P. 111–123.
5. Electric pulse drilling of large diameter wells / V.F. Vazhov [etc.] // Materials of the All-Russian forum with international participation, dedicated to the 150th anniversary of Academician Obruchev V.A, 130th anniversary of Academician Usov M.A. and the 120th anniversary of Professor Urvantsev N.N. National Research Tomsk Polytechnic University. – 2013. – P. 360–363.
6. Zhgun D.V, Vazhov V.F, Zhurkov M.Yu. Electric pulse method of destruction of rocks and drilling of wells // Notes of the Mining Institute. – V. 148 (2). – P. 146–152. – ISSN 0135-3500.
7. Kurets V.I, Usov A.F., Tsukerman V.A. Electric pulse disintegration of materials. – Apatity: KSC RAS, 2002. – 324 p.
8. Furman E.G., Muratov V.M., Stepanov A.V., Vazhov V.F., Makeev V.A. Submersible electric discharge generator. Patent for invention RUS 2340081 25.04.2007.
9. Muratov V.M., Adam A.M., Vazhov V.F., Lopatin V.V. Electric pulse drilling installation. Patent for invention RUS 2445430 04/08/2010.
10. The experience in development of technique and technology of electric pulse disintegration of rocks and ores / A. Usov [etc.] // TMS Annual Meeting. – 2016. – № 145. – P. 325–332.
11. Usov A., Potokin A., Mengbing H. Prospects creation technological systems electric pulse fracture ores based on new electrical base // IMPC 2014 – 27th International Mineral Processing Congress 27, 2014.
12. Electric pulse disintegration of rocks and ores – russian experience / A. Usov [etc.] // 26th International Mineral Processing Congress, IMPC 2012: Innovative Processing for Sustainable Growth – Conference Proceedings, 2012. – P. 5610–5617.
13. Methods of energy optimization of the process of generating high-voltage pulses for electrically pulsed drilling of wells / A.S. Potokin [etc.] // Proceedings of the Kola Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. – 2017. – № 8–15 (50). – P. 93–103.



УДК 622

ОБЗОР ВЫПОЛНЕННЫХ И ВНЕДРЕННЫХ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК НИО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ИНСТИТУТА «СУРГУТНИПНЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

THE REVIEW OF THE EXECUTED AND INTRODUCED SCIENTIFIC DEVELOPMENTS NIO OF CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS OF INSTITUTE «SURGUTNIPINEFT» OF JSC «SURGUTNEFTEGAS»

Проводников Геннадий Борисович

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

Provodnikov Gennady Borisovich

Candidate of Technical Sciences,
Honourable oil industry worker of
association Surgutneftegas,
Veteran of Work of JSC Surgutneftegas
and KhMAO,
Owner of Gratitude of the Ministry of Energy
of the Russian Federation
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. Данная статья знакомит читателей с огромной коллективной работой научных сотрудников и инженеров, со многими из которых профессор А.И. Булатов тесно общался. Во взаимодействии с ним создавались новые направления научного творчества в области строительства скважин, обеспечивающие повышение как их качества, так и эффективности буровых работ в целом на месторождениях Западной Сибири.

Annotation. This article acquaints readers with huge collective work of research associates and engineers, professor A.I. Bulatov closely communicated with many of which. In interaction with it the new directions of scientific creativity in the field of construction of wells providing increase in both their quality, and efficiency of drilling operations in general on fields of Western Siberia were created.

Ключевые слова: научные разработки, СургутНИПНефть, СургутНефтегаз, строительство скважин, повышение качества, повышение эффективности, буровые работы, Западная Сибирь.

Keywords: scientific developments, SurgutNIPneft, Surgutneftegas, construction of wells, improvement of quality, increase in efficiency, drilling operations, Western Siberia.

В 2016 году институт «СургутНИПНефть» отметил свой юбилей – 30-летие со дня его организации в системе ПО «Сургутнефтегаз», ныне ОАО «Сургутнефтегаз».

В научно-техническом направлении строительства и эксплуатации скважин соответствующим научно-исследовательским отделом института было выполнено около 200 научно-исследовательских тем в рамках договорных обязательств. При этом порядка 70 выполненных научных разработок в составе данной тематики дали конкретные результаты, обеспечивающие большой технологический и экономический эффект. Это обеспечивало успешную реализацию утвержденных технологических регламентов в проектах на строительство скважин. Регламенты включали разработанные технологические жидкости для бурения скважин, а также технико-технологические комплексы для крепления скважин.

Основной задачей, поставленной перед институтом, являлось импортозамещение, и в последние времена поставленная задача во многом реализована.

Первое, что было сделано указанным подразделением института, – это разработка перфорационной жидкости для вторичного вскрытия пласта на основе солевого раствора с добавкой ортофосфорной кислоты и поверхностно-активного вещества [1, 2]. Данная жидкость разрабатывалась на основе сравнения с ранее применявшимися, разработанными институтом ВНИИКРнефть и СИБНИИНП и требовавшими больших затрат на их приготовление [3]. Для приготовления новой жидкости были разработаны и запатентованы составы химических реагентов СПК-350 и СПК-150, требующих на порядок меньше затрат при их применении. Эти реагенты выпускаются в настоящее время отечественными заводами и поставляются по заявкам нефтяных предприятий.

Реагент СПК-350 используется только в составе перфорационной среды, повышающей продуктивность скважин в 1,5–2, раза, а реагент СПК-150 и при глушении скважин, также обеспечивая повышение их продуктивности [4].

Применение данных реагентов очень технологично: требуется добавка всего 3,5 % реагента в солевой раствор перфорационной среды и 1,5 % в солевой раствор жидкости глушения (проц. объемн.).

Указанные разработки применяются на месторождениях Сургутнефтегаза свыше 20 лет.

Большое внимание уделялось также качеству первичного вскрытия пласта с целью максимального сохранения продуктивности скважин. В результате большого количества лабораторных исследований при прокачивании буровых растворов через керн, обработанных разными реагентами (полиса-



харидными, углещелочными, акриловыми и другими), выявилось, что самыми рациональными являются акриловые реагенты (полиакрилат натрия и полиакриламид). Основываясь на базовом литературном источнике А.И. Булатова [5] и зарубежных данных, а также результатах собственных многочисленных лабораторных исследований и испытаний при бурении скважин на месторождениях Сургутнефтегаза, отработали рецептуру бурового раствора с применением данных реагентов. Усовершенствованные композиции успешно применялись и в дальнейшем [6].

В последующие годы геофизическими и гидродинамическими исследованиями было подтверждено негативное воздействие на продуктивные пласты глинистого раствора на основе КМЦ [7].

По сравнению с применявшимися рецептурами на основе КМЦ применение буровых растворов, обработанных акриловыми реагентами, при дальнейшем их совершенствовании обеспечило снижение аварийности и осложнений в процессе бурения скважин, а также повышение их продуктивности при увеличении скорости строительства [9, 18].

Одновременно проводились экспериментальные работы при бурении с применением вихревых кольматоров конструкции УФНИИ для месторождений с различной проницаемостью пластов. Сравнительная оценка влияния метода гидродинамической вихревой кольматации на качество первичного вскрытия пластов и качество цементирования скважин показала эффективность его применения на месторождениях с низкопроницаемыми пластами. В последующем данная технология была использована в больших объемах при бурении скважин на таких месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [10]. Рекомендуется её использование и в настоящее время, особенно в условиях применения ГРП для вскрытия пластов, где наиболее строго требуется качественное сцепление цементного камня со стенкой скважины.

На месторождениях Сургутнефтегаза возникла проблема нарушения целостности эксплуатационных колонн со смещением резьбовых соединений обсадных труб в период эксплуатации скважин. Отдел строительства и эксплуатации скважин института СургутНИПИнефть, с использованием мониторинга при выполнении многочисленных научно-исследовательских тем, в основном решил эту проблему. Во-первых, был научно обоснован механизм нарушений эксплуатационных колонн [11, 12]. В дальнейшем, на основе проведения многофакторного анализа причин нарушений эксплуатационных колонн в период их эксплуатации, были составлены мероприятия по устранению влияния на данные аварии главных факторов, обладающих наибольшей информативностью. Мероприятия касались улучшения качества обсадных труб и их резьбовых соединений, усиления конструкций как нагнетательных, так добывающих скважин, в частности, применения удлиненного кондуктора в этих скважинах, а также выполнения рекомендуемых режимов эксплуатации скважин [13]. В дальнейшем, с использованием процедуры Вальда и с помощью разработанной программы ЭВМ, прогнозировались в общем фонде скважины, которые характеризуются риском нарушения эксплуатационных колонн, а следовательно, требуют их немедленной остановки для капитального ремонта, во избежание аварий.

Большой прорыв в области совершенствования буровых растворов, с опережением достижений западных специалистов, совершил отдел строительства и эксплуатации скважин, когда стал рекомендовать применение биополимера в качестве добавки в глинистый раствор на основе акриловых реагентов. Использование биополимера обеспечило разработку множества типов буровых растворов под общим названием ГБР (глинистый биополимерный раствор) для их применения в зависимости от геолого-технических условий бурения. Данная система была разработана впервые в мировой практике. В то время, в начале 2000 годов, глинистые буровые растворы подобного типа на Западе даже отвергались.

Применение рекомендуемой рецептуры акрилового глинистого раствора ГБР, обработанного биополимерным реагентом, обеспечило резкое повышение качества буровых растворов при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а соответственно, повышение скорости их бурения при улучшении качества заканчивания [14] на месторождениях Сургутнефтегаза. В настоящее время, спустя более 20 лет, биополимеры в глинистых буровых растворах применяются зарубежными фирмами в основном повсеместно.

В середине 1990 годов перед институтом и его подразделением строительства и эксплуатации скважин была поставлена задача повышения продуктивности скважин на месторождениях с низкопроницаемыми пластами, а значит, с трудноизвлекаемыми запасами. При этом большое внимание было уделено Восточно-Еловому месторождению (пласт ЮС-1), где были низкие дебиты при эксплуатации скважин. В результате нами в короткие сроки было осуществлено опытно-промышленные испытания и внедрение нового технико-технологического комплекса для заканчивания скважин. Данный комплекс включал первичное вскрытие с применением акриловых полимеров, муфту МЦП ступенчатого цементирования (конструкция ВНИИБТ), перфорационную среду на основе реагента СПК-350 и жидкость глушения на основе реагента СПК-150 при освоении скважин. Результаты опытно-промышленных работ с последующим внедрением приведены в статье [15], из которой видно, что при использовании данного комплекса продуктивность скважин повышается в 2–3 раза. Учитывая эффективность данной разработки, в последующем строительство скважин на данном месторождении осуществлялось только с ее использованием. В то же время большое внимание уделялось дальнейшему совершенствованию технологии заканчивания скважин на многих других месторождениях ОАО «Сур-



гутнефтегаз». Совместно с ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывались и совершенствовались новые высокотехнологичные способы цементирования (ступенчатое, манжетное и селективно-манжетное) с использованием в качестве жидкостей для заканчивания скважин составов поверхностно-активных кислотных растворов на основе реагента СПК-150 [15, 16, 17, 18].

В то же время перед институтом поставили задачу в технологии строительства горизонтальных скважин: многократно повысить их продуктивность за счет размещения жидкости на основе КПС-150 в зафильтровой подпакерной зоной. В результате было осуществлено закачивание данной жидкости с использованием в фильтрах заглушек, которые обеспечивали ее закачку в заколонное пространство горизонтального окончания ствола скважины при её креплении. Впоследствии эти заглушки срезаются специальным инструментом при освоении скважины по применяемой технологии. Данная технология успешно сегодня используется на месторождениях Сургутнефтегаза [15].

В конце 1990 годов большое внимание стало уделяться технологии бурения горизонтальных боковых стволов и вторых стволов под хвостовики при бурении и капитальном ремонте скважин на солевых биополимерных растворах. Биополимерная система ИККАРБ-СН, разработанная ЗАО «ИКФ Сервис» (г. Волгоград), обеспечивала высокую выносящую способность раствора, его игибирующие свойства и устойчивость горизонтального ствола скважин. Однако, данный буровой раствор на основе зарубежных химреагентов был многокомпонентным (включая бактерициды). Отделом института «СургутНИПИнефть» была разработана уникальная рецептура нового, двухкомпонентного биополимерного раствора СБР(К) на основе КМЦ и биополимера [8, 19, 20]. Данные реагенты вводятся в водный раствор хлористого натрия в определенном количестве – и получается солевой биополимерный раствор для боковых стволов ничем не хуже зарубежного аналога. Но стоимость уменьшилась в 2–3 раза, по сравнению с ИККАРБ-СН.

Проведенная сравнительная оценка бурового раствора СБР(К) и ИККАРБ-СН показала, что средняя кратность повышения коэффициента продуктивности для обоих типов растворов имеет, в основном, идентичные значения по отношению к коэффициенту продуктивности на глинистом растворе, в зависимости от свойств продуктивных пластов [21]. В настоящее время данный солевой биополимерный раствор широко используется Сургутнефтегазом при бурении как боковых стволов на месторождениях Западной Сибири, так и горизонтальных окончаний ствола скважин в Якутии.

При использовании биополимерных растворов особое значение имеют их реологические свойства, которые характеризуются показателями псевдопластичности, определяющими способность данной промысловой жидкости удерживать шлам. Отделом строительства и эксплуатации скважин была выполнена научно-исследовательская работа [22], которая обеспечила возможность контролировать давление в скважине при различной скорости движения бурового раствора в затрубном пространстве, в зависимости от реологических свойств биополимерного бурового раствора для месторождений ОАО Сургутнефтегаз.

Для условий вскрытия продуктивных пластов с аномально высоким давлением отделом разработан технологический регламент гидродинамического глушения скважины со спущенной промежуточной колонной в случае нефтегазопроявления в условиях ограниченного количества утяжеленного бурового раствора и низких температур наружного воздуха, когда штуцерные камеры выкидов превентора заморожены [23]. Предложена методика проведения расчетов технологических параметров при глушении фонтанирующей скважины. С учетом расчетных данных и использованием метода гидродинамического глушения авария успешно ликвидируется в короткий промежуток времени (1–2 часа).

Большое внимание уделяется в ОАО «Сургутнефтегаз» технологиям физико-химического воздействия на продуктивные пласт с целью повышения продуктивности скважин. Выбор такого воздействия на определенные пласты месторождений осуществляется на основе действующего технологического регламента. Однако он не может быть универсальным и должен соответствовать условиям залегания пласта и его коллекторским свойствам. Отделом предложено использование методики Вальда для выбора физико-химической обработки продуктивного пласта в скважине и составлена программа ЭВМ на основе проведения многофакторного анализа, с вероятностью успешности более 80 %. Данная методика апробирована и показала отличные результаты. Но в наличии не всегда имеются все требуемые реагенты, что в настоящее время не позволяет использовать указанные методику и программу в полной мере.

При выходе ОАО «Сургутнефтегаз» на месторождения Якутии-Саха институту СургутНИПИнефть было поручено осуществить, взамен ранее применяемых буровых растворов, переход на более совершенные их рецептуры, обеспечивающие более простую технологию их приготовления, меньшую стоимость и повышенную эффективность. Задача была успешно решена. Для бурения из-под кондуктора была рекомендована рецептура раствора с максимальным насыщением хлористым натрием и со стабилизатором – полисахаридом. Для бурения боковых стволов рекомендована рецептура биополимерного раствора, включающего полисахарид и биополимер, добавленные в водный раствор хлористого натрия. В настоящее время, согласно существующим техническим проектам на строительство скважин для данного региона, указанные рецептуры успешно реализуются с учетом опыта их применения на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири.

В Якутии-Саха большое значение имеют результаты вторичного вскрытия пласта перфорацией на участках нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Для данных участков разра-



ботан специальный состав перфорационной среды, который показал хорошие результаты испытаний, и в настоящее время планируется его опытно-промышленное использование [24].

В последнее время при участии отдела строительства и эксплуатации скважин ведутся опытно-промышленные работы с применением многофункционального силикатного реагента БСР (кольмасил), поставляемого ООО «СИТЕКО». Данный реагент, применяемый при обработке глинистых буровых растворов, обеспечивает снижение его вязкостных характеристик, ингибирующие свойства и стабилизацию параметров при высоких забойных температурах [25]. Реагент БСР успешно применяется при бурении под кондуктор и перед геофизическими работами при заканчивании скважин. В результате обеспечивается уменьшение осложнений при бурении под кондуктор, успешное прохождение геофизических приборов в скважину и улучшение качества крепления скважин.

Литература:

1. Жидкости для вторичного вскрытия пластов перфорацией в условиях нефтегазовых залежей / Г.Б. Проводников [и др.] // Пути повышения эффективности и качества строительства нефтяных скважин Западной Сибири. – Сборник научных трудов СибНИИНП, Тюмень. – 1990. – С. 84–89.
2. Проводников Г.Б., Кошелев А.Т., Маляренко А.В., Саунин В.И. и др. Жидкость для вторичного вскрытия пласта перфорацией // Авторское свидетельство № 1572094. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений СССР 15 февраля 1988 г.
3. Проводников Г.Б. Разработка технологии заканчивания скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири с использованием поверхностно-активных кислотных растворов : Дис. ... канд. техн. наук. – М., Сургут, 1998. – С. 28–29, 70–82.
4. Разработка и применение поверхностно-активных растворов на основе реагента СПК-150 при глушении скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник трудов СургутНИПИнефть. – 2004. – Вып 5. – С. 139–143.
5. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М. : Недра, 1984. – С. 39–41, 112–114.
6. Зарипов М.Ф., Проводников Г.Б., Крист М.О. Об основных направлениях научно-исследовательских работ по улучшению качества заканчивания скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1991. – № 9. – С. 37–45.
7. Оценка влияния различных типов буровых растворов на результаты геофизических и гидродинамических исследований скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2009. – Вып. 10. – С. 69–78.
8. Патент на изобретение № 2290426. Буровой раствор без твердой фазы с улучшенными смазочными свойствами / Яхшибеков Ф.Р., Рассадников В.И., Проводников Г.Б. и др.
9. Разработка и испытание высокотемпературного утяжеленного бурового раствора на Ульяновском месторождении / Г.Б. Проводников [и др.] // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – С. 179–186.
10. Оценка эффективности метода гидродинамической кольматации стенок скважины при бурении, креплении и освоении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник научных трудов СибНИИНП. – Тюмень, 1989. – С. 97–110.
11. Проводников Г.Б. Изучение влияния надежности конструкций скважин на нарушения целостности эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 96–98.
12. Геомеханический анализ деформирования и разрушения конструктивных элементов нефтяных скважин ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю.А. Кашников // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 39–43.
13. Кострюков И.А., Проводников Г.Б., Калинин Е.И. Многофакторный анализ нарушений эксплуатационных колонн и разработка комплекса программ ЭВМ для прогнозирования аварийно-опасных зон // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2003. – Вып. 4. – С. 240–256.
14. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Г.Б. Проводников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 79–83.
15. Основные направления и результаты работ ВНИИБТ в области повышения эффективности разобщения пластов при креплении скважин / А.Г. Калинин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1999. – № 2. – С. 195–198.
16. Влияние ступенчатого цементирования скважин на их продуктивность / Н.Л. Щавелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 20–21.
17. Высокотехнологические способы манжетного и селективно-манжетного цементирования скважин / С.С. Янкулев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 23–27.
18. Проводников Г.Б. Основные направления совершенствования заканчивания скважин на месторождениях ОАО Сургутнефтегаз // Состояние проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в 21 веке. – СибНИИНП, 2000. – Ч. 3. – С. 27–34.
19. Разработка и исследования рецептур буровых растворов для бурения боковых стволов / О.А. Лушпеева [и др.] // Тр. института СургутНИПИнефть. – 2001. – Вып. 3. – С. 286, 302–303.
20. Патент на изобретение № 2208033. Буровой раствор без твердой фазы. Маслов Ю.Н., Щавелев Н.Л., Проводников Г.Б. и др. (зарегистрировано в Государственном реестре изобретений РФ 10.07.2003 г.).
21. Проводников Г.Б., Дюсюншалиев М.А. Оценка эффективности заканчивания горизонтальных скважин хвостовиками с использованием солевых биополимерных растворов // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2007. – Вып. 8. – С. 110–117.
22. Использование реологической модели бурового раствора для контроля давления в скважине / Г.С. Ширяев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 44–48.



23. Проводников Г.Б., Безденежных В.И., Щавелев Н.Л. Применение технологии глушения нефтегазопроявлений в поисково-разведочных скважинах с аномально высоким давлением // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9.

24. Описание изобретение к патенту. Заявка 2009100580/03,11.01.2009 г. Жидкость глушения скважины на ой основе без твердой фазы. Ананьев С.А. Яхшибекоев Ф.Р., Проводников Г.Б. и др. Опубликовано 10.07.2010, бюл. №19.

25. Применение гель-технологии для получения буровых технологических жидкостей / Е.А. Коновалов [и др.] // Газовая промышленность. – 2009. – № 11. – С. 58–61.

References:

1. Liquids for secondary opening of layers perforation in the conditions of oil and gas deposits / G.B. Provodnikov [etc.] // Ways of increase in efficiency and quality of construction of oil wells of Western Siberia. – Collection of scientific works of SIBNIINP, Tyumen. – 1990. – P. 84–89.

2. Provodnikov G.B., Koshelev A.T., Malyarenko A.V., Saunin V.I., etc. Liquid for secondary opening of layer perforation/the Copyright certificate No. 1572094. It is registered in the State register of inventions of the USSR on February 15, 1988.

3. Provodnikov G.B. Development of technology of completion of wells on oil fields of Western Siberia with use of surface-active acid solutions : Yew. ... Cand.Tech.Sci. – M., Surgut, 1998. – P. 28–29, 70–82.

4. Development and use of surface-active solutions on the basis of SPK-150 reagent when muffling wells / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of works SurgutNIPneft. – 2004. – Is. 5. – P. 139–143.

5. Bulatov A.I., Penkov A.I., Proselkov Yu.M. Reference book on washing of wells. – M. : Nedra, 1984. – P. 39–41, 112–114.

6. Zaripov M.F., Provodnikov G.B., Krist M.O. About the main directions of research works on improvement of quality of completion of wells in JSC Surgutneftegas // Construction oil him gas wells by land and by sea. – 1991. – № 9. – P. 37–45.

7. Assessment of influence of various types of boring solutions on results of geophysical and hydrodynamic well surveys / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of scientific works SurgutNIPneft. – 2009. – Is. 10. – P. 69–78.

8. Patent for an invention № 2290426. Drilling mud fluid without firm phase with the improved lubricant properties / Yakhshibekov F.R., Rassadnikov V.I, Provodnikov G.B., etc.

9. Development and test of the high-temperature weighted drilling mud fluid on the Ulyanovsk field / G.B. Provodnikov [etc.] // Questions of geology, drilling and development of oil and gas fields. – M., 2006. – P. 179–186.

10. Assessment of efficiency of a method of a hydrodynamic kolmatation of walls of the well when drilling, fastening and development of wells on oil fields of Western Siberia / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of scientific works of SIBNIINP. – Tyumen, 1989. – P. 97–110.

11. Provodnikov G.B. Studying of influence of reliability of structures of wells on violations of integrity of operational columns // Oil economy. – 2001. – № 9. – P. 96–98.

12. Geomechanical analysis of deformation and destruction of structural elements of oil wells of JSC Surgutneftegas / Yu.A. Kashnikov // Oil economy. – 2002. – № 11. – P. 39–43.

13. Kostryukov I.A., Provodnikov G.B., Kalinichenko E.I. Multiple-factor analysis of violations of operational columns and development of a complex of the COMPUTERS programs for forecasting of emergency and dangerous zones // Collection of scientific works SurgutNIPneft. – 2003. – Is. 4. – P. 240–256.

14. Improvement of compoundings of boring solutions for conditions of construction of wells on fields of JSC Surgutneftegas / G.B. Provodnikov [etc.] // Oil economy. – 2002. – № 8. – P. 79–83.

15. The main directions and results of works of VNIIBT in the field of increase in efficiency of dissociation of layers when fastening wells / A.G. Kalinin [etc.] // Mountain information and analytical bulletin. – 1999. – № 2. – P. 195–198.

16. Influence of step cementation of wells on their efficiency / N.L. Shchavalev [etc.] // Oil economy. – 1998. – № 5. – P. 20–21.

17. High-tech methods manzhetny and selective манжетного cementations of wells / S.S. Yankulev [etc.] // Oil economy. – 1999. – № 12. – P. 23–27.

18. Provodnikov G.B. The main directions of improvement of completion of wells on JSC Surgutneftegas fields // Condition of a problem, the main directions of development of oil industry in the 21st century. – SibNIINP, 2000. – P. 3. – P. 27–34.

19. Development and researches of compoundings of boring solutions for drilling of side trunks / O.A. Lushpeeva [etc.] // Work of SurgutNIPneft institute. – 2001. – Is. 3. – P. 286, 302–303.

20. Patent for an invention № 2208033. Drilling mud fluid without firm Phase. Maslov Yu.N., Shchavalev N.L., Provodnikov G.B., etc. (is registered in the State register of inventions of the Russian Federation 7/10/2003).

21. Provodnikov G.B., Dyusyngaliyev M.A. Assessment of efficiency of completion of horizontal wells shafts with use of salt biopolymer solutions // Collection of scientific works Surgutni-Pineft. – 2007. – Is. 8. – P. 110–117.

22. Use of rheological model of drilling mud fluid for control of pressure in the well / G.S. Shiryaev [etc.] // Oil economy. – 2001. – № 9. – P. 44–48.

23. Provodnikov G.B., Impecunious V.I., Shchavalev N.L. Use of technology of muffling of oil and gas manifestations in explorative wells with abnormally high pressure // Oil economy. – 2003. – № 9.

24. The description an invention to the patent. Application of 2009100580/03,11.01.2009 g. Liquid of muffling of the well on oh basis without firm phase. Ananyev S.A. Yakhshibekov F.R., Conductors G.B., etc. It is published 7/10/2010, bulletin № 19.

25. Application gel technology for receiving boring technological liquids / E.A. Konovalov [etc.] // Gas industry. – 2009. – № 11. – P. 58–61.



УДК 622

КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ – ЗАЛОГ УСПЕШНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

QUALITY OF CEMENTATION – GUARANTEE OF SUCCESS OF PROSPECTING WORKS AND DEVELOPMENT OF FIELDS

Рахимов Акбар Камилевич

доктор технических наук, профессор,
почетный разведчик недр,
институт АО «ИГИРНИГМ», УНПП «Burguchi biznes»,
Ташкентский государственный технологический университет

Рахимов Анварходжа Акбарходжаевич

доктор технических наук,
институт АО «ИГИРНИГМ», УНПП «Burguchi biznes»,
Ташкентский государственный технологический университет
anvarkhodja@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена разработанным под руководством А.И. Булатова технологиям цементирования обсадных колонн, применяемым тампонажным растворам.

Ключевые слова: скважина, цементирование обсадных колонн, тампонажный раствор.

Rakhimov Akbar Kamilovich

Doctor of Engineering, professor,
Honourable intelligence agent of a subsoil,
institute of JSC IGIRNIGM,
UNPP «Burguchi biznes»,
Tashkent state technological university

Rakhimov**Anvarkhodzha Akbarkhodzhayevich**

Doctor of Engineering,
institute of JSC IGIRNIGM,
UNPP «Burguchi biznes»,
Tashkent state technological university
anvarkhodja@mail.ru

Annotation. Article is devoted to the technologies of cementation of upsetting columns, the applied grouting solutions developed under the leadership of A.I. Bulatov.

Keywords: well, cementation of upsetting columns, grouting solution.

Посвящается памяти моего дорого учителя А.И. Булатову.

Teachers to A.I. Bulatova are devoted to memory of mine expensively.

Ц ементирование обсадных колонн в скважине, является очень важным и ответственным этапом. Цель цементирования обсадных колонн – закрепление стенки скважины и разобщение пластов друг от друга, придания устойчивости обсадной колонне.

Ранее к цементированию колонны не придавали особого значения, лишь бы закачать расчетный объем цементного раствора и удовлетворяться результатами ОЦК (отбивка цементного кольца геофизическими приборами). Это приводило к ошибочным оценкам о продуктивности и обводнению пластов при эксплуатации.

С началом «Эпохи ВНИИКР» под руководством А.И. Булатова, начали обращать внимание к технологии цементирования и тампонажным материалам. Роль института ВНИИКРнефть (НПО «Бурение») в обеспечении качества цементирования миллионов скважин на территории бывшего СССР огромна. Проведенными исследованиями коллектива ВНИИКРнефть под научным руководством А.И. Булатова, раскрыта «тайна» процесса цементирования колонны в скважине. Созданные во ВНИИКРнефте уникальные приборы для изучения тампонажных растворов, проведенные глубокие исследования, опубликованные научные труды, монографии, инструкции этого института, помогли поднять уровень технологии цементирования на территории СНГ. Тем самым было сокращено число некачественно зацементированных скважин. Благодаря их усилиям в арсенале буровиков появились новые тампонажные материалы и составы растворов для цементирования скважин с различными геологическими условиями (облегченные, утяжеленные, ШПЦС, УЩЦ, УЦГ и др.).

Заслуга и роль в этом деле профессора А.И. Булатова огромна. Узбекские специалисты, также в дружестве с работниками ВНИИКРнефть А.И. Булатовым, В.И. Рябченко, С.С. Сухаревым, А.Г. Аветисовым, М.О. Ашрафьян, Э.В. Бабаянц, В.И. Мищенко, Ю.Н. Мойса и другими, проводили исследования по повышению качества цементирования скважин. В частности по составленной программе А.Г. Аветисовым и Э.А. Рутбергом проводилось исследование по вытеснению бурового раствора тампонажным на специально построенной экспериментальной установке. Проверялось влияние на качества цементирования эксцентричное расположение обсадной колонны, изменение диаметра и конфигурации ствола, буферных жидкостей.

Узбекские специалисты горды тем, что им посчастливилось общаться, советоваться с такими великими учеными, имена которых известны во многих странах мира.

Каким бы не был состав тампонажного раствора для обеспечения изоляции пластов, в первую очередь, требуется центрации обсадной колонны в скважине. Ствол скважины, пробуренный шарош-



ечным долотом всегда неровный – искривлён, каверны, желобки, выступы. Данным кавернометрии нельзя верить у него всегда три точки опоры, показывающие диаметр скважины. Этого недостаточно, что бы получить реальную картину сечения ствола. Из-за сложности кинематики шарошечного долота образуется многоугольное, эллипсоидное, квадратное сечение в стволе, как показано на рисунке 1.

Этому процессу «помогает» еще отсутствие опорно-центрирующих элементов в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) и неравномерная подача долота (рис. 2).

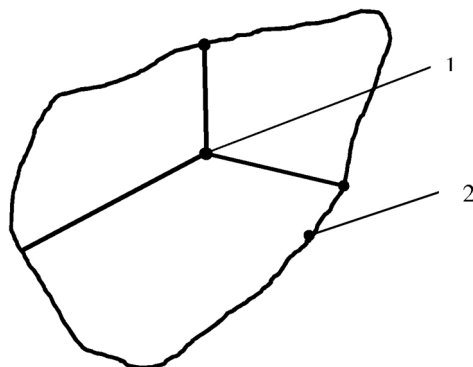


Рисунок 1 – Поперечное сечение скважины и раскрытие ножки каверномера:
1 – прибор каверномер; 2 – поперечное сечение скважины

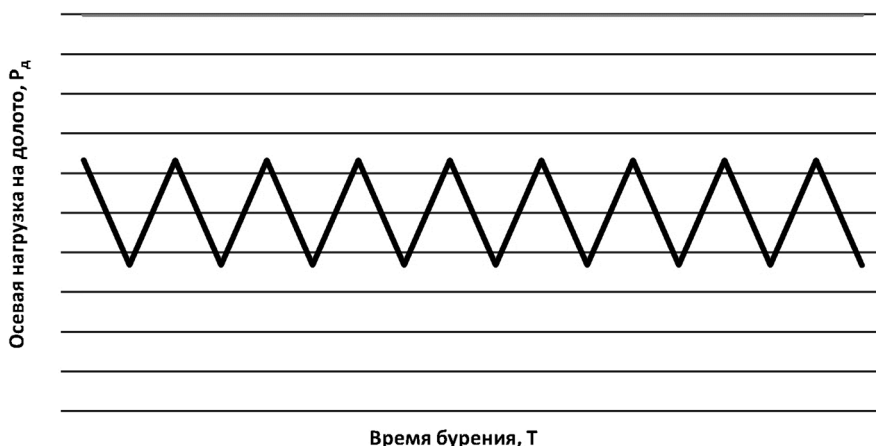


Рисунок 2 – Диаграмма нагружения долото бурильщиком

Спущенная колонна вряд ли будет находиться в центре скважины, она будет лежать на стенке скважины. Поэтому цементирование обсадной колонны без центраторов всегда останутся каналы для движения пластовых флюидов. Для достижения надежного разобщения пластов центрация колонны обязательно.

Следующая ошибка буровиков – это продавка тампонажного раствора без нижней разделительной пробки. Наш опыт, проведенный на экспериментальной установке, моделирующей скважину показали, что при прокачке 50–70 % тампонажного раствора, без разделительной нижней пробки, в зависимости от их реологических свойств смешивался с буровым. Многие специалисты, говоря о качестве цементирования апеллируют тем, что АКЦ (акустический каротаж цементирования) показал, хорошее сцепление цементного кольца с колонной и стенкой скважины. Однако, не учитывают, тот фактор, что звук глушится и тогда когда обсадная труба лежит на стенке скважины. Это интерпретируется как положительное сцепление цементного кольца с колонной и породой. Как говорится «На Бога надейся, а сам не плошай». Соблюдай уже принятую, оправданную технологию цементирования:

1. Центрировать обсадную колонну в интервале залегания продуктивных пластов.
2. Использовать нижнюю разделительную пробку и буферную жидкость резко отличающихся реологическими, механическими свойствами от тампонажного и бурового растворов.
3. Продавка тампонажного раствора в затрубное пространство должна производиться с допустимо максимальной скорости, не менее 1,5 м/сек с целью предотвращения струйчатого одностороннего цементирования.

Из-за не соблюдения простейших технологий цементирования многие месторождений нефти и газа истощились преждевременно из-за их перетока в другой пласт, где растворился в пластовой воде.

Многие затрубные аварийные проявления и катастрофические фонтаны нефти и газа возникали из-за неудовлетворительно цементирования скважин.



УДК 622.24

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНКИ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

THE HYDRODYNAMIC FACTORS INFLUENCING STABILITY OF A WALL OF THE WELL WHEN DRILLING CLAY BREEDS

Рахимов Анварходжа Акбарходжаевич

доктор технических наук,
институт АО «ИГИРНИГМ», УНПП «Burguchi biznes»,
Ташкентский государственный технологический университет
anvarkhodja@mail.ru

Рахимов Комилходжа Анварходжаевич

инженер,
буровая компания «Эриелл»

Аннотация. Рассматривается вопрос влияния бурового раствора и спуско-подъемных операций на устойчивость стенки скважины при бурении в глинистых отложениях.

Ключевые слова: скважина, буровой раствор, спуско-подъемные операции, глинистые отложения, устойчивость стенки скважины.

Rakhimov

Anvarkhodzha Akbarkhodzhayevich
Doctor of Engineering,
institute of JSC IGIRNIGM,
UNPP «Burguchi biznes»,
Tashkent state technological university
anvarkhodja@mail.ru

Rakhimov

Komilkhodzha Anvarkhodzhayevich
Engineer,
Eriyell drilling company

Annotation. The question of influence of drilling mud fluid and hoisting operations on stability of a wall of the well when drilling in clay deposits is considered.

Keywords: well, drilling mud fluid, hoisting operations, clay deposits, stability of a wall of the well.

В процессе бурения встречаются всевозможные геологические осложнения, одним из которых являются обвалы и осыпания глинистых пород в стволе скважины, вследствие потери устойчивости стенки скважины в результате нарушения равновесного состояния породы, под действием колебания давления.

Причины потери устойчивости глины и глинистых пород еще до конца не выяснены. Исследователи, занимавшиеся, вопросами потери устойчивости стенок скважины считают, что причинами этого вида осложнений являются горное и поровое давление в породе, набухание глинистых пород вследствие впитывания ими водной фазы бурового раствора под действием адсорбции, капиллярных и осмотических процессов. Такие утверждения способствовали тому, что во многих районах при прохождении зон обвалов породы, утяжеляли буровой раствор со снижением водоотдачи до 2–3 см³ / 30 мин. Это приводило значительным неоправданным расходам утяжелителя, реагентов, снижению скоростей бурения и соответственно к удорожанию стоимости работ. Анализ показывает, что на скважинах, где бурили с высокими плотностями бурового раствора и низкой водоотдачей избежать обвалы горных пород со стенок скважины не удалось, а там где бурили с использованием бурового раствора нормальной плотности и водоотдачей 15–18 см³ / 30 мин, зону обвала проходили без осложнений.

Состав и свойства глинистых пород сильноизменчивы не только по вертикали разреза, но и по горизонтали, даже на небольшом участке. Создать универсальный тип бурового раствора соответствующего глинистым породам различного минералогического, и химического состава, сложно и почти не возможно. Для этого необходимо знать – минералогический и химический составы глин, их физико-механические характеристики, активность глины, напряженного состояния, плотность, влажность, сплошность глинистой породы [1, 5].

Для обеспечения устойчивости стенки скважины получил распространение метод ингибирования бурового раствора гипсом, известью, хлористым кальцием, калием (CaCl₂, KCl) и другие органические соединения (Na₂SiO₃ – жидкое стекло).

Более эффективный буровой раствор при бурении скважин, в разрезе которых, имеются обваливающиеся глины, считается хлоркальциевые и хлоркалиевые.

Обработка бурового раствора, снижением водоотдачи в конечном итоге, будет способствовать удлинению срока устойчивости глинистых пород, но предотвратить осложнение не представляется возможным. Есть примеры, когда скважина была успешна, пробурена, с высокой водоотдачей, без осложнений. Следовательно, фильтрация бурового раствора не единственная причина обвалообразования.

Известно, что обвал в скважине не происходит сразу после вскрытия, а гораздо позже. На стенке скважины действует значительные знакопеременные, колебательные силы, возникающие при спуско-подъемных операций, вращение бурильной колонны, промывки скважины.



Определению величины гидродинамических давлений в скважине при спуско-подъемных операциях посвящено много теоретических и экспериментальных исследований [2, 4].

Причины возникновения гидродинамического давления при движении бурильной колонны объясняется следующим принципом. Жидкость, соприкасающейся с поверхностью бурильной колонны, увлекается вниз со скоростью, равной скорости спуска бурильных труб. Жидкость же, прилегающая к стенкам скважины, находится в покое, вследствие чего возникает разность скоростей между соседними слоями вязкопластичной жидкости и их взаимное скольжение, что вызывает внутреннее трение, за счет этого создается гидродинамическое давление.

А.К. Рахимовым [3] экспериментально установлена зависимость гидродинамического давления, возникающего при движении бурильной или обсадной колонны, от различных факторов.

Эмпирическое уравнение, полученное в результате эксперимента, имеет вид:

$$P_{ад} = 32 (L + l) \psi^5 e^{0,005T} (1 - e^{-1,8\psi\theta U}), \quad (1)$$

где $P_{ад}$ – гидродинамическое давление, МПа; L – длина бурильных труб, м; l – длина УБТ (утяжеленных бурильных труб), м; ψ – коэффициент перекрытия площади сечения скважины; e – основание натурального логарифма; T – условная вязкость раствора, с; θ – статическое напряжение сдвига бурового раствора, дПа; U – скорость движения бурильной колонны, м/с.

Уравнение (1) показывает, что гидродинамическое давление, возникающее при движении бурильной колонны, имеет экспоненциальный характер (рис. 1). В зависимости от скорости движения

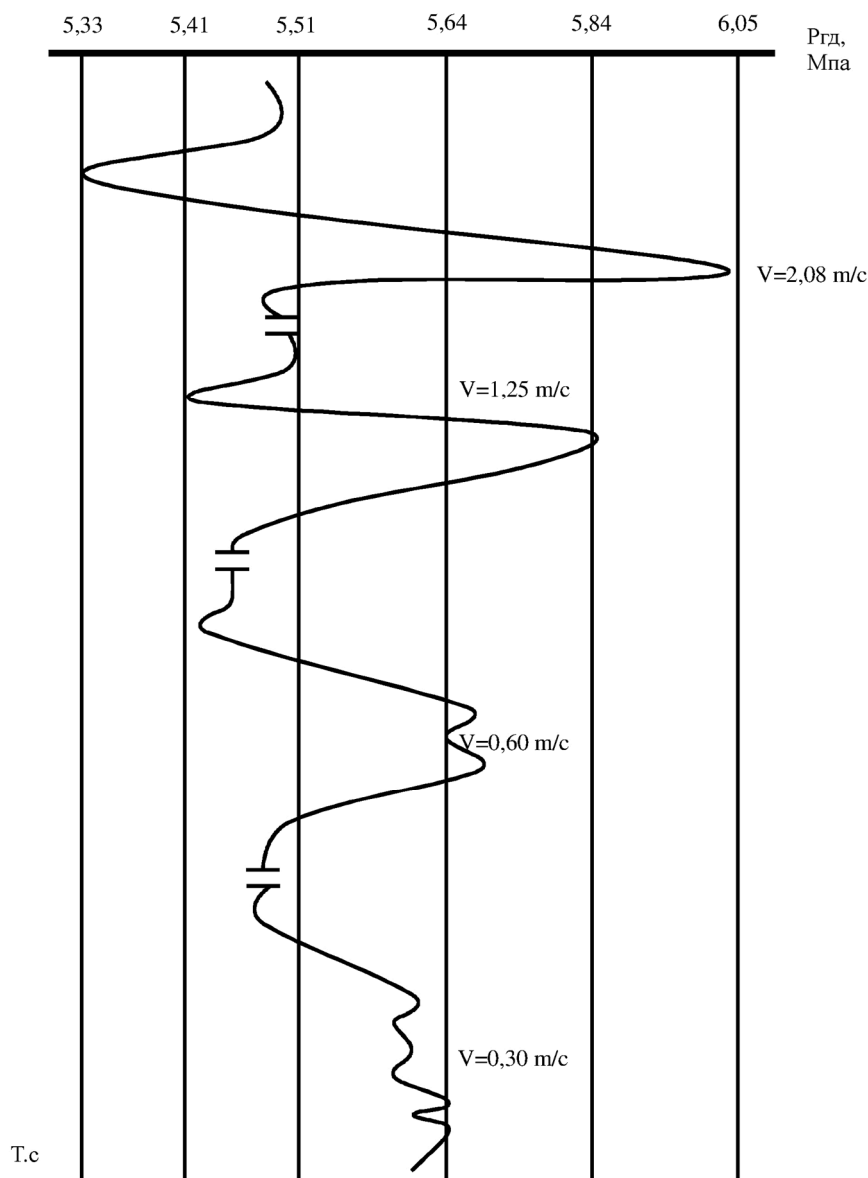


Рисунок 1 – Диаграмма $P_{ад}$ при СПО, $D_0 = 190 \text{ mm}$, $d_H = 127 \text{ mm}$, $D_K = 219 \text{ mm}$



колонны труб гидродинамическое давление может достигать значительных величин и колебаний, особенно, если скважина заполнена утяжеленным раствором с высоким значением СНС и вязкости. Частота и амплитуда колебания также увеличиваются с ростом скорости спуска труб.

В процессе спуско-подъемных операций стенки скважины многократно испытывают знакопеременное давление, достигающее до 5–6 МПа. Это давление возникает резко и кратковременно

При спуске бурильной колонны, стенки скважины испытывают десятки тысяч ударов, которые приводит к усталости породы и возникновению макро- и микротрещин. Многократное воздействие таких колебательных толчков, будучи к тому же ослабленной вследствие уменьшения сил сцепления отдельных частиц, за счет смазки ее по микро- и макротрещинам глинистым раствором или его фильтратом, легко обрушивается.

Для того чтобы, удлинить время наступления критической устойчивости породы необходимо снизить интенсивность спуско-подъемных операции за счет применения высокоэффективных алмазных долот режущегося типа PDC. Снижения скорости спуска бурильной колонны до 0,5–0,7 м/с, уменьшение гидродинамического давления за счет регулирования реологических и структурно-механических свойств раствора, а также изменением площади кольцевого сечения скважины.

Литература:

1. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М. : Недра, 1977. – 280 с.
2. Drilling Engineering // PennWell Books. PennWell Publishing Company. – Tulsa, Oklahoma, 1985. – С. 950.
3. Рахимов А.К., Стрелко И.Ш., Исламов Я.Р. Результаты экспериментальных исследований колебаний гидродинамического давления в скважине // Научно-технический сборник «Бурение». – М. : ВНИИОЭНГ, 1980. – № 2. – С. 14–20.
4. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М. : Недра, 2000. – 270 с.
5. Ю.И. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. – М. : Недра, 2000. – Т. 1. – С. 396–454.

References:

1. Gorodnov V.D. Physical and chemical methods of prevention of complications in drilling. – М. : Nedra, 1977. – 280 p.
2. Drilling Engineering // PennWell Books. PennWell Publishing Company. – Tulsa, Oklahoma, 1985. – P. 950.
3. Rakhimov A.K., Strelko I.Sh., Islamov Ya.R. Results of pilot studies of fluctuations of hydrodynamic pressure in the well // Scientific and technical collection «Drilling». – М. : VNIIOENG, 1980. – № 2. – P. 14–20.
4. Novikov V.S. Stability of clay breeds at well-drilling. – М. : Nedra, 2000. – 270 p.
5. Yu.I. Basarygin, V.F. Budnikov, A.I. Bulatov, the theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation. – М. : Nedra, 2000. – V. 1. – P. 396–454.



УДК 629.563.3

БУРОВЫЕ СУДА ДЛЯ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ**DRILLING SHIPS FOR RUSSIAN ARCTIC****Рахматуллин Дамир Валериевич**

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет
rdv@yandex.ru

Елисеев Сергей Юрьевич

студент,
Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет
sergeim941@gmail.com

Аннотация. В данной статье рассмотрено текущее состояние разработок и проведен анализ существующих конструкций буровых судов ледового класса. Рассмотрены способы защиты от плавучих льдов, как корпуса бурового судна, так и водоотделяющей колонны.

Ключевые слова: разведка арктических месторождений, буровое судно, буровая шахта, защитная турель, двойная система удержания судна.

Rakhmatullin Damir Valeriyevich

Candidate of Technical Sciences,
associate professor,
associate professor «Drilling of oil
and gas wells»,
Ufa State Oil Technical University
rdv@yandex.ru

Yeliseyev Sergey Yuryevich

Student,
Ufa State Oil Technical University
sergeim941@gmail.com

Annotation. This article discusses current status of development and the analysis of existing designs of ice-class drill ships. The methods of protection from floating ice, both the ship's hull and the riser are also given in this article.

Keywords: exploration of arctic oil and gas fields, drill ship, moon pool, protective and mooring turret, drill ship double retention system.

Российская Федерация обладает уникальными запасами нефти и газа, расположенными на арктическом шельфе и акваториях северных и дальневосточных морей. С постепенным удалением разведываемых месторождений от берега и мелководья встает вопрос об отсутствии техники и технологий для разведочного и эксплуатационного бурения на море в условиях Арктики. Тяжелая ледовая и климатическая обстановка не позволяет обычным полупогружным плавучим буровым установкам (ППБУ) и буровым судам осуществлять бурение и испытание скважин вне «бурового окна», которое составляет 2–3 месяца в арктических морях и 4,5 месяца в дальневосточных морях, т.к. льды вне этого периода представляют опасность для существующих буровых платформ.

В настоящее время Россия обладает двумя ППБУ: «Северное сияние» и «Полярная звезда», которые способны работать в легких ледовых условиях (битый однолетний лед толщиной до 0,7 м). Однако, как показал анализ существующих конструкций, ни одна страна в мире не обладает буровыми установками и буровыми судами, способными выдержать эксплуатацию в условиях дрейфующего битого льда толщиной 1,1–1,4 м, а также к самостоятельному плаванию во льдах за ледокольным судном. [4]

Все разрабатываемые перспективные проекты буровых установок направлены лишь на *повышение защиты водоотделяющей колонны* от ледовой нагрузки и на удержание позиции во время работы в сплоченном льду.

В связи с изложенным выше, необходима проработка проекта бурового судна, которое выгодно отличается от ППБУ следующими свойствами:

1. Наличие ледового класса не ниже Arc6, что позволит *осуществлять самостоятельное плавание за ледокольным судном* при смене позиции.
2. Наличие *защитной буровой турели с якорным устройством*, что позволит надежно защитить водоотделяющую колонну от плавучего льда.
3. Полное утепление, «винтеризация» буровой установки, что позволит экипажу производить работы при низких температурах.

В настоящий момент за границей уже существует буровое судно ледового класса Stena IceMAX. (рис. 1). Данное судно построено в Южной Корее на вервях «Samsung Heavy Industries» в 2012 г. и спроектировано с учетом требований [2] по ледовому классу PC-4, который соответствует классу Arc6 по российскому реестру судоходства. Полное наименование класса – DNV: +1A1 PC-4 Winterized Cold (–20 °C) (–30 °C) Ship-shaped Drilling Unit (N) HELDK-SH CRANE E0 F-AM DYNPOS-AUTRO DRILL(N).

Как следует из описания и конструкции бурового судна «Stena IceMAX», оно предназначено для работы в арктических морях, хотя и не имеет системы защиты водоотделяющей колонны от плавучих льдов. Согласно данным [1], на данном судне реализована защита буровой шахты от обмерзания путем орошения подогретой морской водой. По данным [3], а также по расшифровке наименования класса, можно сделать вывод, что это буровое судно имеет только динамическую систему удержания, а турель, проходящая через буровую шахту, отсутствует, соответственно, нет и якорной системы пассивного удержания.



Рисунок 1 – Буровое судно «Stena IceMAX» [3]

Серия экспериментов проведенных в ледовом бассейне и направленных на имитацию нагрузки на корпус судна от движущегося льда показали, что динамическая система удержания способна противостоять натиску плавучих льдов на корпус. Производилась имитация следующей ледовой обстановки: дрейфующий лед толщиной 0,7–1,3 м (при сплоченности 8/10), скорость приближения льдов: 0,3–1,0 узел. Далее, после окружения судна льдами производился поворот корпуса на 180° с помощью винторулевых колонок (ВРК). Результаты эксперимента убедительно показали, что динамическая система удержания способная противостоять сдвигу судна с точки бурения и также способна поворачивать корпус в разряженном льду.



Рисунок 2 – Модель судна в ледовом бассейне [1]

Однако постоянная работа ВРК приводит к повышенной нагрузке на генераторы, и, следовательно, к высокому потреблению топлива судовой энергоустановкой, что приводит к снижению автономности судна по топливу, удорожанию работ.

Обоснование безопасности работ бурового судна без защитной турели приведено в источнике [10]. Основой безопасности работ иностранные исследователи считают наличие комплекса мониторинга ледовой обстановки, в который включены как суда поддержки, так и воздушные и подводные беспилотные аппараты. Наличие данных о движении льдов, об их толщине и сплоченности позволяет заблаговременно остановить работы, отсоединиться от скважины и перейти на безопасное место.

Ведущими мировыми технологическими компаниями (Aker Solutions и Aker Arctic) ведется проработка проектов буровых судов для работы в Арктике. Особое внимание уделяется разработке ледостойкого корпуса судна, и в связи с этим, производились исследования прочностных свойств корпусов на масштабных моделях при заморозке в бассейнах. Аналогичные работы также были выполнены в Крыловском государственном научном центре в рамках проекта бурового судна «БС034». Следует отметить, что конструкции корпусов судов достаточно хорошо проработаны кораблестроительными компаниями, а современные марки сталей позволяют построить корпус практически любого ледового класса.

Помимо обеспечения прочности корпуса судна, который является опорным основанием для бурового оборудования также необходимо обеспечить защиту водоотделяющей колонны от плавучих



льдов. Актуальность этой проблемы подтверждается тем, что в этом направлении ведутся разработки и уже подано несколько заявок на патенты. Примечательно, что и российскими и зарубежными исследователями оптимальной признана конструкция ледовой защиты турельного типа.

Отечественный исследователь Таровик В.И. в своей работе [6], которая посвящена буровому судну для российской Арктики приводит следующие наработки по защитной турели: Встроенная турель диаметром 17 метров совмещена с буровой шахтой, а якорные цепи системы пассивного удержания проходят через стопорное устройство в корпусе турели и после этого закрепляются на корпусе судна. (см. рис. 3.) Таким образом достигаются сразу несколько целей: во-первых, реализуется двойная система удержания бурового судна, так как якорная система работает одновременно с системой динамического позиционирования, что снижает нагрузку на винторулевые колонки и снижает энергопотребление, во-вторых, способность бурового судна поворачиваться вокруг турели позволяет капитану сориентировать корпус корабля наиболее выгодным образом при шторме и при встрече с полями плавучего льда. Также следует отметить, что разработан и способ защиты водоотделяющей колонны от плавучего льда, попадающего под корпус бурового судна путем применения турели с затопляемым отсеком [7].

Принцип защиты от плавучего льда состоит в том, что затопляемый отсек турели опускается ниже основной плоскости бурового судна и тем самым препятствует попаданию льда в буровую шахту.

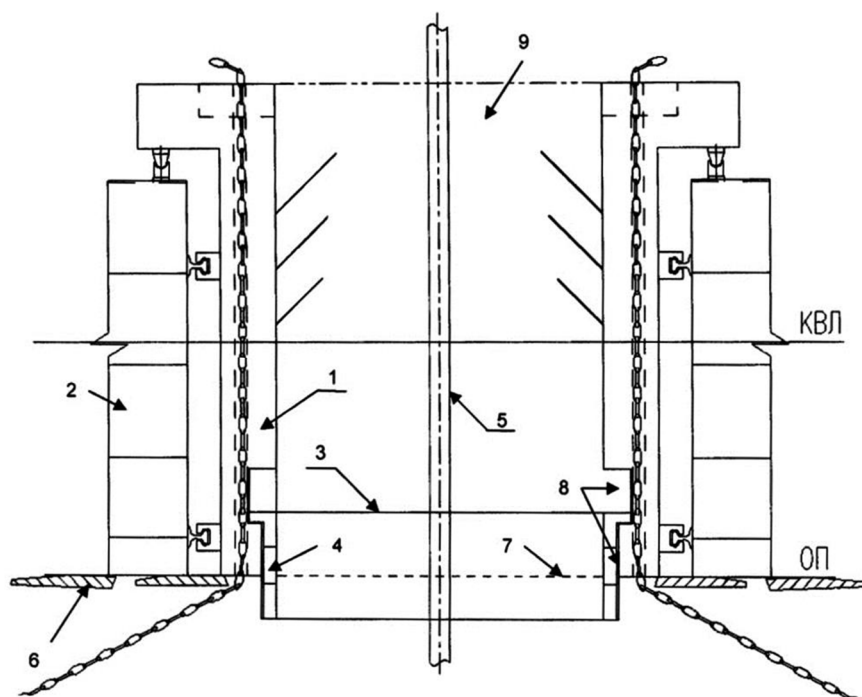


Рисунок 3 – Защитная турель с затопляемым отсеком

Для обеспечения безопасности буровых работ в Арктике крайне необходимо обеспечить быстрое отсоединение бурового судна и отход его на безопасное расстояние от ледовых полей. Для судов, которые используют только динамическую систему позиционирования, уход с точки бурения не представляет трудностей, так как для этого необходимо лишь разъединить нижний присоединительный узел водоотделяющей колонны, и далее поднять ее на несколько метров над подводным противовыбросовым оборудованием, после чего судно может самостоятельно двигаться в любом направлении. При активации аварийных систем разъединения данный процесс занимает от 15 секунд до нескольких минут.

При использовании двойной системы удержания, помимо отсоединения водоотделяющей колонны, также необходимо и отсоединение якорной удерживающей системы. При работе с турелью, описанной в патенте [7] для перемещения судна необходимо отделить якорные цепи от корпуса, и, следовательно, осуществить их сброс. Обратное присоединение якорных цепей предполагается произвести методом, описанным в патенте [8], то есть с использованием дистанционно управляемых подводных аппаратов. Так как подавляющее большинство подводных аппаратов требуют наличия кабеля для управления и спускоподъемных операций, то процесс обратного присоединения якорных цепей будет сильно осложнен плавучими льдами, которые могут перебить кабели управления.

Исследования [1] и [5] привели к разработке конструкции бурового судна, которая в целом повторяет российскую, но отличается применением уже отработанной на существующих плавучих комплексах добычи и отгрузки турели с отделяемым бумом. Цепи якорной удерживающей системы соединены с нижней частью турели, которая представляет собой отделяемый и затопляемый буй. При необходимости ухода с места бурения и сброса якорей происходит разъединение удерживающего устройства и практически мгновенно



венное затопление буя, который после этого опускается на некоторую глубину. Обратное соединение верхней части турели и буя не составляет трудностей и описано в патенте [9].

Турель с отделяемым буюм имеет неоспоримое преимущество перед турелью, через которую проходят цепи якорной системы. Процесс отсоединения и присоединения буя с якорной системой может происходить без участия вспомогательных судов.

Общими недостатками обеих конструкций являются:

1. Сложность при подъеме подводного противовыбросного оборудования: после подъема ПВО для обслуживания или ремонта необходимо переместить его от центра буровой шахты к рабочей зоне на борту судна, но так как в буровой шахте расположена турель, то данная операция невозможна. Корни этих сложностей лежат в том, что изначально турели предназначались для установки на плавучие комплексы добычи, где нет необходимости поднимать ПВО на борт судна. Для решения этой проблемы необходима кардинальная переработка компоновки буровой шахты.

2. Высокая вероятность обмерзания как пространства внутри турели, так и между ней и корпусом судна, что приведет в случае с отечественной разработкой к невозможности поворота судна вокруг оси турели, а в случае с иностранной разработкой – к невозможности сброса затапливаемого буя. Данную проблему можно решить как путем орошения подогретой морской водой, так и с помощью постоянного обогрева механизмов с целью недопущения нарастания льда.

Отечественными и зарубежными компаниями уже накоплено большое количество наработок по проектам буровых судов для Арктики. Для успешной их реализации необходим интерес инвесторов, которыми будут являться крупные государственные структуры, либо ведущие компании-операторы морских буровых платформ.

Литература:

1. MTS Dynamic Positioning Conference, DP Ice Model Test of Arctic Drillship, Torbjørn Hals (Kongsberg Maritime, Kongsberg), Norway Fredrik Efraimsson (Stena Rederi, Gothenburg, Sweden), October 11–12, 2011.
2. IMO Guidelines, 2002 (IACS Polar Ship Rules, 2006).
3. Сайт компании «Stena Drilling». URL : <http://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-icemax/>
4. Kryzhevich G.B. Design Problems and development prospects for ice-resistant semisubmersible floating drilling units. *The Arctic: ecology and economy*. – 2017. – № 4(28), P. 108–117. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-108-117.
5. Henric Hannus. Aker Solutions Arctic Drillship. – Norway, 2012.
6. Tarovik V.I. The concept of Drillship for Russian Arctic Shelf / Arctic Regional Oil&Gas Conference. Stavanger, Norway. 26 of February, 2013.
7. Патент РФ № 2012125990/11, 22.06.2012. ТУРЕЛЬ БУРОВОГО СУДНА // Патент России № 2508223. 27.02.2014 Бюл. № 6. / Таровик В.И., Вальдман В.А., Карелин Т.А., Фомичев Э.Н.
8. Патент РФ № 2012122344/11, 31.05.2012. Способ постановки бурового судна с турелью на систему якорного удержания в ледовых условиях // Патент России № 2508220. 27.02.2014 Бюл. № 6. / Таровик В.И., Вальдман В.А., Карелин Т.А., Фомичев Э.Н.
9. Патент РФ № 2010131829/11, 18.03.2009. Плавучая платформа с турелью, оснащенной отсоединяемым буюм для крепления соединительных труб, проходящих от дна к поверхности // Патент России № 2492101. 27.04.2012 Бюл. № 12/БАЙЛО Мишель (FR), ДЕНИЗ Жан-Поль (FR), МАРТИ Тома (FR).
10. Roger Skjetne, Lars Imsland, Sveinung Loset. The Arctic DP Research Project: Effective Station keeping in Ice. Modeling, Identification and Control. – 2014. – Vol. 35. – № 4. – P. 191–210. – ISSN 1890-1328.

References:

1. MTS Dynamic Positioning Conference, DP Ice Model Test of Arctic Drillship, Torbjørn Hals (Kongsberg Maritime, Kongsberg), Norway Fredrik Efraimsson (Stena Rederi, Gothenburg, Sweden), October 11–12, 2011.
2. IMO Guidelines, 2002 (IACS Polar Ship Rules, 2006).
3. Website of the company «Stena Drilling». URL : <http://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-icemax/>
4. Kryzhevich G.B. Design Problems and development prospects for ice-resistant semisubmersible floating drilling units. *The Arctic: ecology and economy*. – 2017. – № 4(28), P. 108–117. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-108-117.
5. Henric Hannus. Aker Solutions Arctic Drillship. – Norway, 2012.
6. Tarovik V.I. The concept of Drillship for Russian Arctic Shelf / Arctic Regional Oil&Gas Conference. Stavanger, Norway. 26 of February, 2013.
7. Patent of the Russian Federation № 2012125990/11, 6/22/2012. TOURIST'S FIR-TREE of the BORING VESSEL // Patent of Russia No. 2508223. 2/27/2014 Bulletin № 6. / Tarovik V.I., Valdman V. A., Karelin T.A., Fomichev E.N.
8. Patent of the Russian Federation № 2012122344/11, 5/31/2012. A way of statement of the boring vessel with a tourist's fir-tree on the system of anchor deduction in ice conditions//the Patent of Russia № 2508220. 2/27/2014 Bulletin № 6. / Tarovik V.I., Valdman V. A., Karelin T.A., Fomichev E.N.
9. Patent of the Russian Federation No. 2010131829/11, 3/18/2009. Floating platform with the tourist's fir-tree equipped with the disconnected buoy for fastening of the connecting pipes passing from a bottom to a surface // Patent of Russia № 2492101. 4/27/2012 Bulletin № 12/BAYLO of Michele (FR), DENISE Jean Paul (FR), MARTIE FR.
10. Roger Skjetne, Lars Imsland, Sveinung Loset. The Arctic DP Research Project: Effective Station keeping in Ice. Modeling, Identification and Control. – 2014. – Vol. 35. – № 4. – P. 191–210. – ISSN 1890-1328.



УДК 629.563.3

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ УДЕРЖИВАНИЯ БУРОВОГО СУДНА В ТОЧКЕ БУРЕНИЯ

WAYS OF IMPROVEMENT OF THE DRILL SHIP RETENTION SYSTEM

Рахматуллин Дамир Валериевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет
rdv@yandex.ru

Елисейев Сергей Юрьевич

студент,
Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет
sergeim941@gmail.com

Аннотация. В данной статье рассмотрены способы удерживания бурового судна в точке бурения, адаптированные к условиям Российского Арктического шельфа, а также приведен способ оптимизации временных затрат на установку и смену позиции бурового судна с помощью применения турели с отделяемым буюм.

Ключевые слова: российский арктический шельф, сезон бурения, турель бурового судна, отделяемый буй, установка на якорную стоянку.

Rakhmatullin Damir Valeriyevich

Candidate of Technical Sciences,
associate professor,
associate professor «Drilling of oil
and gas wells»,
Ufa State Oil Technical University
rdv@yandex.ru

Yeliseyev Sergey Yuryevich

Student,
Ufa State Oil Technical University
sergeim941@gmail.com

Annotation. This article discusses drill ship retention systems adapted to the conditions of the Russian Arctic Shelf, and also provides a method for optimizing the time required to install and change the position of a drill ship by using a turret with a detachable buoy.

Keywords: Russian Arctic shelf, drilling season, drill ship turret, detachable buoy, drill ship mooring.

Важнейшим элементом безопасности буровых работ на глубоководных морских месторождениях является точное удержание буровой платформы, либо бурового судна над устьем скважины.

Во время нахождения в море, как плавучие буровые платформы, так и буровые суда испытывают воздействие сил, возникающих под действием течений, ветра, волнения, что приводит к смещению платформы в горизонтальной плоскости от устья скважины, что в свою очередь ведет к отклонению водоотделяющей колонны от вертикального положения, к ее изгибу. Для предотвращения этих явлений на буровых судах (БС) и полупогружных плавучих буровых установках (ППБУ) применяют специализированные системы удержания.

Существует несколько способов удержания буровой платформы в точке бурения. Основными из них являются якорная, динамическая и комбинированная (двойная) системы удержания. Якорные системы удержания, применяются на глубинах не более 500 м, обладают высокой надежностью при малой стоимости, однако их применение ограничено ППБУ а также плавучими системами хранения и отгрузки нефти и газа (ПНК, FPSO). Так, на рисунке 1 приведена ППБУ «Полярная звезда», которая оснащена типичной для платформ такого класса якорной системой удержания, состоящей из восьми якорей с системой лебедочных станций, которые обеспечивают постоянный контроль натяжения каждой из якорных цепей, и как следствие – надежное удержание ППБУ над устьем скважины.

Восьми (рис. 2) и двенадцати точечные якорные системы удержания хорошо зарекомендовали себя при использовании на ППБУ и ПНК, и на данный момент являются наиболее надежными способами якорной фиксации.

Исторически сложилось, что ППБУ и буровые суда разрабатывались для работы в тропических и незамерзающих морях, например в Мексиканском заливе, а платформы, обладающие ледовой стойкостью, предназначенные для работы в Северном море (например, проект Moss Maritime CS-50 ставший образцом для ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние»), не были разработаны с учетом требований Арктики. В условиях Арктических морей, при встрече буровой платформы с ледовыми полями быстро происходит ее «вмерзание» в лед, деформация и разрушение опорного основания и колонн, и что самое опасное – разрушение водоотделяющей колонны.

Следствием этого является сезонный характер буровых работ, так как климатические условия Арктического шельфа позволяют производить работы по бурению и исследованию скважин лишь в



безледовый период, который например, в Карском море, где расположены крупнейшие месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское и др.) составляет всего 3 месяца. Данный временной промежуток достаточен для бурения, крепления и освоения лишь одной скважины за сезон, что сильно замедляет разведку и освоение существующих и новых месторождений.



Рисунок 1 – ППБУ «Полярная звезда» (КМ(*) [1] AUT1-ICS EPP semi-submersible ice-resistant MODU) . Хорошо видны пары якорей на опорных колоннах

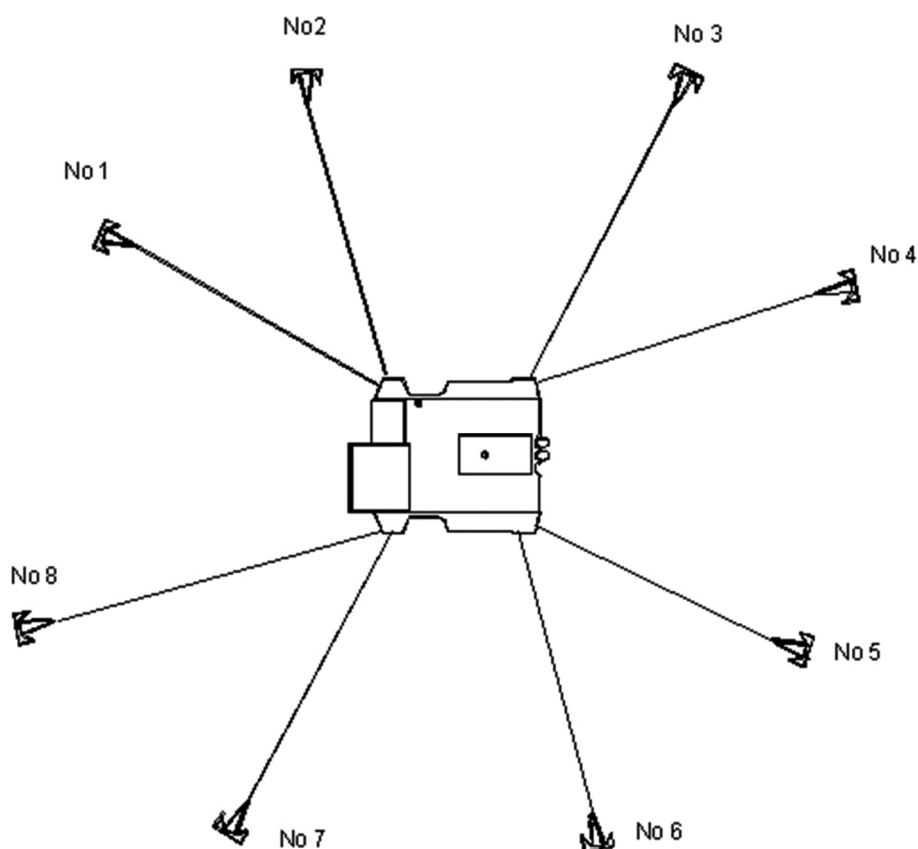


Рисунок 2 – Пример использования восьмиточечной якорной системы для фиксации ППБУ

Для ускорения разведки и разработки месторождений *необходимо произвести переход от практики сезонного бурения к круглогодичному*, что потребует повышенной ледовой стойкости и автономности от буровых судов.

Для повышения ледовой стойкости ППБУ используются различные подходы, направленные на снижение опасности исходящей от плавучих льдов, как для опорного основания, так и для водоотде-



ляющей колонны. В публикациях [2] и [3] приводится несколько путей увеличения ледовой стойкости ППБУ и защиты водоотделяющей колонны от плавучих льдов, однако оптимальным вариантом для арктических условий является применение бурового судна арктического класса, т.е. обладающее корпусом стойким к плавучим льдам, а также защищенным от низких температур оборудованием и рабочими площадками.

Примерами таких БС являются как уже существующие суда проекта «Пеликан»: «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко», суда современных проектов, например «Stena IceMax» (см. рис. 3), а также проект бурового судна «БС034» приведенный в [4].



Рисунок 3 – Буровое судно «Stena IceMAX» [6]

Буровые суда ледового класса имеют неоспоримые преимущества перед ППБУ:

1. Возможность самостоятельного перемещения во льдах при смене точки бурения, т.е. нет необходимости в буксировании.
2. Буровая шахта, расположена внутри прочного корпуса, а для защиты водоотделяющей колонны ото льда применяется как орошение («Stena Ice Max»), как и применение турели с затапливаемым отсеком (БС034, [5])

Несмотря на то, что БС «Stena IceMAX» обладает всеми качествами, необходимыми для работы в Арктике, оно имеет серьезный недостаток, связанный с тем, что для удержания БС в точке бурения применяется только система динамического позиционирования. Якорная система удержания на данном судне отсутствует. Исследования [8] проведенные в ледовом бассейне в Норвегии показывают, что динамическая система удержания способна противостоять натиску льдов, а также производить разворот судна, но это приводит к чрезмерному росту расхода топлива, что сказывается на автономности.

Особенностью БС, разработанного Крыловским государственным научным центром является применение встроенной турели, проходящей через буровую шахту, и соединенной с якорно-швартовой системой так, как это производится на судах типа ПНК. Данная система является прогрессивной, так как позволяет применить восьмиточечную систему удержания на БС, а также обеспечивает поворот БС относительно турели, что позволяет ориентировать судно оптимальным образом относительно течения и плавучих льдов. При этом достигается экономия топлива, так как основная нагрузка ложится на якорную систему, а система динамического позиционирования применяется только для разворота судна. Предлагаемая авторами изобретения [5] турель с затапливаемым отсеком показана на рисунке 4.

Предложенная В.И. Таровиком и группой авторов турель не лишена недостатков, а именно, способ постановки БС на якорную стоянку, описанный в [7] предусматривает использование подводных дистанционно управляемых роботов для буксировки скоб якорных цепей подо льдом, и далее подъем скоб на борт буксира-завозчика якорей. Большой вес якорной цепи потребует применения мощных подводных аппаратов (англ. – Heavy Work Class ROV) мощностью до 220 л.с.. А так как подавляющее большинство подобных аппаратов используют для управления и передачи энергии кабель, то их работа в ледовых условиях будет затруднена, также стоит отметить, что подводные аппараты подобного класса мало распространены и являются дорогостоящими.

В данной статье предлагается усовершенствовать турель бурового судна, а именно оснастить ее отделяемым бумом и гидравлической системой натяжения якорных цепей. Реализация данного усовершенствования позволит применить следующий способ производства работ, который будет способствовать ускорению процесса разбуривания и освоения морских месторождений.

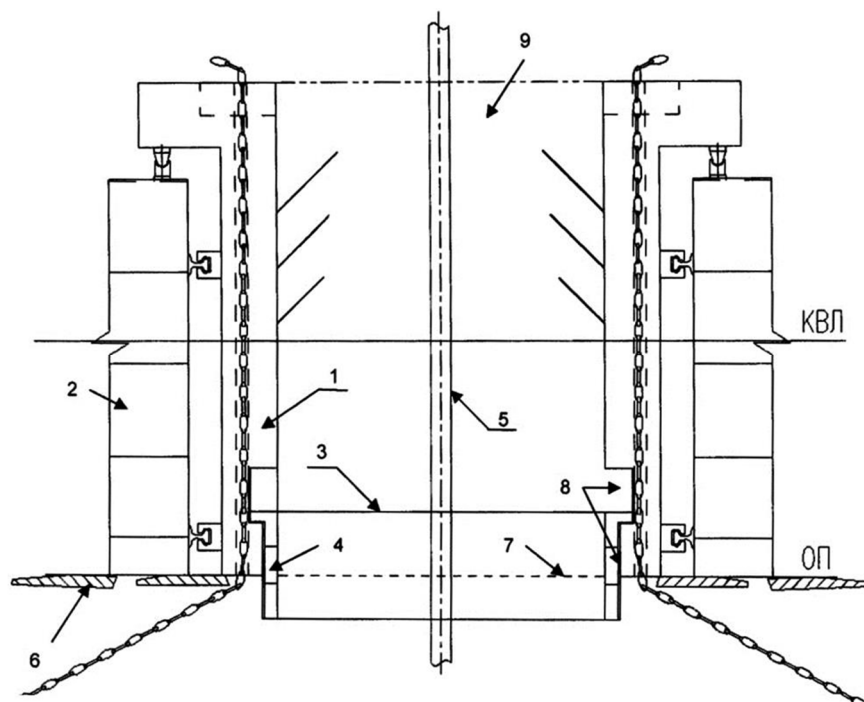


Рисунок 4 – Турель бурового судна с затапливаемым отсеком [5]

Во время подготовки к бурению, например во время безледового периода, в местах планируемого расположения скважин подготавливаются и затапливаются буи, которые предназначены для стыковки с турелью бурового судна. Якорные цепи, закрепленные на каждом из буюв, заранее подготавливаются, т.е. их длина соответствует глубине моря в точке бурения, а буй, согласно предлагаемой конструкции, имеет систему регулирования плавучести. Установка буя в месте бурения производится вспомогательными судами, также как и завоз и установка якорей. Во время стыковки турели и буя наличие вспомогательных судов не обязательно. Активация системы регулирования плавучести, наблюдение за процессом всплытия буя, также за контроль процесса стыковки можно осуществлять с помощью подводных аппаратов легкого класса, причем кабель управления будет проходить через турель, что защищает его ото льда.

Процесс установки судна на позицию и перехода к следующей скважине выглядит следующим образом:

1. Судно подходит к месту бурения, там, где заранее затоплена турель, и с помощью динамической системы позиционирования устанавливается над буюм (рис. 5).

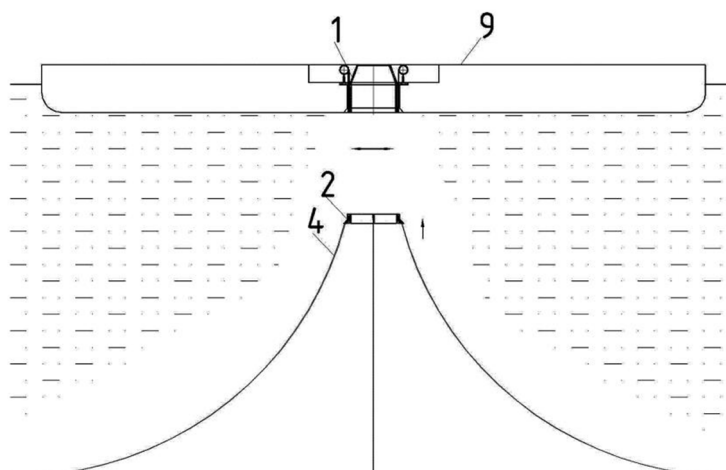


Рисунок 5 – Положение БС и буя перед стыковкой

2. Подается команда на всплытие буя, и с помощью системы регулирования плавучести буй всплывает на глубину, достаточную для его захвата.

3. Происходит захват буя и подтягивание его к турели, далее с помощью гидравлических лебедок производят регулировку натяжения якорных цепей (рис. 6).

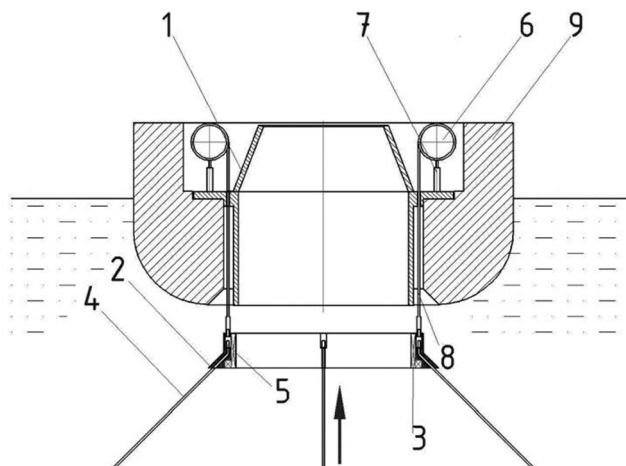


Рисунок 6 – Буровое судно в разрезе. Происходит захват и подтягивание буя к турели БС

4. БС производит бурение под направление, кондуктор, спуск подводного противовыбросового оборудования и прочие работы на скважине.

5. При необходимости оставления БС точки бурения производят расстыковку гидравлических замков, и далее буй под действием своего веса и веса якорных цепей затопливается на определенной глубине.

6. БС переходит к следующему месту бурения, где уже заранее был установлен аналогичный буй (установку и демонтаж буюв производят вспомогательные суда).

Заключение

Таким образом, применение защитной турели с отделяемым буюм и предлагаемый способ установки и смены позиции БС позволит уменьшить время, затрачиваемое на постановку БС на якорную стоянку, а двойная система удержания способствует снижению расхода топлива, так как снижается нагрузка на винторулевые колонки [4]. Вследствие экономии времени на операции, не связанные с бурением, можно достичь большей производительности работ, а благодаря применению БС ледового класса – расширить буровой сезон по крайней мере на несколько месяцев.

Литература:

1. Плавающие полупогружные буровые установки: история, современность, перспективы: Аналитический обзор. – СПб. : ФГУП «Крыловский Государственный Научный центр», 2014. – 212 с.
2. Крыжевич Г.Б. Проблемы проектирования и перспективы развития ледостойких полупогружных плавучих буровых установок // Арктика: экология и экономика. – 2017. – № 4 (28). – С. 108–117. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-108-117.
3. Крыжевич Г.Б. Концептуальные решения для ледостойких плавучих буровых установок, обеспечивающие круглогодичную эксплуатацию в арктике // Морские интеллектуальные технологии. – 2017. – № 3 (37). – Т. 3. – С. 44–47.
4. Таровик В.И. Суда технологического флота нефтегазовых месторождений: Буровое судно // Neftegaz.Ru. – 2013. – № 3. – С. 46. – URL : http://issuu.com/neftegaz.ru/docs/march_13
5. Патент РФ № 2012125990/11, 22.06.2012. Турель бурового судна // Патент России № 2508223. 27.02.2014 Бюл. № 6. / Таровик В.И., Вальдман В.А., Карелин Т.А., Фомичев Э.Н.
6. Сайт компании «Stena Drilling». – URL : <http://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-icemax/>
7. Патент РФ № 2012122344/11, 31.05.2012. Способ постановки бурового судна с турелью на систему якорного удержания в ледовых условиях // Патент России № 2508220. 27.02.2014 Бюл. № 6 / Таровик В.И., Вальдман В.А., Карелин Т.А., Фомичев Э.Н.
8. MTS Dynamic Positioning Conference, DP Ice Model Test of Arctic Drillship, Torbjørn Hals (Kongsberg Maritime, Kongsberg), Norway Fredrik Efraimsson (Stena Rederi, Gothenburg, Sweden), October 11–12, 2011.

References:

1. Floating semisubmersible drilling rigs: history, present, prospects: State-of-the-art review. – SPb. : Federal State Unitary Enterprise Krylov State Scientific Center, 2014. – 212 p.
2. Kryzhevich G.B. Problems of design and prospect of development of ice-resistant semisubmersible floating drilling rigs // Arctic: ecology and economy. – 2017. – № 4 (28). – P. 108–117. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-108-117.
3. Kryzhevich G.B. The conceptual decisions for ice-resistant floating drilling rigs providing year-round operation in the Arctic//Sea intellectual technologies. – 2017. – № 3 (37). – V. 3. – P. 44–47.



4. Tarovik V.I. Vessels of the technological fleet of oil and gas fields: Boring vessel // Neftegaz.Ru. – 2013. – № 3. – P. 46. – URL: http://issuu.com/neftegaz.ru/docs/march_13
5. Patent of the Russian Federation № 2012125990/11, 6/22/2012. Tourist's fir-tree of the boring vessel // Patent of Russia № 2508223. 2/27/2014 Bulletin № 6. / Tarovik V.I., Valdman V. A., Karelin T.A., Fomichev E.N.
6. Website of the Stena Drilling company. – URL : <http://www.stena-drilling.com/our-fleet/stena-icemax/>
7. Patent of the Russian Federation № 2012122344/11, 5/31/2012. A way of statement of the boring vessel with a tourist's fir-tree on the system of anchor deduction in ice conditions//the Patent of Russia № 2508220. 2/27/2014 Bulletin № 6 / Tarovik V.I., Valdman V. A., Karelin T.A., Fomichev E.N.
8. MTS Dynamic Positioning Conference, DP Ice Model Test of Arctic Drillship, Torbjørn Hals (Kongsberg Maritime, Kongsberg), Norway Fredrik Efraimsson (Stena Rederi, Gothenburg, Sweden), October 11–12, 2011.



УДК 521

ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

OPERATIONAL DETERMINATION OF THE EQUIVALENT CIRCULATION DENSITY OF DRILLING MUD

Русских Евгений Владимирович

магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет
russkikh.evgeny@gmail.com

Russkikh Evgeny Vladimirovich

Undergraduate of the department «Drilling of oil and gas wells», Industrial University of Tyumen
russkikh.evgeny@gmail.com

Аннотация. В работе проведён анализ расчётных значений ЭЦП, отображены возможные причины возникновения осложнений, связанных с ЭЦП, проведён лабораторный анализ керна, выведен коэффициент для расчёта ЭЦП в горизонтальном участке и предложена методика влияния на значение ЭЦП.

Annotation. The analysis of calculated EDS values was carried out, the possible causes of complications associated with EDS were analyzed, the laboratory analysis of the core was carried out, the coefficient for calculating EDS in the horizontal section was derived and a technique for influencing the EDS value was proposed.

Ключевые слова: бурение, горизонтальный участок, эквивалентная циркуляционная плотность.

Keywords: drilling, horizontal section, equivalent circulating density.

Введение

На сегодняшний день главными задачами являются сокращение расходов на строительство скважин и увеличение добычи углеводородов. Для этого продолжает совершенствоваться технология их строительства, так стали появляться горизонтальные скважины с несколькими ответвлениями от основного ствола (МЗС). Данные скважины имеют сложные профили – длинную протяжённость открытого ствола, в связи с чем, осложнения, вызванные в процессе строительства скважины, такие как: поглощение промывочной жидкости, ГНВП, осыпи и обвалы стенок скважины и ГРП приводят к ухудшению ТЭП. Нестабильность стенок открытого ствола скважины может сопровождаться осыпанием горных пород и привести к полной ликвидации скважины и зарезке дополнительных стволов. Большинство проблем возникает в слабосвязанных отложениях глин, глинистых сланцев и аргиллитов. Влияние на них бурового раствора приводит к их набуханию и разрушению. На устойчивость породы большее влияние оказывает эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора.

Актуальность работы

Циркуляционная система скважины состоит из ряда элементов (интервалов), в каждом из которых происходят гидродинамические потери давления нагнетания бурового раствора. При сложении потерь давления во всех этих элементах получим потери давления в циркуляционной системе скважины (величину давления, показываемую манометром на стояке).

Таблица 1 – Схема циркуляционной системы скважины

1	Стояк/верхний привод/ведущая труба
2	Бурильные трубы
3	УБТ
4	Скважинный инструмент
5	Насадки долота
6	Кольцевое пространство: открытый ствол/бурильная колонна
7	Кольцевое пространство: обсадная колонна/бурильная колонна

Полные потери давления в скважине могут быть выражены следующим образом:

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{назем.оборудование}} + P_{\text{БК}} + P_{\text{долото}} + P_{\text{к.п.}} \quad (1)$$

Каждое слагаемое можно подразделить ещё на несколько элементов и найти потери в них при помощи соответствующих вычислений. Для расчёта давления, которое ЭЦП оказывает на пласт, необходимо сложить потери давления циркуляции в кольцевом пространстве в интервале интересующей нас глубины скважины до устья и гидростатическое давление бурового раствора на глубине. Эта сила выражается как плотность бурового раствора, которая вызвала бы гидростатическое давление, эквивалентное такому давлению.



При бурении многозабойных и горизонтальных скважин в период 2016–2017 гг. получены осложнения, такие как поглощение, ГНВП и ГРП. Одной из возможных причин является большое значение ЭЦП (таб. 1).

Таблица 2 – Скважины с осложнениями

Куст	Скважина	Осложнение
1	1	поглощение БР
2	2	поглощение БР
3	3	поглощение БР

При бурении одного из ответвлений многозабойной скважины 3 получено поглощение бурового раствора (РУО ВЕТА IМАХ 1001–1005 кг/м³) интенсивностью 0,3–0,9 м³, также поглощение отмечалось во всех остальных горизонтальных участках (№ 1, 4, 5 и 5). Суммарное поглощение бурового раствора составило 6 м³. Одной из возможных причин осложнения является высокое значение ЭЦП, что привело к уменьшению проектной плотности БР на следующую многозабойную скважину этого же месторождения до 999–1010 кг/м³. Скважина 11 – зафиксировано поглощение БР в объёме 24 м³, плотность БР составляла 1018 кг/м³, выявлено набухание глинистых отложений. Скважина 1 – потеря давления при нагрузке на долото, ввод кольматирующей пачки, суммарное время НПВ 20 ч.

Целью работы является создание метода оперативного определения эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора.

Для достижения цели были поставлены **следующие задачи**:

- анализ существующих пробуренных скважин с осложнениями;
- сравнение проектных и фактических данных плотности бурового раствора и давления на манифольде, для выявления фактического значения ЭЦП и определения «окна бурения»;
- нахождение зависимости между давлением на манифольде и ЭЦП;
- описание влияния ЭЦП на разрушаемую породу;
- создание метода влияния на ЭЦП.

Объектом исследования являются участки скважин (наклонно-направленный (ННУ) и горизонтальный).

Предметом исследования является эквивалентная плотность бурового раствора.

Теоретическая основа влияния эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора на открытый ствол скважины

Границы «окна бурения» проходят между градиентом гидроразрыва пласта и поровым давлением. Данные подтверждаются геомеханической моделью. Так, при превышении верхней границы, может произойти поглощение бурового раствора, а нижней осыпание стенок ствола скважины. Особенно ярко это выражено в горизонтальном участке, где из-за зашламовывания ствола скважины и относительно малых диаметрах происходит увеличение ЭЦП. Находясь в таких крайне жёстких условиях, требуется преждевременно определять «окно бурения» для предотвращения возможных осложнений.

Инженерный расчёт буримости осложнённых скважин

На основании проектных и фактических данных произведён расчёт для определения планового и фактического значения ЭЦП по данным из «Индивидуального технического проекта» и фактических данных из суточных рапортов супервайзера. Расчёт произведён в несколько этапов с использованием программного обеспечения (ПО) «WellPlan» и расчётных формул ЭЦП и «Метода Итона» для определения градиента гидроразрыва пласта (ГРП).

Согласно расчётам, в ПО WellPlan, плановое значение ЭЦП в наклонно-направленном участке отличается от фактического на 5 %, а в ГУ на 10 %. В горизонтальном участке значения находятся на границе значения ГРП, что подтвердил расчёт на скважину 1, где отмечено поглощение бурового раствора. Определение верхней границы «окна бурения» было выполнено по «методу Итона»

$$FG = FP + (OBG - PP) \cdot \frac{v}{(1-v)}, \quad (2)$$

где FP – градиент порового давления; OBG – градиент порового давления; v – коэффициент Пуассона.

Формула расчёта градиента гидроразрыва пласта (ГРП) применяется в программных продуктах «Eclipse» и «Petrel» компании «Шлюмберже». Нижняя граница – поровое давление остаётся постоянной.



Расчётные формулы для расчёта ЭЦП:

$$ECD = \frac{P}{H \cdot g} + \rho_{б.р.} + (\rho_{г.п.} - \rho_{б.р.}) \cdot \frac{C_{об.долячастиц}}{100} - \tag{3}$$

формула Бабаян Э.В., Черненко А.В. – Инженерные расчёты при бурении [1], где P – давление на стояке; H – глубина по вертикали; g – ускорение свободного падения; $\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора; $\rho_{г.п.}$ – плотность горной породы; c – собственная доля твердых частиц.

$$ECD = \frac{P_h + P_f}{0,052 \cdot (D_{tvd})} - \tag{4}$$

формула Dong Ying – University of Petroleum Press [2], где P_h – точка перехода гидростатики в динамику; P_f – точка перехода потерь давления в ЭЦП; D_{tvd} – глубина по вертикали; 0,052 – константа перевода.

В ПО «WellPlan» расчёты проводились в двух вариантах (от проектных и фактических данных). Информация по скважинам принята из «Индивидуальных технических проектов» и фактических данных супервайзера. При расчёте плановых значений использовалась «классическая» компоновка низа бурильной колонны, в то время как для фактических компоновка подбиралась индивидуально. Согласно расчётам, фактическое значение ЭЦП отличается от планируемого. Связано это с тем, что фактическая компоновка может включать дополнительные элементы отличные от «классической»: диаметрами, отклонениями свойств бурового раствора (чаще всего превышение плотности) и изменением самой траектории ствола скважины. В сумме все эти факторы, при расчёте, дают повышенное значение ЭЦП.

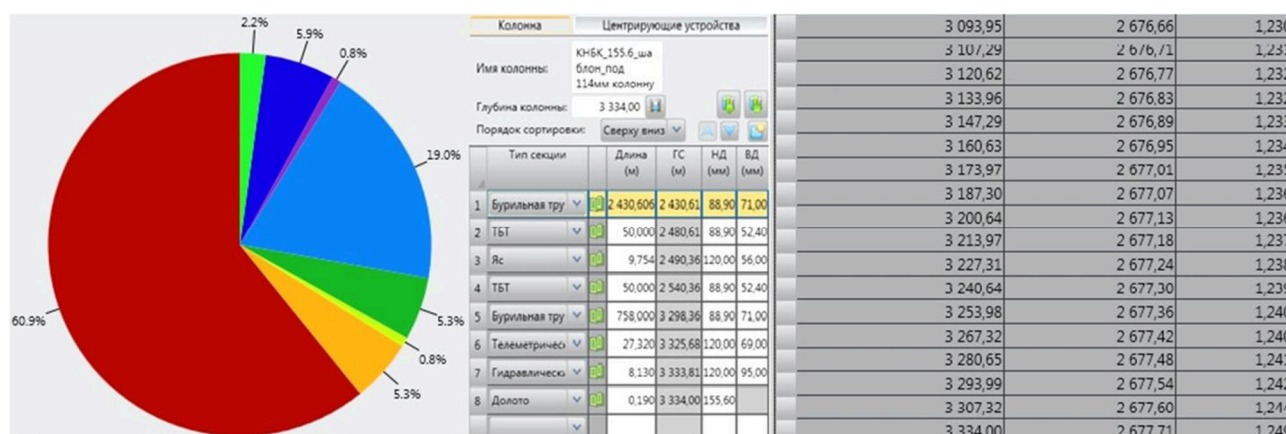


Рисунок 1 – Параметры ПО «WellPlan»

В таблице 3 и 4 приведены результаты, на основании которых построены диаграммы и определён расчётный коэффициент.

Таблица 3 – Сравнение проектных и фактических данных по наклонно-направленному участку

Скважина / Куст	Плотность БР проект, кг/м ³	Плотность БР факт, кг/м ³	Давление на манифольде проект, МПа	Давление на манифольде факт, МПа	ЭЦП проект WellPlan, кг/м ³	ЭЦП факт WellPlan, кг/м ³	Глубина вертикаль, м
1/17	1160	1160	12	11,77	1250	1260	2680,65
2/23	1160	1190	17,5	15,69	1250	1290	2762
3/29	1160	1180	17	14,705	1250	1290	2678,67
4/34	1160	1170	17,35	12,74	1250	1280	2644,3
5/17	1140	1160	13,73	13,7	1240	1270	3013,31
6/23	1160	1180	14,7	10,3	1224	1268	2757,98
7/28	1160	1170	17,23	14,76	1263	1273	2681,91

Таблица 4 – Сравнение проектных и фактических данных по горизонтальному участку



Скважина / Куст	Плотность БР проект, кг/м ³	Плотность БР факт, кг/м ³	Давление на манифольде проект, МПа	Давление на манифольде факт, МПа	ЭЦП проект WellPlan, кг/м ³	ЭЦП факт WellPlan, кг/м ³	Глубина вертикаль, м
1/17	1080	1090	17,9	15,1	1227	1307	2688,65
2/23	1080	1090	19,2	18,75	1337	1463	2763,3
3/29	1040	1040	20,56	21,1	1396	1517	2676,35
4/34	1080	1100	18,8	13,7	1277	1479	2649,6
5/17	1080	1070	17,58	15	1262	1425	3020,65
6/23	1080	1090	16,79	18,23	1373	1482	2790,3
7/28	1060	1090	18,51	25	1257	1363	2682,29

Описание способов определения эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора

При традиционном бурении плотность бурового раствора подбирается так, чтобы его статический градиент был выше давления вскрытого пласта. Во время циркуляции давление, приложенное к пласту, повышается вследствие потерь на трение. Согласно расчётам, в ПО «WellPlan», из-за реологических свойств бурового раствора и особенностей конструкции скважины (малый диаметр кольцевого пространства) эквивалентная циркуляционная плотность варьируется в пределах от 1250–1500 кг/м³, в то время как градиент ГРП равен 1,52 кг/м³. Таким образом, во время циркуляции на пласт оказывается требуемое противодавление, но при этом в статических условиях пластовое давление перестаёт быть скомпенсированным, что приводит к притоку пластового флюида. В то же время потеря циркуляции ведёт к снижению уровня раствора и гидростатического давления в скважине, что опять приводит к притоку (проявлению) пластового флюида.

При расчёте ЭЦП для наклонно-направленного участка учитывались средняя глубина по вертикали составляет 2745,5 м, давление на манифольде 14 Мпа, фактическая плотность бурового раствора, значения которой принимаются из суточного рапорта супервайзера, отличается от плановой в рамках правил безопасности. Результаты показывают, что «зона неопределённости ЭЦП» составляет 5 %. Осложнений, связанных с высоким значением эквивалентной циркуляционной плотностью, выявлено не было, что подтверждают результаты расчёта по формулам и в программном продукте.

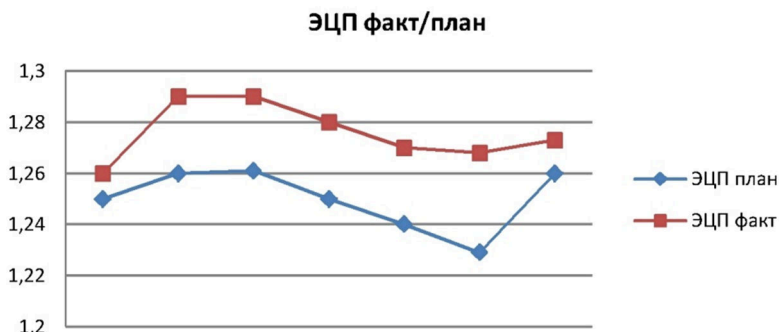


Рисунок 2 – «Зона неопределённости ЭЦП» для ННУ

Таблица 5 – Исходные данные для расчёта по результатам выборки

Скважина	Раствор	Плотность, г/см ³		Пл. Вязкость, мПа · с	СНС, дПа		Q _{факт} , л/с	Насадки
		План	Факт		10 сек	10 мин		
1	ПГК	1,16	1,16	15–22	10–40	20–70	32	4x15 / 2x11,1
2	ПГК	1,16	1,19	15–22	10–40	20–80	32	8x11,1
3	Воремах	1,16	1,18	15–22	10–40	20–70	32	3x12 / 3x16
4	ПГК	1,16	1,17	15–22	10–50	20–80	32	8x11,1
5	ПХКР	1,14	1,16	15–22	5–25	15–50	32	4x9,5
6	ПГК	1,16	1,18	12–22	10–50	20–70	32	8x9,5
7	ПГК	1,16	1,18	12–22	10–50	20–70	32	8x9,5

До настоящего времени бурение горизонтальных участков в условиях поглощения бурового раствора на углеводородной основе велось с применением кольматирующих добавок. Данный способ может ухудшить фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта в зависимости от объёма поглощённого бурового раствора и кольматанта. Присутствует риск не добиться восстановления циркуляции про-



мывочной жидкости для дальнейшего углубления скважины и достижения проектной глубины.

Так, для определения «окна бурения» рассчитывается градиент ГРП «по методу Итона». Пороговое давление принимается за 1. По результатам расчёта в ПО «WellPlan» (таб. 2, таб. 3) создаётся «зона неопределённости ЭЦП» от плановых и фактических значений. При совмещении диаграмм (ЭЦП план/факт) складывается искомая «зона неопределённости ЭЦП», в пределах которой и находится фактическое значение. Поглощение бурового раствора, полученное на скважине 3, подтверждает результат расчёта и доказывает, что фактическое значение ЭЦП проходит на границе градиента ГРП. Результаты, полученные при расчёте по формулам в горизонтальном участке, отличаются от ПО «WellPlan» более чем на 15 %.

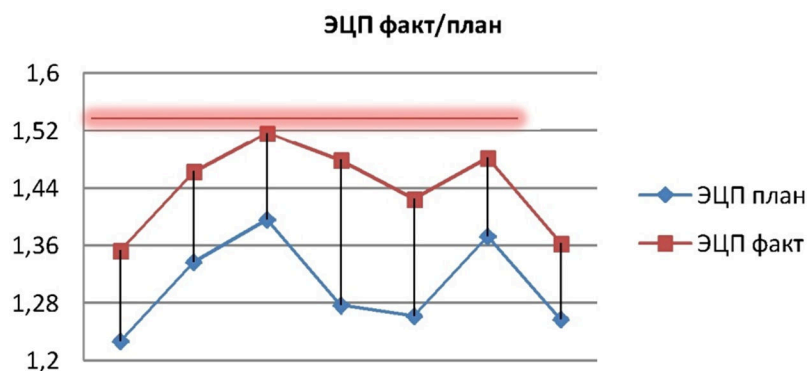


Рисунок 3 – «Зона неопределённости ЭЦП» для ГУ

Таблица 6 – Исходные данные для расчёта по результатам выборки

Скважина	Раствор	Плотность		Пл. Вязкость, мПа·с	СНС, дПа		Q _{факт} , л/с	Насадки	Обороты ротора
		План	Факт		10 сек	10 мин			
1	ALK-SB GN	1,08	1,09	8–18	20–70	40–120	16	4x15,9 / 2x11,1	20
2	БЕТА МАХ	1,08	1,09	10–20	10–40	20–80	16	6x11,0	30
3	БЕТА МАХ	1,04	1,04	20	30	40	14	3x8 / 4x11	30
4	БИБР	1,08	1,10	8–18	20–70	20–70	16	6x11,1	25
5	SBGN KCL	1,08	1,07	8–18	20–70	40–120	14	4x7,1 / 2x11,1	30
6	SB	1,08	1,09	12–22	10–50	20–70	16	6x11,0	40
7	SB GN	1,08	1,09	8–18	20–70	40–100	16	6x11,0	20

Исходя из этого, просматривается зависимость значения ЭЦП и давления на манифольде при бурении горизонтального участка, следуя которой можно принять коэффициент расчёта ЭЦП для формулы (1), который равен 0,011–0,013. Результат определяется как отношение давления на манифольде (Мпа) к расчётному коэффициенту.

Данный коэффициент приближает нас к созданию метода «оперативного определения ЭЦП».

Основная задача работы – это поиск способа оперативного определения эквивалентной циркуляционной плотности в полевых условиях, где отсутствует программное обеспечение, а оперативные решения требуется принимать незамедлительно. Так, при рассмотрении зависимости фактических значений ЭЦП и давления на манифольде, прослеживается следующая зависимость: чем выше давление манифольде, тем больше значение ЭЦП (рис. 4). «Маркерами» в данном случае является зависимость от глубины скважины. На крайних значениях, скважины 1 и 7, где давление на манифольде 15,1 и 15 Мпа, глубина по вертикали 2688,65 м и 2682,29 м соответственно, видно, что значения ЭЦП практически равны. Следующие скважины: 3, 4 и 6 показывают точно такой же результат. Диаграмма (рис. 4) отображена с учётом погрешности в 5 %.

Из-за переменного давления столба жидкости в скважине, при переходе из статического состояния в динамическое и последующим увеличением давления, буровой раствор может проникать в призабойную зону либо выходить из неё – «дыхание скважины». При подъёме бурильного инструмента происходит снижение давления и ЭЦП до нижней границы «зоны неопределённости», то есть ниже порогового давления, что может вызвать обвалы стенок скважины. В среднем, время подъёма инструмента от забоя составляет 40-60 секунд на свечу, сокращение этого времени приведёт к критическому значению ЭЦП (рис. 6).



ЭЦП факт от давления на манифольде

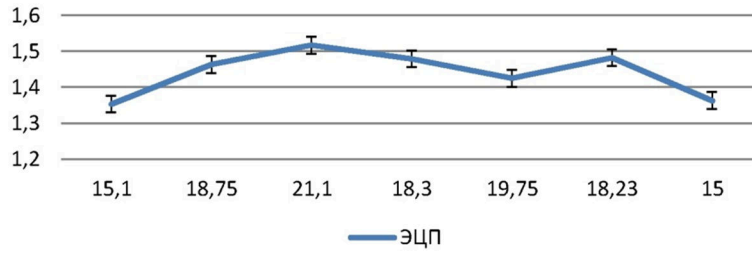


Рисунок 4 – График изменения ЭЦП от давления на манифольде

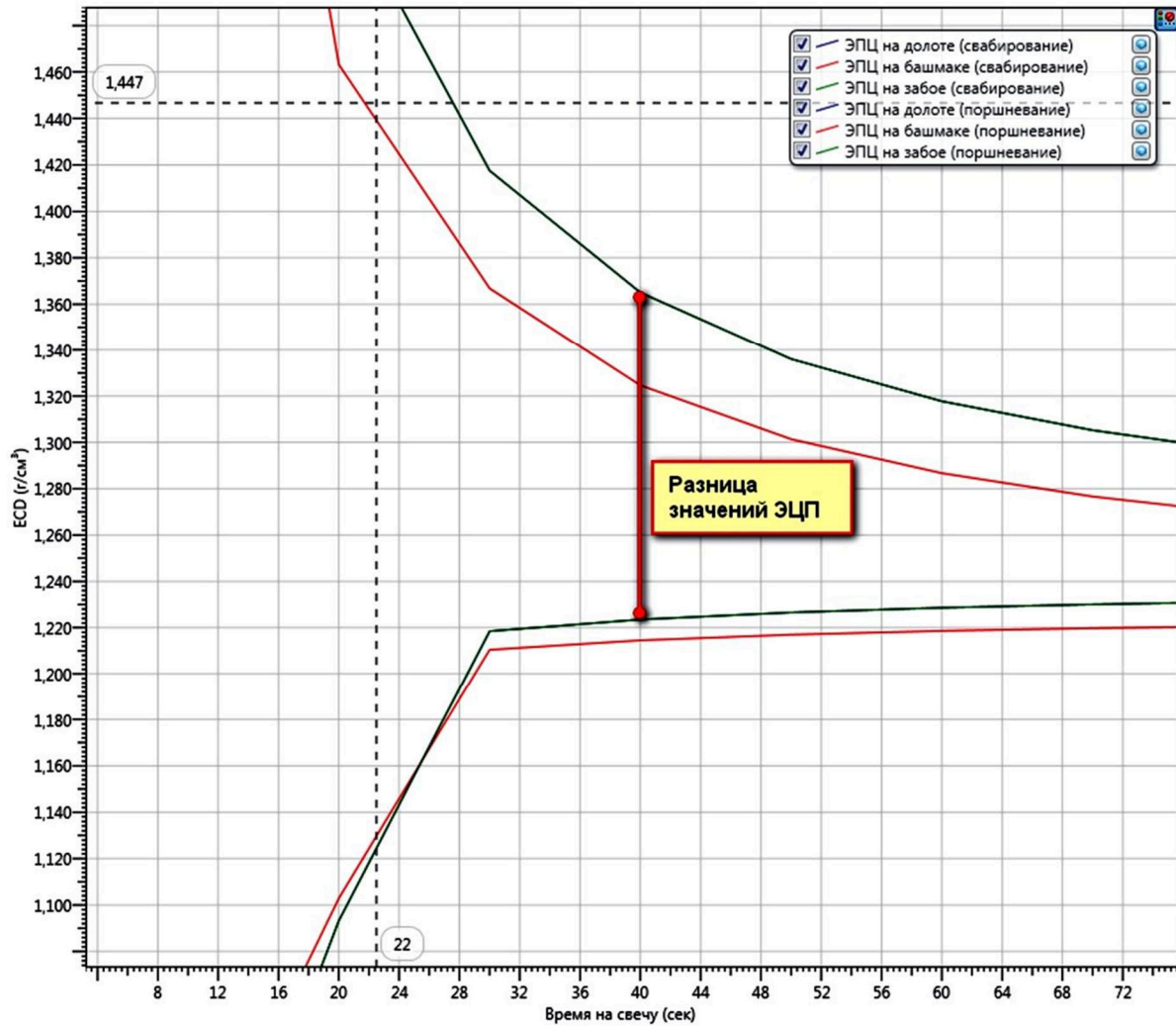


Рисунок 5 – ЭЦП при подъёме бурильного инструмента

ЭЦП в процессе бурения и свабирования

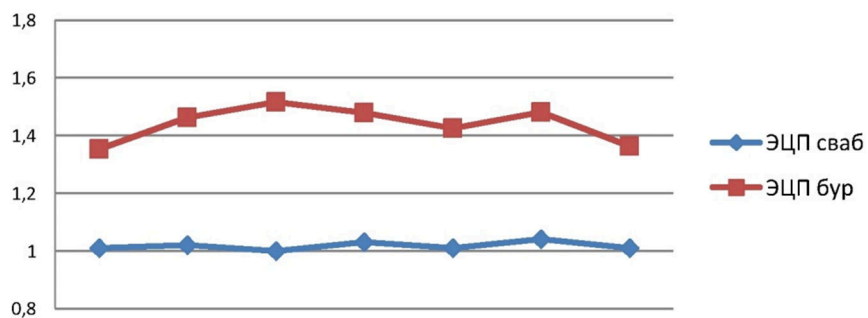


Рисунок 6 – Разница значений ЭЦП при операциях



Разница, возникающая между значениями ЭЦП в процессе спуска и подъёма бурильного инструмента, составляет около 15 %. Для расчёта оптимального значения ЭЦП в ПО «WellPlan» требуется отдельная лицензия на данный модуль. Если заранее просчитать и определить оптимальное значение, то можно сократить «зону неопределённости» до 7 % и уменьшить риск возникновения осложнений.

Влияние ЭЦП на открытый ствол скважины

Время бурения горизонтального участка в среднем составляет 100 часов, так как в качестве примера были использованы скважины, пробуренные, в интервале залегания аргиллитов, то целесообразно показать результаты воздействия ЭЦП на данную горную породу. В процессе разрушения горной породы происходит увеличение каверны в интервале залегания аргиллитов, что подтверждают результаты кавернометрии.

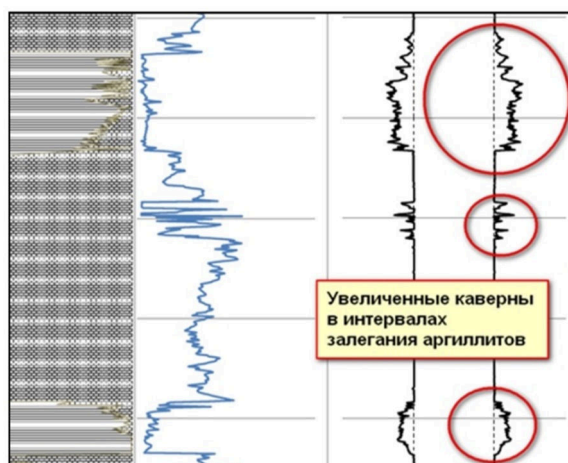


Рисунок 7 – Кавернометрия

Во время бурения аргиллиты теряют стабильность. Стабильность аргиллитов находится под влиянием характеристик как самой породы (минералогия, пористость и т.д.), так и характеристик бурового раствора. Для проведения теста на образование трещин использовались 4 образца керна. Образцы подвергались воздействию различных флюидов в течение 6 дней.



Рисунок – 8 Образец керна

Таблица 8 – Результаты лабораторных исследований

Образец	Среда	48 часов	144 часа
№ 1	вода	увеличение трещин	раскол
№ 2	20 % NaCl	увеличение трещин	разрушение в местах сколов
№ 3	7 % KCl	увеличение трещин	уменьшение стабильности
№ 4	7 % KCl + 3 % KLA-STOP	незначительное увеличение трещин	незначительное увеличение трещин

Методика управлением эквивалентной циркуляционной плотностью

Эквивалентная циркуляционная плотность зависит от следующих факторов: свойств бурового раствора, диаметра кольцевого пространства, скорости вращения бурильной колонны. Существующие способы представляют собой использование дорогостоящего забойного и наземного оборудования, которое было создано для морского бурения и оптимизированно для бурения на суше.

Исходя из проектных данных, правил безопасности и паспортных данных забойного оборудования



(ВЗД, БТ, Долото) мы имеем интервал регулирования определённых параметров, влияющих на ЭЦП.

При расчёте значения ЭЦП в ПО «WellPlan» используются следующие параметры: диаметр кольцевого пространства, состав и плотность бурового раствора пластическая вязкость, предел текучести, максимальный и минимальный расход, диаметр частиц шлама, плотность шлама, пористость пласта, скорость проходки, скорость вращения ротора и СНС. Результаты расчётов представлены в таблице 9.

Следуя алгоритму расчёта в гидравлическом модуле, указываем вышеперечисленные параметры согласно фактических данных из сводки супервайзера. В процессе бурения происходит изменение свойств бурового раствора. С увеличением концентрации твёрдой фазы в промывочной жидкости возрастает её плотность, но одновременно снижается показатель фильтрации; обработка промывочной жидкости полимером для уменьшения показателя фильтрации вызывает рост вязкости жидкости.

Используем вышесказанное, при расчёте в ПО «WellPlan». На примере скважины 1 куста № 17, где было зафиксировано поглощение бурового раствора (ПГК плотностью 1160 кг/м³) и расчётное ЭЦП составило 1343 кг/м³. Расчёт производится в «фактическом кейсе», с использованием режимов и диаметров из данных супервайзера. Так, при изменении некоторых входных расчётных параметров удалось добиться изменения значения ЭЦП.

Таблица 9 – Параметры расчёта

Скважина	Пластика факт	СНС факт		Обороты	ЭЦП от факта	ЭЦП измен
1	12 (-4)	29 (-9)	49 (-4)	20 (+20)	1307	-8 %
2	12 (-4)	30 (-10)	40	30(+10)	1463	-9 %
3	34 (-15)	40 (-15)	45 (-17)	30(+10)	1517	-9 %
4	12 (-3)	20	70 (-30)	25 (+15)	1479	-4 %
5	11 (-2)	29 (-8)	53 (-13)	30 (+10)	1425	-10 %
6	10 (-2)	39 (-10)	59 (-10)	40	1482	-10 %
7	8	39 (-10)	49 (-10)	20 (+20)	1363	-9 %
Средне улучшение, %						8,5 %

Поддержание параметров бурового раствора на более низком проектном уровне и увеличение числа оборотов ротора позволило уменьшить значение ЭЦП в горизонтальном участке на 8,5 % (таб. 9).

Мировой опыт влияния и контроля за ЭЦП

«НК Роснефть» была опробована система «Бурение с регулируемым давлением» (БРД), её особенностью является полная герметичность на участке буровой насос – газосепаратор, что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск возникновения ГНВП. Основные элементы БРД представлены на рисунке 9.

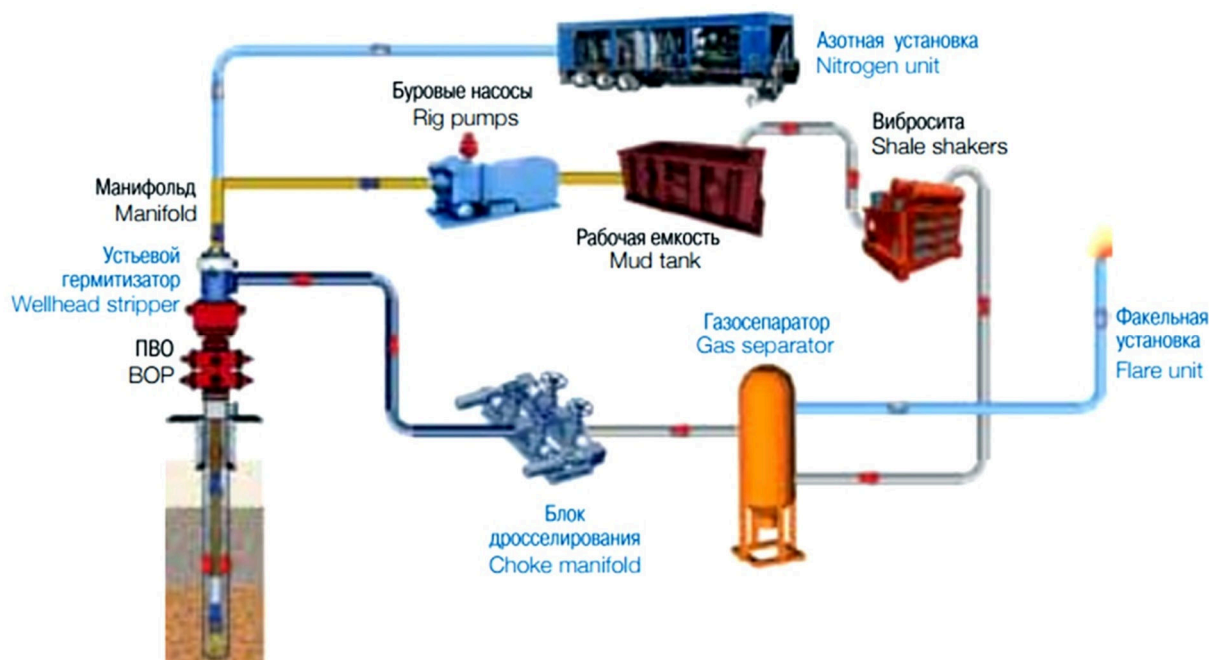


Рисунок – 9 Система БРД



1) Роторный устьевой герметизатор обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента; 2) азотная установка используется для производства и подачи азота в объёме до 35 м³/мин с рабочим давлением до 24,5 Мпа; 3) дроссельный блок обеспечивает создание требуемого противодавления в скважине как в динамических, так и в статических условиях; 4) газосепаратор эффективно отделяет газовую фазу от жидкости; 5) факельная установка применяется для сжигания газа, поступающего из газосепараторной установки.

При бурении удалось добиться поддержания ЭЦП в пределах 0,78–0,82 г/см³ при подаче бурового раствора 11 л/с и производительности азотных установок 20 м³. Главную роль в определении ЭЦП сыграл газовый расходомер.

Одна из основных задач применения систем БРД заключается в сокращении объёмов поглощаемого бурового раствора при бурении. Объём поглощения бурового раствора в среднем по месторождению составляет 4082 м³ / 1000 м, в то время как в первой скважине, пробуренной с применением БРД, данный показатель существенно ниже – 637 м³ / 1000 м.



Рисунок 10 – Объём поглощений

Еще одним способом является изменение геометрии бурильных труб с целью снижения эксцентриситета, который приводит к уменьшению потерь давления в кольцевом пространстве [5]. В процессе работы была построена математическая модель бурильной трубы с учётом всех конструктивных элементов. После этого проведены расчёты с использованием программного обеспечения для диаметров 89 мм, 102 мм и 127 мм. Результат показал, что при уменьшении наружного диаметра соединения на 5 % возможно уменьшить значение ЭЦП на 10 %.

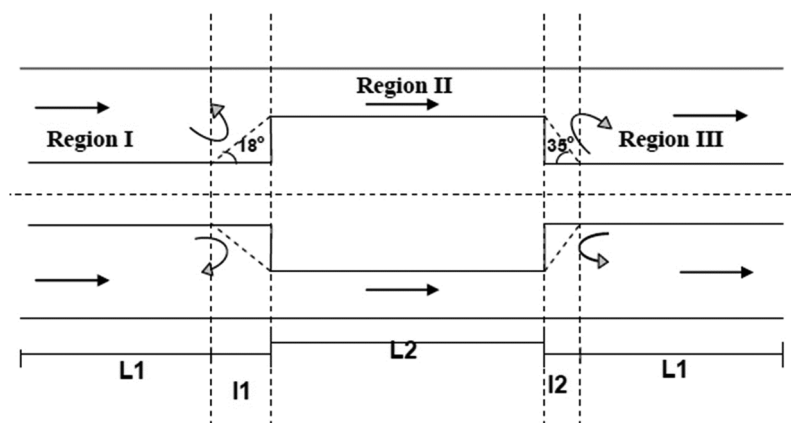


Рисунок 11 – Области перепада давления

Заключение

Полученные результаты расчёта ЭЦП по фактическим значениям показывают, что при бурении горизонтальных участков фактическое давление близко либо находится на границе ГРП, что доказывают значения и зафиксированные осложнения на ранее пробуренных скважинах. При СПО происходит уменьшение ЭЦП на 15 %. Расчётом доказано, что значение ЭЦП может быть ниже «границы порового давления», что в свою очередь может привести к осыпям стенок ствола скважины.

Доказано, что высокое значение ЭЦП негативно сказывается на интервале залегания аргиллитов, в котором зафиксированы осложнения.

Определён расчётный коэффициент для формулы (1) с помощью которого, можно определить значение ЭЦП, равное расчёту в ПО «WellPlan» с поправкой в 10–15 %.

Метод оперативного определения эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора позволяет в сжатые сроки узнать фактическое значение ЭЦП, следовательно, определить фактическое забойное давление.



Следующим этапом работы является использование существующей модели расчёта для установления зависимости для бурильных труб с диаметрами 73 мм и 102 мм различных производителей и уменьшение процента ошибки при расчёте ЭЦП.

Заключение

Теоретические результаты использования методов снижения трения зависят, в основном, от геометрии ствола, количества и расположения инструмента. Модели момента и усилия служат прекрасным подспорьем при выборе количества и местоположения такого инструмента. Можно добиться значительного снижения крутящего момента, снижения веса на крюке при подъеме инструмента, установив в «правильных» местах, полимерные центраторы.

При планировании траекторий и дальнейшей разработке проектной документации на строительство скважин рекомендуется учитывать максимально возможные пространственные интенсивности первого участка набора кривизны (не более $1,2^\circ / 10 \text{ м}$) для снижения усталостного износа БТ-101,6 мм.

Автор выражает благодарность за помощь в подготовке материала:

Бакурову Д.Л. – заместителю генерального директора филиала по научной работе в области строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Фаттахову М.М. – начальнику отдела техники и технологии строительства скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Багаеву П.А. – главному специалисту отдела проектирования строительства и реконструкции скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Литература:

1. Анвар Х. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах / Х. Анвар, Т. Браун // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – Т. 9. – № 1. – 20 с.
2. Erdem Tercan. Managed pressure drilling techniques, equipment and applications. – Middle East Technical University, 2010. – P. 39–56.
3. Комиссаренко А.А. Кондуктометрия и высокочастотное титрование : учебно-методическое пособие / А.А. Комиссаренко, Г.Ф. Пругло. – СПб. : ГОУ ВПОСПБГТУРП, 2009. – 64 с.
4. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М. : Недра, 1975. – 216 с.
5. Sarita Simoes, Stefan Miska SPE, U. of Tulsa 2007.
6. Усачев Е.А. Прогнозирование состояния ствола горизонтальной скважины / Е.А. Усачев, Т.В. Грошева. // Сборник докладов VIII конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа : Геофизика, 2009. – С. 207–211.
7. Порцевский А.К. Основы физики горных пород, геомеханики и управления состоянием массива / А.К. Порцевский, Г.А. Катков. – М. : МГОУ, 2004. – 120 с.
8. Tiejun Lin, Chenxing Wei. Calculation of equivalent circulating density and solids concentration in the annular space when reaming the hole in deepwater drilling // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2016. – Vol. 52. – № 1.

References:

1. Anwar H. Modeling of mechanical properties of the geological environment as means of interpretation of tension in rocks / H. Anwar, T. Brown // Oil and gas review. – 2005. – V. 9. – № 1. – 20 p.
2. Erdem Tercan. Managed pressure drilling techniques, equipment and applications. – Middle East Technical University, 2010. – P. 39–56.
3. Komissarenko A.A. Conductometry and high-frequency titration: educational and methodical grant / A.A. Komissarenko, G.F. Pruglo. – SPb. : GOU VPOSPBGTURP, 2009. – 64 p.
4. Zheltov Yu.P. Mechanics of oil-and-gas layer. – M. : Nedra, 1975. – 216 p.
5. Sarita Simoes, Stefan Miska SPE, U. of Tulsa 2007.
6. Usachev E.A. Forecasting of a condition of a trunk of the horizontal well / E.A. Usachev, T.V. Grosheva // Collection of reports of the VIII congress of oil and gas producers of Russia. – Ufa : Geophysics, 2009. – P. 207–211.
7. Portsevsky A.K. Fundamentals of physics of rocks, geomechanics and management of a condition of the massif / A.K. Portsevsky, G.A. Katkov. – M. : MGOU, 2004. – 120 p.
8. Tiejun Lin, Chenxing Wei. Calculation of equivalent circulating density and solids concentration in the annular space when reaming the hole in deepwater drilling // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2016. – Vol. 52. – № 1.



УДК 622.244.442.063

УЛУЧШЕННАЯ РЕЦЕПТУРА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ

IMPROVED DRILLING PREPARATION FOR PREVENTION OF STITCHES

Рыбальченко Юрий Михайлович

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

Крымов Александр Витальевич

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
sasha-krymov@bk.ru

Калинин Константин Андреевич

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
Stan-stay99@mail.ru

Аннотация. В статье предлагается рассмотреть новую рецептуру бурового раствора для сооружения скважин в сложных геолого-технических условиях. Приведен состав раствора для предупреждения прихватов буровых колонн.

Ключевые слова: буровой раствор, крепящие и смазывающие свойства раствора, строительство скважин в сложных условиях, прихваты буровой колонны.

Rybalchenko Yury Mikhailovich

Ph. D., Associate Professor of
oil and gas equipment and technologies,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
13050465@mail.ru

Krymov Alexander Vitalievich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
sasha-krymov@bk.ru

Kalinin Konstantin Andreevich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
Stan-stay99@mail.ru

Annotation. The article proposes to consider a new formulation of drilling mud for well construction in difficult geological and technical conditions. The composition of the solution for preventing sticking of drill string is given.

Keywords: drilling mud, fixing and lubricating properties of mortar, well construction in difficult conditions, stuck drill string.

Последние годы характеризуются активными исследованиями по разработке и созданию новых систем промывочных жидкостей, которые могут обеспечивать требуемые технологические свойства при бурении скважин в осложненных условиях.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола, в том числе при освоении Российского шельфа, приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет около 80 %, а примерно 20 % приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Как известно, многие осложнения, возникающие при бурении сильно искривленных и горизонтальных скважин, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Плохая очистка скважины, избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию буровой колонны, зашламление ствола, потеря циркуляции, кольматация пристволенной зоны, осложнение при спуске каротажных снарядов и другие проблемы, сильно замедляющие и удорожающие бурение, как правило, являются следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

При разработке составов буровых растворов первоочередным является рассмотрение таких вопросов, как очистка скважины, смазывающая способность очистного агента, стабилизация (устойчивость) ствола, мощность буровой установки, экология и безопасность проведения работ.

Изучив условия бурения скважин, технологию и состав буровых растворов в условиях Северного Кавказа, Западной Сибири и на платформах в Северном Каспии при сооружении горизонтальных скважин, сотрудники кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова предложили комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, крепящими, низкими фильтрационными свойствами и качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения верти-



кальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях мощных отложений высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе в условиях изменения целостности ствола скважины. Компоненты, входящие в буровой раствор, приведены в таблице 1.

Применение этого бурового раствора повышает коэффициент восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта благодаря улучшению ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора, в результате в стволе скважины не образуются желоба и не возникают прихваты.

Улучшение ингибирующих свойств достигается за счет повышения крепящего действия раствора. В механизме синергетического эффекта

Лабораторно подтверждена составляющая роль каждого реагента. В раствор вводят следующие реагенты-ингибиторы набухания глин.

Таблица 1 – Компоненты бурового раствора

Реагенты	Массовое содержание реагента, %, в буровом растворе							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Мраморная крошка	5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10
ПАЦ 85/700	5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	8,0	9,0	10
KCl	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5
ФХЛС	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5
CH ₃ SiO ₂ K	1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4
CH ₃ COOK	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4
MgCl·6H ₂ O	2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5
Сульфенол	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5
ГКЖ-11	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1
Барит	0,5	1	1	2	2	3	4	5
Масло/вода	55/45	60/40	65/35	65/35	75/25	75/25	75/25	80/20

1. Хлористый калий (KCl) – являясь основным источником катиона K⁺, играет определяющую роль в ингибирующем действии раствора. Благодаря размерам ионного радиуса катионы калия могут входить в межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно срастая их пакеты и способствуя межслоистой дегидратации глин.

2. Бишофит (MgCl·6H₂O) за счет присутствия иона магния Mg⁺ в ионообменном комплексе снижает активность водной фазы раствора и степень увлажнения глин, сохраняя их устойчивость в процессе бурения.

3. Ацетат калия (CH₃COOK) – дополняет крепящее действие хлорида калия влиянием на структурно-адсорбционные деформации в системе глина – жидкость, способствует уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и сохранению ствола скважины.

4. Кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11) – за счет гидрофобизирующего действия на горные породы снижает увлажняющую способность раствора и предотвращает быстрое развитие гидратации водочувствительных глин.

5. Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) способствует проявлению синергетического эффекта благодаря размеру и строению макромолекул реагента, адсорбирующихся на глинистых частицах.

6. Метилсиликонат калия (CH₃SiO₂K) – за счет присутствия ионов K дополняет крепящее действие раствора, влияет на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина жидкость, способствует уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины.

Сочетание этих шести основных реагентов-ингибиторов является наиболее эффективным для бурения скважин в осложненных условиях.

В процессе исследования выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: KCl, бишофита, ацетата калия, ГКЖ-11, метилсиликоната калия, ФХЛС. В качестве масляной составляющей в растворах могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел. Сульфенол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое порошкообразное ПАВ анионного типа, хорошо растворимое в воде и образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) служит регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще используется пента 465. Барит как утяжелитель применяется с массовым содержанием от 0,5 до 10 %. Реологические показатели раствора (табл. 2) способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины [3, 4]



Таблица 2 – Параметры ингибирующего раствора

Параметры	Номер бурового раствора							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность, г/см ³ (ареометр)	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
Условная вязкость, с (СПВ-5)	30	32	33	34	35	36	37	40
Водоотдача, см ³ /30 мин (ВМ-6)	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
Коэффициент трения (КТК-2)	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

Выполненные лабораторные исследования позволили установить, что применение шести указанных ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей раствора, при этом каждый реагент дополняет друг друга и усиливает крепящие свойства бурового раствора. Кроме того, за счет подбора химических реагентов в таком составе происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая глина переходит в кальциевую, что способствует снижению гидратации, набухания, выпучивания и текучести, уменьшению числа обвалов и осыпей пород.

Выводы

1. Лабораторные исследования подтвердили синергетический эффект действия компонентов раствора: комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.
2. Предлагаемый состав нового раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процессов гидратации и набухания глинистых отложений.
3. Разработанный раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск прихватов.
4. Применение разработанного раствора позволяет успешно бурить разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 м с горизонтальным окончанием, на участках, представленных неустойчивыми высоко-пластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами.

Литература:

1. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях : дис. ... канд. техн. наук. – М., 2009. – 150 с.
2. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3. – С. 29–33.
3. Пат. 2303047 РФ. МПКС09К 8/20 Высокоингибированный буровой раствор / А.Я. Третьяк, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий, С.А. Шаманов, П.А. Фролов, В.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко; заявитель и патентообладатель ООО «Бургаз». – № 2006116111/03: заявл. 10.05.06; опубл. 20.07.07.
4. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.Я. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 27–31.

References:

1. Rybalchenko Yu.M. Development of flushing liquid for drilling of rezvedochny wells in the complicated conditions : yew. ... Cand. Tech. Sci. – M., 2009. – 150 p.
2. Biopolymer the directed and horizontal wells high-inhibiting drilling mud fluid for drilling inclined / A.Ya. Tretiak [etc.] // Koltyubing Time. – 2011. – № 2–3. – P. 29–33.
3. Stalemate. 2303047 Russian Federation. MPKS09K 8/20 High-inhibited drilling mud fluid / A.Ya. Tretiak, V.A. Mnatsakanov, V.S. Zaretsky, S.A. Shamanov, P.A. Frolov, V.F. Chikhotkin, Yu.M. Rybalchenko; applicant and patent holder of LLC Burgaz. – № 2006116111/03: declare 10.05.06; publish 20.07.07.
4. Drilling mud fluid for construction of wells in difficult conditions / A.Ya. Tretiak [etc.] // Oil economy. – 2016. – № 2. – P. 27–31.



УДК 622.24.063

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ИНТЕРВАЛАМ БУРЕНИЯ ДЛЯ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

DESIGN OF DRILLING FLUID FORMULATIONS ALONG THE DRILLING INTERVALS FOR THE PRIOSKOYE FIELD

Савенок Ольга Вадимовна

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

Тепе Джонатан Бегре

студент-магистрант,
Кубанский государственный технологический университет
tepe.jonathan@yahoo.fr

Аннотация. В статье рассмотрен проект на строительство наклонно-направленной скважины для геологических условий Приобского месторождения, расположенного в районе ХМАО. Где бы ни происходило бурение скважины, везде необходимо соблюдать основное требование по проводке ствола скважины. Желаемое условие бурения – это бурение с постоянной депрессией на пласт. И даже когда процесс бурения приостановлен, необходимо соблюдать это условие. Основопологающей причиной данного явления служит буровой раствор, качественно приготовленный и подобранный для конкретных условий. Целью статьи является проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения, а также определение потребного количества химических реагентов по интервалам бурения и управление свойствами буровых растворов в процессе бурения. Качественно приготовленный и хорошо подобранный раствор – это 50 % успешного бурения без осложнений и аварий.

Ключевые слова: выбор типа растворов по интервалам бурения; параметры бурового раствора; рецептуры буровых растворов; показатели качества буровых промывочных растворов; технология приготовления буровых растворов; выбор оборудования для приготовления буровых растворов; технология и средства очистки буровых растворов.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Professor of Oil and Gas Engineering
Department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgavenok@mail.ru

Tepe Jonathan Begre

Masters Student,
Kuban state technological university
tepe.jonathan@yahoo.fr

Annotation. The article considers a project for the construction of a directional well for the geological conditions of the Priobskoye field located in the Khanty-Mansi autonomous region. Wherever a well drilled, it is necessary to comply with the basic requirement for borehole drilling. The desired condition for drilling is drilling with permanent depression on the formation. And even when the drilling process is suspended, it is necessary to comply with this condition. The fundamental cause of this phenomenon is a drilling mud, qualitatively prepared and matched for specific conditions. The aim of the paper is to design the drilling mud formulations along the drilling intervals for the Priobskoye field, as well as to determine the required amount of chemical reagents along the drilling intervals and control the properties of drilling fluids during drilling. Qualitatively prepared and well-chosen solution is 50 % of successful drilling without complications and accidents.

Keywords: selection of the type of solutions over the intervals of drilling; parameters of drilling mud; formulations of drilling fluids; indicators of the quality of drilling muds; technology of preparation of drilling fluids; selection of equipment for the preparation of drilling fluids; technology and means for cleaning drilling mud.

Выбор растворов по интервалам бурения скважин

Анализ используемых в УБР буровых растворов

Для бурения скважин предусмотрено использование экологически малоопасных рецептур бурового раствора на основе отечественных реагентов КМЦ-600, САЙПАН, ГИПАН, НТФ, ТПФН, КССБ.

Химические реагенты и их приготовление для обработки бурового раствора:

1. КМЦ применяется для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора.

Приготовление водного раствора КМЦ на буровой производится в глиномешалках или гидромешалках. Глиномешалка МГ2-4 заполняется на 2/3 водой, загружается расчётное количество реагента, перемешивается в течение 10 мин. Приготовление раствора КМЦ осуществляется из расчёта не более 200 кг на глиномешалку.

2. КССБ принимается для снижения вязкости пресных растворов, вызывает пенообразование. При использовании КССБ необходимо применять пеногаситель.

3. Гипан применяется для снижения показателя фильтрации пресных и слабоминерализованных буровых растворов, вызывает раннее загустевание пресных растворов.



Гипан не требует специального приготовления, но для более равномерной обработки бурового раствора рекомендуется производить двадцатикратное разбавление водой товарного гипана.

4. НТФ – применяется для снижения вязкости, структурных характеристик глинистого раствора в процессе бурения, регулирования фильтрационных свойств. Не требует специального приготовления, может добавляться в сухом виде под перемешиватели.

5. Бентонит, модифицированный метасом и кальцинированной содой, применяется для заготовки и обновления объема глинистых буровых растворов при снижении удельного веса.

6. Кальцинированная сода применяется для обработки раствора после разбуривания цементного стакана в башмаке кондуктора, а также в качестве понизителя вязкости.

7. Графит серебристый применяется как профилактическая смазочная добавка к буровому раствору.

8. ФК-2000 – смазывающая добавка многофункционального действия, экологически чистая. Составит из ПАВ на основе растительных масел. Совместима со всеми химическими реагентами. Оптимальная добавка от 0,1 до 0,5 %.

Обоснование выбора типа растворов

Тип бурового раствора выбирается в первую очередь из условия обеспечения устойчивости стенок скважины, определяемой физико-химическими свойствами слагающих горных пород и содержащихся в них флюидов, пластовым и горным давлениями, а также забойной температурой. При этом следует руководствоваться накопленным опытом бурения в проектом районе с промывкой различными буровыми растворами. Критерием оптимальности применяемого типа бурового раствора являются затраты времени и средства на борьбу с осложнениями, связанными с типом бурового раствора. Если затраты времени на борьбу с подобными осложнениями отсутствуют, то применяемый тип бурового раствора следует считать оптимальным.

Необходимо помнить, что тип бурового раствора определяет не только осложнения при бурении, но и в большей мере эффективность разрушения долотом. Чем быстрее бурится скважина, тем меньше, как правило, наблюдается осложнений. Поэтому при решении этого вопроса следует анализировать и учитывать отечественный и зарубежный опыт бурения скважин в аналогичных разрезах. При прочих равных условиях всегда следует отдавать предпочтение буровым растворам с минимальным содержанием твердой фазы.

Отдельно решается вопрос выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов. Буровой раствор выбирается так, чтобы предупредить ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов вследствие возникновения капиллярного эффекта при вытеснении из пристволенной зоны продуктивного пласта фильтра бурового раствора.

Обоснование параметров буровых растворов

При проектировании параметров буровых растворов всегда нужно стремиться к тому, чтобы достигались высокие скорости бурения, высококачественное вскрытие продуктивных пластов, предупреждались всевозможные осложнения.

Плотность раствора влияет на гидростатическое давление, на забой и стенки скважины. При наличии в разрезе водо-, газо-, нефтепроявляющих пластов обычно давление бурового раствора поддерживают несколько большим пластового с тем, чтобы предотвратить или резко уменьшить интенсивность поступления флюидов в скважину. Иногда плотность увеличивают для предупреждения обвалообразований. Плотность раствора уменьшают при поглощении, для снижения гидравлических потерь в циркуляционной системе и дифференциального давления на забое, повышения буримости горных пород и т.д.

Плотность бурового раствора (кг/м^3) рассчитывается для каждого интервала совместимых условий бурения по горизонту с максимальным градиентом пластового давления по формуле

$$\rho = \frac{K_n \cdot P_{пл}}{g \cdot H},$$

где K_n – коэффициент превышения гидростатического давления бурового раствора над пластовым; $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления.

Рекомендуется принимать:

- $K_n = 1,10 \div 1,15$ при $H < 1200$ м ($\Delta P \leq 1,5$ МПа);
- $K_n = 1,05 \div 1,10$ при $H = 1200 - 2500$ ($\Delta P \leq 2,5$ МПа);
- $K_n = 1,04 \div 1,07$ при $H > 2500$ м ($\Delta P \leq 3,5$ МПа).



Для качественного вхождения в продуктивный пласт необходимо произвести очистку бурового раствора от шлама, также произвести химическую обработку раствора до указанного ПФ.

С ростом фильтрации, особенно при промывке раствором на водной основе, часто ухудшается качество вскрытия продуктивных пластов, повышается интенсивность обвалообразования в глинах, аргиллитах, сланцах, увеличивается толщина фильтрационной корки, что сопровождается сальникообразованиями, затяжками и повышает вероятность прихвата бурильной колонны и приборов в скважине. Поэтому в практике бурения фильтрацию следует снижать, лишь когда это безусловно необходимо, и до такого уровня, который технологически допустим и не вызывает осложнения.

Обоснование рецептур буровых растворов

Бурение под направление начинается на глинистом свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ и увеличении вязкости глинистый раствор обрабатывается реагентами КМЦ и каустической содой.

При бурении под кондуктор проходят сквозь слой рыхлых песчаников и неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы:

- укрепление стенок скважины;
- увеличение выносной способности бурового раствора;
- поддержание низкой температуры;
- образование прочной фильтрационной корки;
- создание высокой скорости потока раствора.

Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров-структурообразователей. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами. При бурении под кондуктор для обработки бурового раствора применяют КМЦ, ФК-2000, графит, каустическую соду, НТФ, КМЦ, КССБ, ФК-2000, СМАД.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие:

- предупреждение поглощения раствора и водопроявлений;
- предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта (главная проблема).

При бурении под эксплуатационную колонну для снижения вязкости буровой раствор во всех интервалах бурения, кроме продуктивных, при необходимости обрабатывается НТФ. Для поддержания необходимых значений показателя фильтрации буровой раствор обрабатывается КМЦ и КССБ. Поскольку свойства раствора улучшаются при $\text{pH} = 8-9$, в буровой раствор при бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну добавляется каустическая сода или гидроксид калия для поддержания указанных регламентных pH .

Уточнение рецептур буровых растворов

Постановка задачи

Необходимость уточнения рецептуры бурового раствора связано с отсутствием данных по показателям качества компонентов на период его приготовления. Связь между регулируемым параметром раствора и содержанием реагента анализируется с помощью вероятностных методов, т.к. зависимость конкретных значений выходного показателя от переменной величины X (содержание реагента) имеет случайный вероятностный характер. По существу, задача сводится к установлению влияния химических реагентов на основные параметры выбранной модели бурового раствора.

Планирование эксперимента предполагает создание линейной модели оптимального планового эксперимента и включает следующие основные этапы:

- разработка матрицы планирования эксперимента;
- выполнение экспериментов;
- обработка результатов опытов.

Требуется уточнить рецептуру бурового раствора для наиболее ответственного интервала бурения – продуктивного пласта. Для этого исследуем влияние трёх химических реагентов: DUO VIS, KEM PAS, Формиат.

Показатели качества БПР

При использовании степенной жидкости характер её течения, профиль скоростей, поведение при различных скважинных условиях, стабильность меняются. Для получения модели БПР для конкретных условий бурения применяли совокупность следующих показателей.

Фильтрационные свойства. С ростом фильтрации, особенно при промывке раствором на водной основе, часто ухудшается качество вскрытия продуктивных пластов, повышается интенсивность обвалообразования в глинах, аргиллитах, сланцах, увеличивается толщина фильтрационной корки, что сопро-



вождается сальникообразованиями, затяжками и повышает вероятность прихвата бурильной колонны и приборов в скважине. Поэтому в практике бурения фильтрацию следует снижать лишь когда это безусловно необходимо и до такого уровня, который технологически допустим и не вызывает осложнения.

Скорость набухания. При промывке глинистым раствором на водной основе и бурении в интервалах неустойчивых глиносодержащих пород имеет место набухание глинистых частиц. Это ведёт к появлению в составе раствора коллоидной дисперсной фазы, которая меняет свойства раствора.

Требуется снижать набухание, в частности, скорость набухания глин путём добавления в глинистый раствор ингибирующих добавок.

При постановке условий эксперимента необходимо использовать добавки для уменьшения набухания. В качестве оценки набухания используем показатель скорости набухания $V_{наб}$.

Методика экспериментов

Для достижения поставленной цели и получения модели БПР с заданными параметрами приготовили 4 раствора в соответствии с матрицей планирования, которая представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица планирования

Номер раствора	DUO VIS, % масс.	KEM PAS, % масс.	Формиат, % масс.
№ 1	0,6	0,45	1
№ 2	0,2	0,45	1
№ 3	0,4	0,3	3
№ 4	0,4	0,6	3

Для каждой рецептуры раствора было проведено 3 эксперимента:

- 1) на набухание;
- 2) на определение показателя фильтрации;
- 3) на определение реологических параметров бурового раствора.

Измерение скорости набухания производится на приборе Жигача-Ярова. Внутрь прибора помещается 10 грамм высушенной и просеянной глины. Затем добавляется определённое количество раствора и производится замер результатов в течение 24 часов. Итогом эксперимента является зависимость высоты пробы от времени.

Измерение скоростей набухания может быть отображено в графической форме, где представлены характеристические кривые скоростей набухания от времени для каждого раствора, которые имеют модели следующего вида:

$$Y = a \cdot \ln(x) \pm b,$$

где $a \cdot \ln(x)$ – зависимость скорости набухания от времени.

Для того чтобы получить точную информацию о скорости набухания, необходимо отсечь тот момент, когда идёт капиллярная пропитка (процесс набухания включает в себя: капиллярную пропитку и само набухание). Для этого строятся кривые изменения высоты пробы от времени в логарифмических координатах. Затем отсекаются те участки, где идёт капиллярная пропитка (не прямолинейные участки) и с учётом этого строятся модели скорости набухания.

Для определения показателя фильтрации был использован прибор ВМ-6. На дне прибора находится решётка, на которую кладётся фильтровальная бумага, смоченная водой. Затем в прибор заливается 100 мл раствора, сверху навинчивается цилиндр с игольчатым клапаном. В него заливается масло и вставляется шток с мерной шкалой, который создаёт перепад давления в 1 атмосферу. Выпуская масло игольчатым клапаном, устанавливаем шток на ноль. Затем открываем нижний клапан, включаем секундомер и делаем замеры через 1, 2, 5, 9, 15 минут. Обработка результатов позволяет определить показатель фильтрации для каждого раствора.

Результаты опытов и их анализ

В ходе работ были проведены испытания для определения следующих показателей:

1) скорости набухания, где отображены логарифмические зависимости скорости набухания глинистой корки от времени;

2) показателя фильтрации, где отображены зависимости показателя фильтрации от времени.

Обработка результатов эксперимента дала следующие модели:

- скорость набухания глинистой корки:

$$V_{наб} = 55 + 54 \cdot \text{DUO VIS} - 60,67 \cdot \text{KEMPAS} + 2,2 \cdot \text{Formiat};$$



- показатель фильтрации:

$$PF = 21,175 + 5,75 \cdot DUO VIS + 8 \cdot KEMPAS - 4,225 \cdot Formiat .$$

Для удобства анализа этих моделей составим таблицу 2 с указанием степени влияния каждого компонента раствора на определённые показатели.

Таблица 2 – Влияние компонентов на скорость набухания и показателя несущей способности

Параметры	Состав компонента		
	DUO VIS	KEM PAS	Формиат натрия
ПФ	+ 5,75	+ 8	- 4,225
$V_{наб}$	+ 54	- 60,67	+ 2,2

По таблице 2 можно представить конкретную степень влияния компонентов на определённые показатели:

- на увеличение показателя фильтрации влияет DUO VIS и KEM PAS, а на уменьшение – формиат натрия;
- на увеличение скорости набухания значительно влияет DUO VIS, незначительно – формиата натрия, а на уменьшение скорости набухания значительно влияние KEM PAS.

Решив эту систему уравнений (концентрацию DUO VIS берём минимальной = 0,2), получаем следующие результаты:

$$DUO VIS = 0,2; KEM PAS = 0,496; формиата натрия = 1,96.$$

Полученные значения представлены в процентах от общей массы раствора.

Приготовление буровых растворов

Технология приготовления бурового раствора

При приготовлении буровых растворов требуется обеспечить с помощью специальных устройств хорошее диспергирование твёрдой фазы и перемешивание её с жидкостью. В качестве такого устройства для приготовления раствора из бентонитового глинопорошка использовалась глиномешалка типа МГ-2-4. Исходный раствор готовился по требуемой плотности дисперсионной среды и дисперсной фазы – смеси воды и бентонитового глинопорошка.

В процессе бурения приходится обрабатывать буровой раствор химическими реагентами для обеспечения требуемых параметров стабильности и тиксотропии.

Выбор оборудования для приготовления растворов

В современных условиях бурения для приготовления буровых растворов используется следующее оборудование:

- блок приготовления раствора БПР-70 или БПР-40 с выносными гидроэжекторными смесителями и загрузочными воронками;
- ёмкости циркуляционной системы с гидравлическими и механическими перемешивателями;
- диспергатор;
- насосы.

При выборе оборудования для приготовления растворов необходимо учитывать комплектование и состав циркуляционных систем буровых установок различных типов.

Технология и средства очистки буровых растворов

Эффективная очистка буровых растворов от выбуренной породы является важнейшим фактором снижения затрат материалов на регулирование параметров буровых растворов, повышения технико-экономических показателей бурения скважин и улучшения качества вскрытия продуктивных пластов.

Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на строительство скважины, в следующей последовательности: скважина → блок грубой очистки (вибросито) → дегазатор → блок тонкой очистки (песко- и илоотделитель) → блок регулирования твёрдой фазы (гидроциклонные глиноотделители, центрифуга).

Широко применяется импортная система очистки американской фирмы «DERRIC». В частности, на скважине № 1142 были установлены вибросита и центрифуга этой фирмы. Вибросита просты в обслуживании и имеют две сетки, что обеспечивает более эффективную очистку.

Так как бурение скважины требует качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы, поэтому прежде чем приступить к забурированию, следует убедиться в наличии сеток на вибросите с различными диаметрами ячеек в зависимости от интервала бурения и буримости породы, состояния оборудования для приготовления и очистки.

На всём протяжении бурения была организована четырёхступенчатая очистка бурового раствора (рис. 1).

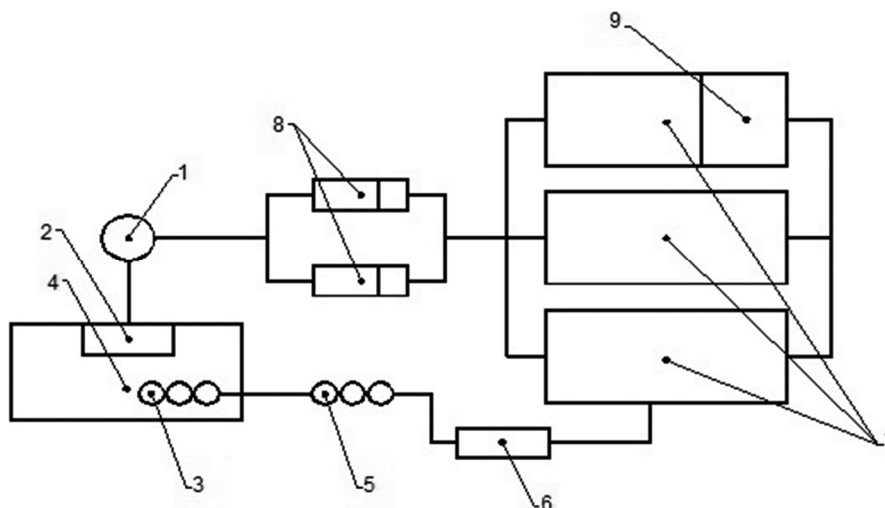


Рисунок 1 – Принципиальная схема блока приготовления и очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросита DERRIC; 3 – пескоотделитель; 4 – ЦСГО; 5 – илоотделитель; 6 – центрифуга DERRIC; 7 – ёмкости для раствора; 8 – буровые насосы; 9 – мерная ёмкость $V = 10 \text{ м}^3$

Мероприятия по экологической безопасности применения растворов

Задача охраны природы при разработке нефтяных и газовых залежей состоит в предотвращении потерь природного газа, нефти и выполнении специальных мероприятий по защите окружающей среды – воздушного бассейна, водоёмов и земной поверхности от вредного воздействия отходов производства, а также защиты земель от эрозии, особенно опасной в зоне распространения многолетнемёрзлых грунтов. Для исключения или сведения к минимуму вредного воздействия на окружающую среду при различных видах работ на лицензионном участке предусмотрен комплекс специальных мероприятий.

Природоохранная деятельность на месторождениях проводится инженерно-геологической службой ЦБР г. Стрежевой. Контроль мероприятий по охране окружающей среды проводится местными и ведомственными природоохранными органами и супервайзерскими службами.

Строительство разведочной скважины возможно с использованием традиционных технологий и материалов. Однако требуется применять эффективную систему очистки бурового раствора и утилизации отходов бурения, исключаящих попадания их на рельеф местности. Применяемые химические реагенты и материалы должны быть малоопасными с экологической точки зрения и должны иметь установленные значения ПДК для водоёмов санитарно-бытового и рыбохозяйственного назначения. При отсутствии ПДК и методов анализов веществ в буровых сточных водах использование их для приготовления (обработки) бурового и тампонажного растворов запрещается.

Физико-географические условия работы строительства скважин по рабочему проекту предъявляют ряд требований к комплексу природоохранных мероприятий по защите почв и водных объектов при строительстве скважины. Общее руководство организации работ по выполнению природоохранных мероприятий и по контролю в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов осуществляет руководитель предприятия или главный инженер.

Бурение скважины при определённых условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоёмов, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проводке скважины, а также пластовым флюидом;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений;
- изъятием водных ресурсов и т.д.

Возможные основные источники и виды негативного воздействия на окружающую природную среду при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения;
- тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы;
- продукты сгорания топлива;
- хозяйственно-бытовые отходы вывозятся на свалку ближайшего населённого пункта;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн;
- продукты аварийных выбросов скважины.



Природоохранные мероприятия при строительстве

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин относятся:

- профилактические (технические и технологические) мероприятия, направленные на предотвращение (максимальное снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды (безамбарное бурение);
- сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;
- предупреждение (снижение) загрязнения – атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных и подземных вод недр;
- рекультивация земель.

Сбор, очистка и обезвреживание отходов бурения

С целью предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды, отходов бурения и испытания скважин, хозяйственных стоков, загрязненных дождевых стоков с площадки буровой, до начала бурения скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов бурения, включающая:

- обваловку ограждающую отведенный участок от попадания на него склонового поверхностного стока;
- установку ёмкостей, обеспечивающих сбор отходов бурения;
- размеры ёмкостей определяются объёмами образующихся отходов бурения;
- дно и стенки амбара должны гидроизолироваться цементно-глинисто-полимерными композициями, цементно-глинистой пастой. Кроме того, гидроизоляция дна может осуществляться буровым раствором толщиной не менее 10 см. По согласованию с местными органами СЭС и охраны природы могут быть использованы, кроме указанных материалов (композиций), и другие составы, которые способны формировать надёжные гидроизоляционные покрытия на проницаемом грунте. На данный момент буровые установки оснащены оборудованием, позволяющим бурить безамбарным способом;
- выбор направления утилизации или сбора очищенных вод производится в каждом конкретном случае в соответствии с почвенно-ландшафтными, горно-геологическими и природно-климатическими условиями строительства скважины.

Литература:

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению : в 4 томах. – М. : Недра, 1993–1996. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Пеньков А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М. : Недра, 1984. – 317 с.
3. Булатов А.И., Шаманов С.А. Руководство по буровым растворам для инженеров: в 3 томах. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2001. – Т. 1–3.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справочное пособие в 2 книгах. – М. : Недра, 2014. – Т. 1–2.
6. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27_0.html
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.

References:

1. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Reference book by the engineer on drilling: in 4 volumes. – M. : Nedra, 1993–1996. – V. 1–4.
2. Bulatov A.I., Penkov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on washing of wells. – M. : Nedra, 1984. – 317 p.
3. Bulatov A.I., Shamanov S.A. The guide to boring solutions for engineers: in 3 volumes. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2001. – V. 1–3.
4. Bulatov A.I. Boring and grouting solutions for construction of oil and gas wells: manual for higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Sputnik of the driller : handbook in 2 books. – M. : Nedra, 2014. – V. 1–2.



6. Design of compoundings of boring solutions on drilling intervals for the Priobskoye field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ad78a4d43a88421316d27_0.html
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.
13. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy skvagin. Science i practice : monograf. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.



УДК 521

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

THE ANALYSIS USED THE REDUCERS FILTER TO PREVENT CONTAMINATION OF THE RESERVOIR DURING CEMENTING

Саломатов Владислав Андреевич

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет
Vladhockey@yandex.ru

Юнусов Рамиль Ренатович

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет

Паникаровский Евгений Валентинович

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский Индустриальный Университет

Аннотация. В данной работе рассмотрена такая проблема, как загрязнение пласта коллектора при его цементировании, проведён анализ добавок, способствующих уменьшению данного явления.

Ключевые слова: цементирование, продуктивный пласт, добавки, понизители фильтрации.

Salomatov Vladislav Andreyevich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen
Vladhockey@yandex.ru

Unusov Ramil Renatovich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen

Panikarovskiy Evgeniy Valentinovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of
the chair «Drilling oil and gas wells»
Industrial University of Tyumen

Annotation. In this paper we consider a problem such as contamination of the reservoir manifold when cementing, the analysis of the additives that reduce this phenomenon.

Keywords: cementation, productive formation, additives, filtration depressants.

Анализ проблемы

В настоящее время существует острая проблема некачественного строительства скважин. Под понятием «качество строительства нефтегазовых скважин» понимается способность скважины в течение проектной продолжительности её жизни давать безводную продукцию с проектными дебитами.

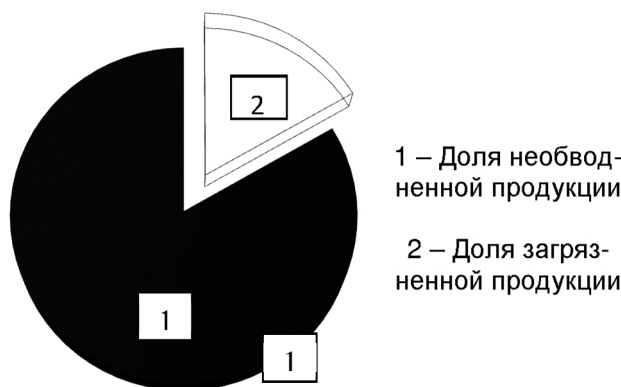


Рисунок 1 – Соотношение доли обводненной и чистой продукции

Соблюдение вышеуказанных условий, в большой мере, зависит от эффективности цементирования скважины и долговечности крепи. С развитием технологии бурения и непрерывной разведки нефти и газа, глубина скважины увеличивается, некоторые проблемы, возникшие в процессе бурения глубоких скважинах, до сих пор ещё существуют и влияют на качество цементирования их. Качество цементирования глубоких и сверхглубоких скважин обычно не удовлетворяет техническим и технологическим требованиям из-за многих факторов, таких как длинный участок открытого ствола, влияние множественного вида давлений, высокая температура и давление.

Одним из главных факторов, при цементировании, является сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта, поэтому большое внимание уделяется фильтрационным характеристикам тампонажных растворов.



Сравнительный анализ применяемых понизителей фильтрации

В настоящее время, различные виды полимеров используются в цементном растворе, как многофункциональная добавка для управления фильтрацией в тампонажном растворе. Наиболее часто используемые полимеры являются Гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) и карбоксиметилцеллюлоза (КМОЭЦ).

Рассмотрим Гидроксиэтилцеллюлозу (рис. 2).

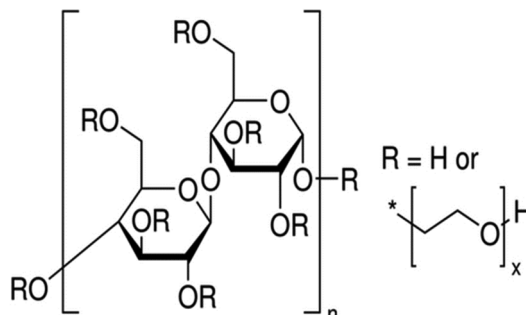


Рисунок 2 – Гидроксиэтилцеллюлоза

ГЭЦ – эфир целлюлозы, слабокислотный полиэлектролит. Хорошо растворяется в воде. По свойствам близок к Na-КМЦ. Растворы характеризуются большой устойчивостью к воздействию солей поливалентных ионов (например, кальций, магний) и органических соразработителей. Широко используется как загуститель в композициях с повышенным содержанием солей (дезодоранты, антиперспиранты), водно-спиртовых системах.

Это вещество в основном выступает в роли влагоудерживающего агента, стабилизатора и носителя.

Помимо традиционных понизителей фильтрации существует огромное количество современных разработок предназначенных для предотвращения загрязнения пласта-коллектора при цементировании продуктивного горизонта.

Одним из таких является WellFix FL 1 (рис. 3).



Рисунок 3 – WellFix FL 1 (внешний вид)

Понизитель фильтрации цементных растворов «WellFix FL» марки 1 представляет собой полимер на основе модифицированных производных полисахаридов различной вязкости.

«WellFix FL 1» предназначен для использования в качестве добавки для снижения водоотдачи цементных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин.

«WellFix FL 1» позволяет эффективно регулировать фильтрационные характеристики тампонажного раствора. В зависимости от степени вязкости (низко-, средне- и высоковязкий) «WellFix FL-1» может выступать в качестве загущающего и антиседиментационного агента, предотвращая расслоение смеси, образование свободной воды и повышая реологические параметры раствора.

При закачке цементного раствора возникает разница давления между цементным раствором и давлением формации. Это вызывает фильтрацию водной фазы цементного раствора в формацию, при этом гранулы цемента остаются в затрубном пространстве. При неконтролируемой фильтрации может происходить резкое увеличение твердой фазы цементного раствора, что может привести к преждевременному СТОП.

Следующей добавкой, которую хотелось бы рассмотреть, является Полием ПФ.



Таблица 1 – Характеристики Полием ПФ

Внешний вид	Порошокот белого до серого цвета
Насыпная плотность, кг/м ³	300 — 550
Водородный показатель водного раствора добавки с массовой долей 1%, единиц рН	7 - 9

Добавка предназначена для применения в технологических процессах крепления нефтяных, газоконденсатных и газовых скважин с целью эффективного уменьшения фильтрации цементного раствора.

Обработка

Добавки вводят в состав растворной смеси в виде водного раствора совместно с водой затворения. Порошкообразные добавки предварительно растворяют в воде.

Расход добавок устанавливается на основании предварительного подбора состава растворной цементной смеси.

Рекомендуемые дозировки: в пределах 0,3–0,5 % к массе сухого цемента для эффективного снижения показателя фильтрации.

Третьей добавкой, относящейся к современным разработкам, является FLOSS.

У данной разработки имеется большая линейка добавок, применяемых в разных условиях:

А) FLOSS 500 Газоблокатор, понизитель фильтрации

Синтетический полимер FLOSS 500 – высокоэффективный понизитель фильтрации и газоблокатор цементных растворов. Температурный интервал применения от 20 до 200 °С. Продукт FLOSS 500 позволяет достичь низких показателей по фильтрации при небольших дозировках. Не оказывает негативного влияния на прочностные характеристики цементного камня. FLOSS 500 может вводиться как в цемент, так и в воду с высоким газовым фактором затворения. Рекомендуемые дозировки составляют от 0,20 до 1,00 % по массе цемента. При концентрациях от 0,50 % добавка FLOSS 500 может использоваться при цементировании скважин как газоблокирующий агент, препятствует образованию заколонных перетоков.

Б) FLOSS 117 Газоблокатор, понизитель фильтрации с диспергирующим эффектом

Синтетический полимер FLOSS 117 для цементных растворов, сочетающаяся в себе функцию понизителя фильтрации, газоблокатора и дисперсанта. Продукт FLOSS 117 эффективно снижает показатель фильтрации, при этом обычно не требуется введение диспергирующего агента. Температурный интервал применения от 0 до 200 °С. Незначительно увеличивает сроки загустевания и схватывания цементного раствора. FLOSS 117 может вводиться как в цемент, так и в воду затворения. Рекомендуемые дозировки составляют от 0,20 до 1,40 % по массе цемента. При концентрациях от 0,50 % добавка FLOSS 117 может использоваться при цементировании скважин с как газоблокирующий агент, препятствует образованию заколонных перетоков. Солеустойчив, может применяться до концентрации солей 18 %.

В) FLOSS 302, 303, 304 Понизители фильтрации

Продукты представляет собой синтетические понизители фильтрации на основе сополимера акриламида. Обладают эффектом увеличения сроков загустевания, влияют на реологию. Марки 302 и 304 снижают реологические показатели, 303 незначительно увеличивает. Температурный диапазон применения продукта от 20 до 160 °С, концентрации от 0,20 до 1,00 % по массе цемента.

Г) FLOSS 407

Представляет собой понизитель фильтрации для низких температур, на основе синтетического полимера. Работоспособен в интервале от 0 до 60 °С. Не замедляет сроки схватывания и не увеличивает сроки загустевания раствора. Дозировка от 0,50 до 1,00 %. Вводится только в сухой цемент.

Д) FLOSS 110

Продукт FLOSS 110 представляет собой понизитель фильтрации для цементного раствора на основе эфира целлюлозы. Продукт подразделяется на разные модификации (LV – низковязкая, HV – высоковязкая). В зависимости от модификации продукта, а соответственно и конечной вязкости раствора, реагент FLOSS 110 выполняет роль регулятора водоотдачи, загущающего и антиседиментационного агента. Продукт FLOSS 110 пригоден для использования в пресных и соленасыщенных системах в дозировках от 0,10 до 1,00 % по массе цемента, в температурном интервале от 20 до 110 °С; обладает дополнительным эффектом увеличения сроков схватывания цементного раствора, что может быть положительно реализовано при температурах выше 60 °С.



Вывод

Подобных разработок существует огромное количество, что еще раз подтверждает, что проблема сохранения коллекторских свойств пласта является актуальной, и достойна внимания.

В данной работе мы рассмотрели ряд добавок, применяемых для предотвращения загрязнения пласта-коллектора. Каждая из них обладает своими уникальными свойствами и предназначена для определенных условий. Однако, сравнивая добавки Полицем ПФ, WellFix FL 1 и FLOSS 110, по всем параметрам, было сделано заключение, что из всех трёх добавок, наименьшее влияние на сроки схватывания цементного раствора оказывает добавка WellFix FL 1.

Так как современные тенденции требуют наименьшие сроки строительства скважины и ввода её в эксплуатацию, то необходимо выбирать технологии, которые способствуют ускорению сдачи скважины, к таким технологиям относится добавка WellFix FL 1.

Литература:

1. Учебно-справочное пособие к выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин» / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 204 с.
2. Соловьев Е.М. Сборник задач по заканчиванию скважин. – М. : Недра, 1989. – 251 с.
3. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1981.
4. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М. : Изд. ВНИИКрнефть, 1975.
5. Справочник инженера по бурению / под ред. В.И. Мищевича. – Т. 1, 2. – М. : Недра, 1973.
6. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М. : Недра, 1990. – 380 с.
7. Абрамсон М.Г. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений : справочник. – М. : Недра, 1984. – 207 с.
8. Абатуров В.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Разрушение горных пород при бурении скважин» для студентов специальности 0909 : метод. указание / В.Г. Абатуров, А.В. Кед. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 26 с.
9. Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М. : Недра, 1994 – 261 с.

References:

1. The educational handbook to implementation of the academic year project on discipline «Completion of wells» / V.P. Ovchinnikov [etc.]. – Tyumen : TSOGU, 2005. – 204 p.
2. Solovyov E.M. Collection of tasks of completion of wells. – M. : Nedra, 1989. – 251 p.
3. Reference book on fastening of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1981.
4. Instruction for fastening of oil and gas wells. – M. : Prod. Vniikneft, 1975.
5. The reference book by the engineer on drilling / under the editorship of V.I. Mishchevich. – V. 1, 2. – M. : Nedra, 1973.
6. Iogansen K.V. Companion of the driller. – M. : Nedra, 1990. – 380 p.
7. Abramson M.G. Reference book on mechanical and abrasive properties of rocks of oil and gas fields: reference book. – M. : Nedra, 1984. – 207 p.
8. Abaturov V.G. Methodical instructions to implementation of the term paper on discipline «Destruction of rocks at well-drilling» for students of specialty 0909 : method. instruction / V.G. Abaturov, A.V. Ked. – Tyumen : TSOGU, 2005. – 26 p.
9. Spivak A.I. Destruction of rocks at well-drilling / A.I. Spivak, A.N. Popov. – M. : Nedra, 1994 – 261 p.



УДК 521

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

APPLICATION OF INHIBITING DRILLING FLUID TO MAINTAIN THE STABILITY OF THE WELL WALLS

Саломатов Владислав Андреевич

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет
Vladhockey@yandex.ru

Кожаев Денис Павлович

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет

Паникаровский Евгений Валентинович

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский Индустриальный Университет

Аннотация. В работе рассмотрены одни из основных проблем, которые встречаются при бурении скважин с большим отходом от вертикали, проведён анализ по каким причинам возникают данные проблемы, а так же рассмотрены варианты, которые способствуют предотвращению или уменьшению влияния этих проблем при строительстве скважин.

Ключевые слова: скважина, устойчивость стенок, буровые растворы, ингибирующий буровой раствор, рецептура.

Salomatov Vladislav Andreyevich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen
Vladhockey@yandex.ru

Kozhaev Denis Pavlovich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen

Panikarovskiy Evgeniy Valentinovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of
the chair «Drilling oil and gas wells»,
Industrial University of Tyumen

Annotation. The paper discusses some of the main problems encountered while drilling wells with high deviation from the vertical, the analysis of the reasons why these problems occur and the options considered, which contribute to prevent or mitigate the impact of these problems in the construction of wells.

Keywords: well, the stability of the walls, drilling fluids, inhibitive drilling fluid, compounding.

Введение

В данной работе будет рассмотрена такая проблема как устойчивость стенок скважины на горизонтальном участке.

В настоящее время потребность в наклонно-направленном бурении существенно увеличивается, особенно широкое распространение получило конструкция скважины с большим отклонением от вертикали. Данный метод строительства скважин более эффективен и экономически выгоднее по сравнению с бурением вертикальных скважин, после ввода в эксплуатацию. Конструкция такой скважины позволяет увеличить площадь контакта в продуктивно пласте, следовательно, дебит скважины повышается.

В большинстве случаев скважины с горизонтальным окончанием бурятся параллельно плоскости напластования коллектора. Иначе говоря, образуется большая область контакта с коллектором. В свою очередь стоит отметить что, вертикальная скважина – это скважина, которая пересекает плоскость напластования коллектора под углом равным 90 градусам. Поэтому в настоящее время целесообразно проектировать скважины с горизонтальным окончанием или с большим отклонением от вертикали. Скважины такого строения подходят для коллекторов с вертикальным залеганием, траектория скважины всего-навсего пересекает несколько зон добычи. С точки зрения бурения, такой подход является перспективным потому что контроль над траекторией скважины осуществляется более эффективно.

Однако строительство скважин с горизонтальным окончанием связана с некоторыми проблемами, такие как устойчивость стенок скважины, процесс очищения горизонтальной или наклонной части скважины от шлама и непосредственно выноса шлама на поверхность.

Нарушение стабильности (устойчивости) стенок связано со следующими процессами: обрушение стенок скважины, прихват труб, потеря циркуляции. На все эти перечисленные процессы приходится до 40–44 % непроизводительности времени, в течение которого породоразрушающий инструмент не движется к поставленной проектной цели. Такие финансовые последствия приводит к значительным затратам, которые сервисные и частные компании могут предусмотреть на 10–20 % от утвержденных затрат.

Выделяют обычно три фактора разупрочнения пород и, следовательно, снижения их устойчивости.

1. *Механический размыв пород (эрозия) потоком промывочной жидкости.* Процесс заключается в воздействии потока бурового раствора на слабосвязанные породы и их цементы, и как следствие этого происходит обрушение стенок скважины.



2. *Изменения напряженного состояния в приствольной зоне.* Горизонтальное, вертикальное, боковое (горное) давление является причиной деформации пород при их вскрытии, особенно при наличии в разрезах увлажненных и пластичных глин.

3. *Физико-химическое и химическое воздействие промывочной жидкости на породу в приствольной зоне скважины.* химическая эрозия определяется физико-химическим процессом, который происходит на стенках при взаимодействии с фильтратом раствора. Эти процессы зависят от вида, параметра, состава применяемых буровых растворов, минералогического состава горных пород, химического состава пластовых жидкостей.

Решение данных проблем повлечет за собой повышения эффективности строительства скважин с большим отклонением от вертикали, снижения финансовых затрат, сокращение непроизводительного времени.

1. Проблемы устойчивости стенок скважин

1.1 Механика устойчивости стенок скважин

Механическая устойчивость стенки скважины напрямую связана с механическими свойствами горных пород. Горные породы-плотные или рыхлые агрегаты, слагающих земную кору.

Горные породы по происхождению делятся на метаморфические, магматические и осадочные. Основными породообразующими минералами являются: гидрофильные глинистые минералы (монтмориллонит, каолинит и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, пироксены, амфиболы), группа кварцев (кварц, кремень, халцедон и др.), карбонаты (кальцит, доломит) и водорастворимые материалы (гипс, галит и др.) [1].

В данной работе приоритет будет направлен на осадочные горные породы. Осадочные горные породы-породы образовались в результате постепенного осадконакопления. К данным породам относятся песчаник, сланцы, известняк, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин часто встречаются породы, состоящие из следующих минералов: карбонатных (кальцит, доломит), оксидных (кварца и др.), глинистых (каолинит, монтмориллонит и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита). Глинистые минералы-водные алюмосиликаты, которые характеризуются малым размером и чешуйчатым строением.

По своему строению породы классифицируются на кристаллические, аморфные и обломочные. Кристаллические породы образуются в результате химических реакций, происходящих в земной коре, или выпадения из водных растворов. К этим породам относятся соль, гипс, мел, доломиты, ангидриты, известняки и органогенные породы, который являются конечными продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы могут быть неоднородными, однородными, изотропными и анизотропными. Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, в свою очередь анизотропные- неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропия обуславливается слоистостью. Прочность и упругие свойства пород различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением формы, целостности и размеров относится к механическим свойствам.

К механическим свойствам относят следующие понятия: прочность горных пород (теоретическая и техническая), твердость, упругость, пластичность.

Прочность горных пород – способность воспринимать силовые воздействия в определенных условиях без нарушения строения.

Твердость горных пород – способность сопротивляться внедрению постороннего тела.

Упругость – способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействия.

Пластичность – способность пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействия.

Горные породы принято делить на хрупкие и пластичные при обычных условиях. По мнению В.С. Федорова эти параметры следует рассматривать как состояние тела, а не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и веществу, который связывает зерна, температура и время действия сил и их значения. При определенных сочетаниях этих факторов породы могут вести себя как хрупкие так и пластичные тела.

Хрупкое разрушение – процесс, при котором горная порода разрушается внезапно. Процесс характерен для твердых (отвердевших) пород.

Пластическая деформация – процесс быстрого развития деформации при небольшом увеличении или снижении напряжения, который в конечном счете приводит к разрушению. Данный вид разрушения характерен для пластичных пород, таких как каменная соль и глинистые сланцы.

Тектоническое напряжение, давления выше лежащих пород, гравитационные силы вызывают напряженное состояние, которое испытывают рассматриваемые горные породы [2]. Совокупность



этих факторов определяет горное давление P_{gp} которой принято определять в зависимости от плотности ρ_0 вышележащих пород (объемная плотность) и рассматриваемой глубины:

$$P_{gp} = \rho_0 \cdot g \cdot H, \tag{1}$$

где g – ускорение свободного падения; H – рассматриваемая глубина.

Горное давление влияет на боковое давление, которое обусловлено сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы. Значение ρ_0 обычно принимается $2,3 \text{ г/см}^3$, поэтому градиент геостатического давления $S / H = 22,6 \text{ кПа/м}$. В осадочных бассейнах, которые образовались сравнительно недавно, объемная плотность пород у поверхности мала и увеличивается только с глубиной.

$$P_6 = \mu / (1-\mu) \cdot P_z, \tag{2}$$

где μ – коэффициент Пуассона.

После того как осадочная порода уплотнилась в достаточной мере, образовался контакт между зернами, горное давление воспринимается независимо твердым скелетом и флюидом, который находится в порах

$$P_f = \rho_f \cdot g \cdot H, \tag{3}$$

где ρ_f – плотность флюида в поровом пространстве; H – глубина.

Горные породы по своей природе вязкоупруги, то вертикальные напряжения порождают горизонтальные составляющие. По мнению Итона горизонтальные составляющие напряжения равномерно распределены и могут быть определены с помощью коэффициента Пуассона:

$$\gamma = C_p / C_v, \tag{4}$$

где C_p – относительная поперечная деформация; C_v – относительная продольная деформация.

Однако в основе этого выражения есть допущение о том, что осадочные горные породы находятся в замкнутом жестком объеме, следовательно, никакого бокового перемещения не происходит. Однако факт о обширных сбросах, наблюдаемых в земной коре, говорит о обратном. Уиллис и Хабберт в своей работе показали, что горизонтальные напряжения видоизменяются под действием тектонических сил, действующих на протяжении всей геологической истории. Они сводят действительные напряжения в породах к трем неравным составляющим, действующих под прямыми углами друг к другу: наибольшее основное напряжение независимо от направления – σ_z ; промежуточное по амплитуде основное напряжение – σ_y ; наименьшее основное напряжение – σ_x . Когда разность между σ_z и σ_y превышает прочность горной породы, происходит сброс и снижения напряжения, с последующим его постепенным возрастанием.

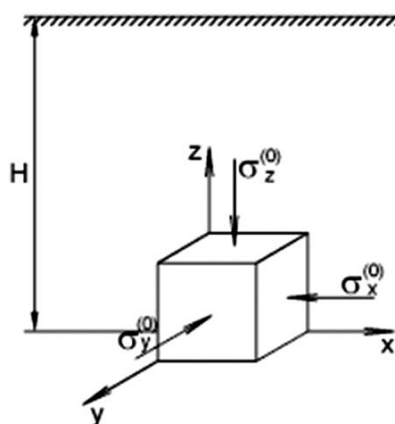


Рисунок 1 – Схема проявления главных напряжений в земной коре

Стоит отметить, что на поведение горных пород при воздействии всестороннего сжатия своеобразно влияние жидкости и особенно воды. Л.А. Шрейнер и Б.В. Байдюк изучили влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Они сделали вывод, что пластичные глинистые породы могут сохранять свою устойчивость до определенных глубин при условии отсутствия их увлажнения, которое в значительной степени снижает прочностные свойства, следовательно, приводит к нарушению устойчивости ствола и всевозможным осложнениям.



В настоящее время для поддержания параметром раствора и более качественной очистки скважины от шлама в раствор добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Но буровой раствор, основанный на воде, с растворенными в нем ПАВ, существенно понижает поверхностную энергию горной породы, тем самым уменьшая ее прочность и твердость (эффект П.А. Ребиндера).

1.2 Гидравлика

При направленном бурении требуются высокие давления циркуляции для качественной очистки от шлама, которые приводят к высокой скорости проходки. Однако, для того чтобы достичь высоких результатов, стоит учитывать следующие факторы: скорость проходки, изменения пространственного угла (искривления), прихват и ожидаемый абразивный износ бурильного инструмента, регулирования давления.

Проектировании скважин с большим отклонением от вертикали должно решить важный вопрос, а именно определение плотности бурового раствора, которая обеспечит устойчивость стенок при открытом стволе. В большинстве случаев бывает, что плотности буровых растворов, требующихся для стабилизации вертикальных разведочных и оценочных скважин, отличаются от плотностей, требующихся для устранения проблем в таких стволах.

Основное назначение бурового раствора – это непрерывная очистка забоя скважины от шлама, вынос его на поверхность, освобождение рабочего пространства породоразрушающего инструмента. Помимо основного назначения раствор охлаждает и смазывает буровой инструмент (долото, бурильную колонну), снижает трение о стенки скважины, предотвращая преждевременный износ инструмента.

Так же буровой раствор выполняет особую функцию, создает противодавление на стенки, которое позволяет избежать нежелательного проникновения пластовых флюидов в скважину и предотвратить разрушение стенок. Однако стоит понимать, что гидростатическое давление, создаваемое буровым раствором, должно быть ниже давления гидроразрыва пород.

Степень выполнения раствором вышеперечисленных функций и их соответствие разбуриваемым горным породам, поддержание таких условий, как стабильность, антикоррозионность, нетоксичность и других условий, определяется физико-химическими свойствами: плотностью, реологическими свойствами, фильтрационно-емкостными, стабильностью, удельным электрическим сопротивлением, теплопроводностью и удельной теплоемкостью.

1. *Плотность.* Значение данного параметра колеблется от $0,0007 \text{ г/см}^3$ для природных газов и для утяжеленных буровых растворов до $2,4 \text{ г/см}^3$. С увеличением глубины плотность раствора регулируют таким образом, чтобы развиваемое гидростатическое давление не превысило давление гидроразрыва породы и препятствовало проникновению флюида из трещин или пор горных пород. Но стоит помнить о том, что уменьшение давления на забое скважины облегчает процесс разрушения пород.

2. *Реологические свойства.* Отдел науки, изучающий деформацию всех форм вещества. Инженеры по бурению контролируют это свойства с целью: определения давления в различных точках циркуляционной системы, особенно на линии нагнетания буровых насосов, в кольцевом пространстве; разработки режима бурения и определения затрат энергии на циркуляцию; определения условий промывки забоя и выноса шлама на поверхность, оценки взвешенной способности раствора; расчета затрат энергии, необходимы на преодоления трения между колонной бурильных труб и буровым раствором. В значительной мере на данные свойства влияют температура и давление.

3. *Фильтрационные и кольматационные свойства.* Как говорилось ранее, буровой раствор предотвращает приток пластового флюида в ствол скважины. Вследствие этого раствор имеет тенденцию вторгаться в проницаемые пласты, но процесс поглощения не интенсивный благодаря тому, что твердая фаза раствора проникает в поры и трещины на стенке ствола, образуя глинистую корку. Данная корка обладает более низкой проницаемостью, через которую может проходить только фильтр. Разделяют два вида фильтрации: статический и динамический. Первый протекает при отсутствии циркуляции, буровой раствор не препятствует росту фильтрационной корки. Второй вид характер для условий, когда происходит циркуляция, а рост фильтрационной корки ограничен из-за эрозивного действия потока бурового раствора.

4. *Стабильность* – свойство гетерогенных систем сохранять во времени исходное дисперсное состояние. Благодаря огромной поверхности раздела эти системы сохраняют равновесное состояние, при котором поверхность раздела между фазами и свободная поверхностная энергия минимальны. Это приводит к агрегированию дисперсных частиц и расслоению системы. Отсутствие стабильность проявляется в образовании жидкой фазы частиц на поверхности раздела, осаждения твердых.

5. *Удельное электрическое сопротивление.* Данные свойства бурового раствора контролируются для определения характеристик геологических формаций, вскрываемых скважиной, свойств и объема воды, внедрившийся в буровой раствор из пластов. Удельное электрическое сопротивление раствора определяется природой дисперсионной среды, температурой, концентрацией солей, типом и концентрацией твердой фазы в растворе. УЭС (удельное электрическое сопротивление) изменяется значительно в широких пределах: от $0,1$ до $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ для пресноводных растворов; от 1 до $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ для растворов содержащих минерализованную воду. УЭС в значительной мере зависит от степени минерализации используемой воды, а для буровых растворов на углеводородной основе оно практически не ограничено.



6. *Теплопроводность и удельная теплоемкость.* Эти характеристики необходимы для определения радиального и продольного (по стволу скважины) распределения температуры как в процессе циркуляции, так в момент ее отсутствия. Значения теплопроводности и удельной теплоемкости зависят от состава бурового раствора и его температуры. Стоит отметить, что удельная теплоемкость бурового раствора снижается с увеличением содержания глин.

Основные свойства, на которые уделяется особое внимание в процессе проектирования и строительства скважины – это плотность, реологические и фильтрационно-емкостные свойства.

Как уже отмечалось на параметры бурового раствора качественно влияет температура и давление. Реологические свойства бурового раствора в забойных условиях и при давлениях и температурах на поверхности (окружающей среды) могут сильно отличаться. Температура зависит от геотермического градиента, на забое, при спуско-подъемных операциях она может превышать 260 °С. Геотермический градиент – это физическая величина, описывающая возрастание температуры горных пород в °С на участке земной толщи. В геологии при расчете геотермического градиента за единицу глубины принимают 100 метров. Порой весьма умеренные температуры могут оказывать значительное и в основном трудно прогнозируемое влияние на реологию системы. Вязкость буровых растворов в стволе скважины может оказаться больше или меньше, чем измерена на поверхности, а добавки снижать или увеличивать вязкость в процессе циркуляции.

Высокие температуры и давления влияют на реологические свойства бурового раствора с трех сторон:

1. Физическое влияние. Повышение температуры влечет за собой уменьшение вязкости жидкой фазы; повышения давления увеличивает плотность, а, следовательно, и вязкость жидкой фазы.

2. Химическое влияние. Все гидроксилы реагируют с глинистыми минералами при температуре выше 95 °С. Влияние температуры на реологические свойства слабощелочных растворов незначительно, однако, когда снижение щелочности уменьшает эффективность понизителя вязкости, наблюдается обратная зависимость. В зависимости от вида иона металла в гидроксиде это явление может оказать значительное влияние в сильнощелочных растворах.

3. Электрохимическое влияние. При повышении температуры происходит рост ионной активности любого электролита и растворимость любых частично растворимых солей, которые присутствуют в растворе.

Поведение буровых растворов разных типов при высоких температурах сильно отличается. Растворы приготовленные на минерализованной воде сравнительно стабильны, так как значительно высокое содержание электролита предотвращает диспергирование (распад) глин. Известковые растворы приобретают высокое предельное статическое напряжение сдвига благодаря реакции между гидроксидом и глинистыми минералами, но кальциевые растворы обработанные ПАВ (поверхностно активные вещества), остаются вполне стабильными при температурах до 180 °С.

В скважинах с большим отклонением от вертикали свойственны более интенсивные колебания плотности циркуляции, чем для скважин с вертикальным окончанием. С применением технологии Замеров Давления в процессе Бурения (ЗДБ) на основе Замеров Параметров в процессе Бурения (ЗПБ), понимание эквивалентной плотности циркуляции (ЭПЦ) серьезно переосмыслилось. Инженеры заметили, что величина колебаний ЭПЦ значительно превосходит ранее планируемые значения. Понятие эквивалентной плотности циркуляции в буровой деятельности использует для того, чтобы учитывать влияние дополнительных давлений, которые при любых обстоятельствах возникают во время циркуляции бурового раствора или если есть давление на устье. Более конкретно оно обозначает, какое давление действует в определенной точке потока и каково его соотношение к глубине.

ЭПЦ вызывает большее опасений в скважинах с большим отклонением от вертикали, потому что величина колебаний больше и допустимые отклонения значительно меньше.

Величина колебаний больше, связано это с тем что расстояние для прохождения флюидов больше, а глубина во вертикали значительно меньше. Особенно параметры бурения должны быть наиболее интенсивными для того чтобы поддерживать качественный процесс очистки ствола скважины, в то же время система бурового раствора имеет меньше возможностей для регулирования параметров. Большое влияние на параметры бурового раствора в скважинах с большим отклонением от вертикали проявляет температура и давление.

Качественное планирование гидравлики крайне важно для скважин с большим отклонением от вертикали, имеющих ограничение по скорости потока и давлению насоса. Это применимо для скважин с БОВ (большое отклонение от вертикали) большой длины и не большой длины, в зависимости от возможностей буровой установки.

Скважины с большим отклонением от вертикали, как обычно, это скважины небольшой глубины. Эти скважины, прилегающие на небольшой глубине, особенно подвержены проблемам с ЭПЦ, поскольку, пласты, которые пробуриваются инструментом, часто располагаются на малой глубине, следовательно, соответствующие горные породы имеют малую плотность (целостность). В результате



это приводит к необходимости использования бурильных труб большого диаметра для предотвращения проблем с изгибом на таких скважинах.

Постоянные колебания эквивалентной плотности циркуляции нарушает устойчивость ствола, связано это с постоянным выключением и включением насоса, следовательно, с постоянным колебанием давления в стволе скважины. Наиболее часто это проявляется, если породы хрупкие (такие как угли или хрупкие сланцы). Фактически ствол скважины деформируется от усталости, например, как скрепка, когда ее сгибают и разгибают. Не повреждая структуры скрепку можно согнуть и разогнуть несколько раз, при этом не применяя сильной нагрузки. Скрепка рано или поздно сломается, если ее уже сгибали и разгибали достаточное количество раз. Аналогично процесс происходит со стволом скважины и с перепадами ЭПЦ. Ствол скважины деформируется, в зависимости от литологии, размера и частоты колебаний ЭПЦ.

1.3 Неустойчивость ствола скважины, вызванная взаимодействием бурового раствора с пластами глинистых сланцев

Неустойчивость стенок скважины, вызвана несбалансированным бурением и разрушением, набуханием глинистых пород, которые представляют собой явление одного процесса – гидратации. Процесс гидратации в одном случае приводит к увеличению объема породы, в другом – к разрыву сплошности породы.

Глинистые сланцы – это осадочные породы, осевшие в морских бассейнах. В основном состоят из прессованных пластов глин, алевроитов и ила. В мягком или несцементированном виде выступает ил или глина; в зацементированном виде – это глинистый сланец или аргиллит; в метаморфной форме – это аспидный сланец, филлит или слюдяной сланец. С увеличением глубины, в результате воздействия вышележащих пород, сланцы становятся более прочными. Глинистые минералы возникли в результате разложения вулканических пород в месте их залегания. В качестве материнских минералов у глин выступают слюда, полевой шпат, железисто-магниевого минералы.

Процесс образования глинистых минералов из материнских компонентов основан на выветривании. Главными факторами в процессе выветривания являются климат, топография и время в результате которого материнские породы подвергались воздействию.

Глины, которые образовались в месте залегания материнских пород, называются первичными. Глины, образовавшиеся из первичных в результате локализации и осаждения в пресной или соленой воде, называются вторичными.

Многие виды глинистых минералов в толще пород распределены неравномерно. Третичные отложения насыщены наличием монтмориллонита, реже он встречается в мезозойских формациях и еще реже – в более ранних осадочных породах. Наиболее широко распространены из глинистых минералов хлорит и иллит; их обнаруживают в осадочных породах всех возрастов, данные минералы преобладают в самых древних отложениях. Каолинит присутствует в молодых и в старых формациях, но в небольших концентрациях.

Монтмориллонит является активным компонентом более молодых глинистых формаций, которые наиболее подвержены набуханию и обваливанию. В результате особенностей кристаллической решетки этот минерал сильно подвержен набуханию. При наличии значительного количества ионов калия, давления набухания велико, в результате чего глинистые сланцы разделяются на мелкие частицы.

Иллиты относятся к гидрослюдам, которые не имеют разбухающей решетки, в результате чего вода не может проникать между слоями. Более прочная связь между слоями, обусловлена повышенными зарядами слоев, связано это с тем, что в тетраэдрическом подслое заряд расположен ближе к поверхности. Так же ионы калия из-за малого размера легко размещаются в пустотах кислородной решетки, образуя при этом побочные связи между слоями жидкости. Однако на наружных поверхностях происходит ионообменные реакции, вызывающие гидратацию и некоторое увеличение объема, который значительно меньше чем у монтмориллонита.

Каолинит представляет собой двухслойную глину, а именно, один тетраэдрический подслоя связан с октаэдрическим обычным способом, так что гидроксилы на поверхности октаэдрического подслоя располагаются против атомов кислорода на поверхности тетраэдрического подслоя следующего слоя. Каолинит не подвержен гидратации из-за существующей сильной водородной связи, которая препятствует увеличению объема.

Наиболее часто монтмориллонит в чистом виде находят в первичных отложениях бентонита. Как говорилось ранее, в ионообменных реакциях чаще всего участвуют натрий, кальций и магний. Монтмориллониты различной степени чистоты обнаружены во многих районах мира. Особенно много в формациях среднетретичного и верхнемелового возрастов.

Изначально бентонит определяли, как глину, которая образовалась в результате превращения вулканического пепла в месте его залегания в монтмориллонит, но сейчас этот термин используют для обозначения любой глины, физические свойства которой определяются главным образом присутствием какого-либо смектита.



Взаимодействия бурового раствора и глинистой формации, как уже отмечалось выше, связаны с явлением гидратации. Существуют два механизма гидратации, иначе говоря, процесс адсорбции воды на глинистых частицах: осмотическое набухание, которое происходит вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц и кристаллическое набухание (адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц).

Процесс набухания происходит даже при таком условии, если сухая глина находится в замкнутом пространстве, но к ней существует доступ воды, то процесс не обратим. Давление набухания развивается также при установившемся равновесии между глиной и свободной водой, при этом глина подвергается уплотнению с вытеснением воды. Давление набухания при любом заданном содержании воды связано с давлением паров в глине при том же содержании воды, следующим образом:

$$P_s = - RT / V \cdot \ln P/P_0, \quad (5)$$

где P_s – давление набухания; R – газовая постоянная ($\text{л} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2$)/(моль \cdot К); V – парциальный мольный объем воды, л/моль; T – абсолютная температура, К; P/P_0 – относительное давление паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце (равно активности воды в сланце).

Глинистые минералы всех типов адсорбируют воду, но учитывая выше приведенные данные можно сказать, что смектиты благодаря разбухающей решетке вбирают в себя значительно большие объемы воды, чем другие глины. По этой причине многие исследования набухания глин проводились с использованием непосредственно смектитов, а именно монтмориллонита.

Кристаллическое набухание (поверхностная гидратация). Данный процесс происходит в результате адсорбции (поглощение поверхностным слоем) мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях наружных и межслоевых кристаллов. Первый слой воды удерживается на поверхности водородными связями с шестигранной решеткой атомов кислорода. В результате удержания молекулы воды тоже образуют шестигранную структуру. Последующие слои имеют аналогичное строение и связываются с первым. Прочность связи уменьшается с увеличением расстояния от поверхности кристалла, однако связанная (структурированная) вода внедряется на расстояние до 10 нм от наружной поверхности. Эта вода обладает квазикристаллическими свойствами и более большой вязкостью чем свободная вода.

Осмотическое набухание происходит в результате различия концентрации катионов между слоями и в основной массе раствора. В работе С.М. Гамзатова изложена методика определения и прогнозирования проявлений осмоса в скважинах. Характер действия осмоса на процесс устойчивости стенок скважины зависит от коэффициента минерализации в приствольной зоне α , которые представляет собой отношение минерализованной пластовой воды C_n минерализации фильтрата бурового раствора C_p .

$$\alpha = C_n / C_p, \quad (6)$$

где C_n – минерализация пластовой (поровой) вода; C_p – минерализация бурового раствора.

Существуют следующие условия осмотических процессов, а именно, при $\alpha = 1$ в приствольной зоне должно наступить равновесии; при $\alpha > 1$, происходит переток воды из скважины в породу и при α .

Когда $\alpha > 1$ происходит дополнительное увлажнение глинистых пород и дальнейшие их разупрочнение. При $\alpha < 1$ происходит обезвоживание и уплотнение пород, что будет способствовать повышению их устойчивости, только при наличии полупроницаемой перегородки.

В случае с горизонтальным интервалом скважины, при бурении глинистых сланцев основное усилие приходится на верхнюю стенку скважины. В данном интервале стоит учитывать вертикальную и горизонтальную составляющую напряжения, связано это с тем, что ствол скважины проходит вдоль линии залегания вскрываемых горных пород, в том числе и глинистых сланцев. В результате процесса бурения горизонтального интервала, вертикальное и горизонтальное напряжение на стенки скважины снижается, и обезвоженный сланец начинает адсорбировать воду из раствора. При этом процесс кавернообразования, увеличение диаметра более свойственно для верхней часть стенок. Способствующим фактором данным процессам является давление выше лежащих горных пород, которые интенсивно увеличивают разрушение стенки.

2 Тип бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины

2.1 Анализ выбора типа бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола

Обеспечение устойчивости глинистых сланцев в процессе бурения является основной проблемой при проводки скважин с вертикальным окончанием и большим отклонением от вертикали. Так как геологический разрез нефтяных и газовых месторождений мира на 75 % представлен глинистыми отложениями и около 70 % технологических осложнений при строительстве связано с неустойчивым состоянием данной горной породы. Практически опыт бурения скважин показывает, что недостатки в



методах оценки состава и состояния глинистых сланцев не позволяют эффективно управлять параметрами промывочной жидкости. В итоге это приводит к снижению технико-экономических показателей бурения и качества строительства скважин.

Неустойчивость ствола скважины является серьезным осложнением, характер которого зависит от условий разбуривания формации и конструкции скважины. В результате этого тип бурового раствора, который обеспечивает максимальную устойчивость стенок скважины, разрабатывается индивидуально для каждой площади. Один раствор не может быть одинаково эффективен на всех площадях. Многие специалисты пытались составить программу выбора раствора, в основу которой легла бы классификация глинистых сланцев по признаку минерального состава и структуры. Однако трудность заключается в том, что свойства глинистых минералов определяется слишком большим числом переменных составляющих, распределить которых на отдельные группы невозможно. Помимо того на устойчивость ствола скважины, как уже отмечалось ранее. Влияют следующие факторы: тектонические напряжения, поровые давления, характер залегания глинистой породы, степень ее уплотненности.

При выборе основной дисперсионной среды бурового раствора, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, первым шагом является сбор максимально возможного объема информации о геологии, истории развития напряжений в породах и о распространении сбросов в конкретном регионе. По данным каротажа определить градиент температур и поровых давлений, содержание воды в глинистых минералах в пластовых условиях. Провести исследования образцов глинистых сланцев, которые могут вызвать осложнения.

В процессе лабораторных исследований должны проводиться следующие операции:

1. Анализ глинистых минералов с использованием рентгеновского дифрактометра, измерение катионообменной способности и выявление катионов, которые вступают в реакции. Если отсутствие необходимых приборов не позволяет провести данное исследование, то следует проводить испытание метиленовой синью. В результате этого испытания можно получить приближенно объемную долю монтмориллонита в глинистом сланце.

2. Построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта. Данный метод основан на определении абсциссы точки изотермы с ординатой, которая равна содержанию воды в сланце при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, впитывающего воду из бурового раствора. Активность воды в пластовых условиях, определяет давление набухания.

3. Оценка диспергирующей способности. Исследования проводятся для определения твердой фазы, сохраняющейся в конкретном растворе. При исследовании может быть выбран любой набор стандартных условий, которые некоторой степени подходят для местных глинистых сланцев и соответствующих условий в скважине.

Информация о геологических условиях и результаты лабораторных исследований важны для выбора типа бурового раствора, который обеспечит необходимую устойчивость ствола скважины с большим отклонением от вертикали. Дж. Р. Грей отмечает следующие факторы, которые стоит учитывать при выборе промывочной жидкости:

1. Растворы на углеводородной основе полностью защищают сильно набухающие монтмориллонитовые глины. Но при небольших глубинах по экономическим соображениям целесообразно допустить некоторую неустойчивость ствола и применить полимерный хлоркалийевый раствор.

2. Для контроля аномально высоких пластовых давлений либо для противодействия высоким напряжениям в горных породах в зонах повышенной надвиговой активности, необходимо использовать буровой раствор, который значительно содержит твердую фазу (известковый, гуматно-калийевый). На значительно больших глубинах целесообразно использовать растворы на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

3. В цементированных глинистых сланцах, подвергшимся значительным тектоническим воздействиям, процесс разрушения ствола скважины в результате потери устойчивости однозначно будет происходить, независимо от типа используемого раствора. В таких случаях рекомендуется использовать буровой раствор, который может быть легко очищен (полиакриламидный хлоркалийевый раствор с гидротированным бентонитом или хлоркалийевый раствор с ксантановой смолой)

4. При вскрытии глинистых сланцев, которые имеют проницаемые пропластки, добавлением крахмала или производных целлюлозы можно добиться необходимых фильтрационных свойств полимерных буровых растворов

5. Рекомендуется использовать полимерный диаммонийфосфатный раствор, если при проведении геофизических исследований в скважине или экологические требованиям обязывают применять растворы на пресной воде.

Условия проведения исследований должны быть максимально приближены к характерным условиям, происходящих в скважине. Ни один из буровых растворов не может обеспечить сохранность устойчивости ствола, если не контролировать заданных свойств раствора. По этой причине стоит проводить частые проверки свойств бурового раствора и на их основе его исправительные обработки.



2.2 Применение ингибирующего бурового раствора для поддержания устойчивости стенок скважины

Ингибиторы – вещества, которые замедляют химические реакции. При бурении скважин ингибирования приводится для повышения стабильности технологических свойств промывочной жидкости в условиях агрессивного воздействия температуры, минерализованных пластовых вод и легко набухающих горных пород, также для сохранения устойчивости стенок скважин, которые сложены водочувствительными глинами. Последнее воздействие наиболее значимо при выполнении данной работы. Технология ингибирования заключается в многокомпонентной химической обработке бурового раствора путем введения в него коагулирующих агентов, регуляторов pH, понизителей вязкости, понизителей водоотдачи.

Механизм ингибирования растворов на углеводородной основе при процессе адсорбции данных компонентов (углеводородов) на поверхности глин признается как факт и лишь в редких случаях подтверждается косвенными количественными измерениями степени ингибирования. Аналогичный процесс происходит при использовании промывочной жидкости на синтетической основе.

Исходя из выше сказанного, а именно гипотезы о существовании трех концентрических слоев в пристволевой зоне, ингибиторы подразделяют на катионоактивные, анионоактивные и смешанного действия, которые различаются друг от друга по характеру воздействия на глинистые горные породы и на показатели бурового раствора. При соприкосновении первого слоя с буровым раствором и дальнейшего взаимодействия может происходить упрочнение и кольматирование, или, если неправильно подобрана рецептура раствора, происходит разупрочнение.

Во второй слой в основном проникает пресная вода, как уже приводилось ранее, за счет капиллярного всасывания или осмоса. При этом происходит увеличение объема глинистой породы или увеличение внутренних напряжений, и разупрочнением стенок скважины. Совместное использование анионных и катионных ингибиторов нецелесообразно, вследствие того что они сразу вступают в реакцию обмена с образованием труднорастворимых веществ.

Устойчивость глин, обладающих пластифицированно-коагуляционными свойствами, достигается в результате их гидратации или образования необратимых водоустойчивых кристаллизационно-конденсационных связей (по типу цемента).

По причине того что уменьшение гидратации не всегда приводит к сохранению устойчивости ствола скважины, применяют гидроокиси бария и кальция. При взаимодействии глин с этими гидроокисями происходит упрочнение стенок скважины в результате новообразований в кристаллической решетке. Повышение концентрации солей в буровых растворах приводит к уменьшению осмотического давления и дальнейшей степени гидратации глин.

Егорова Е.В. в процессе своей работы разделила ингибирующие системы по эффективности их влияния на устойчивость глинистых пород, на пять категорий:

- I. Высокоэффективные ($IgC = 2-3$).
- II. Эффективные ($IgC = 1-2$).
- III. Среднеэффективные ($IgC = 0-1$).
- IV. Малоэффективные ($IgC = 1-0$).
- V. Неэффективные ($IgC < -1$).

C-обобщенный показатель, в составе которого самостоятельно входит коэффициент набухания. При нормальных условиях большинство ингибирующих растворов относится ко II группе.

Влияние температуры оказывает наибольшее влияние на ингибирующую способность бурового раствора. Наибольшую устойчивость при высоких показаниях температур и давления обеспечивает система малосиликатносолевые растворы.

В мировой практике признаю необходимость контроля активности бурового раствора и глин. Если активность пород уравнивается активностью раствора, то устойчивость глинистых сланцев будет достигать таких показателей, как при бурении с использованием растворов на углеводородной основе. Однако оценить эти свойства крайне затруднительно даже в лабораторных условиях.

Важнейшими показателями качества раствора являются фильтрационная характеристика и минерализации дисперсионной среды. Чем ближе схожесть этой среды к пластовой жидкости, тем меньше происходит проникновение в пласт и обратно.

Процесс увлажнения и набухания глинистых минералов уменьшается в результате ингибирования, из-за адсорбции на глинистых частицах поливалентных ионов, поверхностно-активных веществ, внедрения ионов, обладающих значительно меньшими размерами, в кристаллическую решетку, также возникновения новообразований на поверхности глин.

Ф.Ф. Лаптев в своей работе предложил использовать силикат натрия в качестве добавки бурового раствора. При вступлении в реакцию силиката натрия с солями, которые содержатся в глинистых горных породах, образуются осадки с высокой плотностью. В результате этого взаимодействия создаются нерастворимые силикаты, которые цементируют отдельные частицы глин. Однако при образовании защитной оболочки на поверхности глинистых частиц, процесс гидратации не ликвидируется.



Наибольшее ингибирующее воздействие на глины оказывают соли калия, алюминия и железа с анионами SO_4 , NO_3 , PO_4 . При присутствии солей одновалентных (KCl , NaCl), двухвалентных (CaSO_4 , CaCl_2), гидроокиси ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) и других металлов процесс набухания замедляется, наблюдается усиление прочности и устойчивости глин. Ингибирующие буровые растворы подразделяют на кальциевые, калиевые, алюминизированные и соленасыщенные.

По содержанию количества калия в растворе, ингибирующие провymочные жидкости подразделяют на известковые ($0,15\text{--}0,3 \text{ кг/м}^3$), гипсовые ($0,8\text{--}1,2 \text{ кг/м}^3$), хлоркальциевые ($0,4\text{--}5 \text{ кг/м}^3$). При избыточном содержании в растворе Ca_2^+ (более $1\text{--}5 \text{ кг/м}^3$) происходит обрушение глинистых пород, это говорит о том, что такое содержание калия технологически и экономически нецелесообразно. Так же крепящий эффект хлоркальциевого раствора достигается при определенной влажности глинистых минералов. Использование кальциевых растворов не приводит к необходимой стабилизации стенок скважины.

Использование калиевых буровых растворов началось с 70-х годов XX века, и по сей день они непрерывно совершенствуются. Калиевые буровые растворы обладают более эффективными ингибирующими воздействиями на глинистую породу в массиве, а особенно на монтмориллонит и гидрослюда. Для проходки неустойчивых глинистых пород во всем мире широко используются калиевый буровые растворы, связано это с тем что KCl является наиболее доступным недорогой солью.

Успешно применяются хлор-калиевый полимерный глинистый и безглинистый буровой раствор. В состав этих растворов входят: загустители, полимеры разных модификаций (полиакриламид 88–100 и др.) и предварительно гидратированный бентонит. Действие данного раствора основывается на трех принципах: ингибирование гидратации глинистых пород, низкое содержание твердой фазы и обволакивающие воздействие полимера. В таких растворах обычно используют высокомолекулярные сополимеры акриламида и акрилата натрия в концентрации $0,15\text{--}0,215 \%$ к объему.

Объемная доля полимеров в хлор-калиевых полимерных растворах должна быть незначительной, чтобы обеспечить стабилизацию глинистых сланцев. Но при проведении исследований были сделаны следующие выводы: анионные полимеры хорошо защищают глинистые сланцы, но только при низких температурах; катионные полимеры не могут стабилизировать сланцы; неионные полимеры защищают сланцы, только при значительно высокой концентрации.

Стабилизация глинистых горных пород объясняется анионной природой полимера и низкой эффективной концентрацией, вызывающие адсорбцию полимера не на всей поверхности глинистого минерала, а на положительно заряженные участки. Степень гидролиза определяется распределением отрицательных зарядов на молекуле полимера. Процесс адсорбции полимера в глинистом сланце происходит значительно быстрее, если присутствует хлор-калия при концентрации свыше 2% . Буровой раствор с полиакриамидом и хлор-калия подвержен к присутствию многовалентных катионов, ухудшающих свойства раствора и делают его неэффективным.

Во ВНИИКРнефти был разработан раствор в рецептуру которого входил алюмокалиевый компонент, который обеспечивает ингибирование неувлажненных глинистых пород при температуре в пределах $150\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$. В отличие от выше указанных растворов в эту провymочную жидкость ионы калия не вводились, что качественно сказывается на расходе полимерных реагентов, которые выступают в роли понизителя водоотдачи. При использовании алюмокалиевого раствора достигается высокая эффективность. Связано это с двойным ингибированием ионами калия и алюминия. Ион калия препятствует проникновению воды в межпакетное пространство глинистого минерала, а адсорбция гидроксида алюминия на глинистом минерале значительно повышает количество связанной воды, в результате образуется более прочные защитные слои.

Все указанные растворы имеют высокое содержание твердой фазы, которая снижает механическую скорость и увеличивает стоимость строительства скважин. По этим причинам все более широкое применение получили буровые растворы с низким содержанием твердой фазы и недиспергирующие растворы. В таких растворах используется полимер и растворимые соли для предупреждения набухания и диспергирования глинистых минералов.

Кистером Э.Г. и Дедусенко Г.Я. впервые были предложены недиспергирующие растворы. В качестве реагентов были предложены полиакриламид, метас, метилметакрилат. Действие полимера заключается в связывании глинистых частиц и замедлении осмотического процесса. Когда частицы породы попадает в полимерный раствор, они покрываются оболочкой и не диспергируются, в результате снижается количество твердой фазы в растворе и увеличивается механическая скорость проходки. Полимерный раствор покрывает стенки тонкой прочной фильтрационной коркой, которая предотвращает гидратацию глин, ограничивающей эрозию стенок скважины и фильтрацию бурового раствора в пласт. По своему воздействию на породы эти растворы приравниваются к провymочным жидкостям на углеводородной основе.

Разновидностями полимерглинистых растворов являются гидрофобизирующие растворы на основе кремнийорганического соединения (ГКЖ). Кремнийорганические соединения из-за своей дефильности адсорбируются на глинистых породах, при этом создавая гидрофобный барьер, который препятствует контактированию глин с дисперсной средой. В результате этого растворы с ГКЖ и защитными реагентами, используются для проходки скважин в высококоллоидных глинистых породах.



Полимерные растворы на основе комплексных реагентов, содержащих два или более полимеров, один из которых обладает свойствами флокулянта, другой – стабилизатора. Предложено обрабатывать полимерглинистые растворы их комплексами (органические вещества, которые образуют комплексные соединения (комплексы) с ионами металлов) НТФ и $Al_2(SO_4)_3$ для регулирования структурно-механических свойств.

В процессе лабораторных исследований было определено, что защитного действия полимеров недостаточно для предотвращения набухания, в результате этого для уменьшения диспергирования глинистых частиц в промывочной жидкости должен присутствовать растворимые соли, особенно KCl .

В научных трудах утверждается, что ингибирующий эффект достигается добавками гидролизованного полиакриламида (ГПАА), а присутствия олея калия в этих буровых растворах, не оказывает никакого влияния на предотвращение гидратации и диспергирования глин.

Эти полимерные безглинистые промывочные жидкости представляют собой воду с добавками полимера, которые улучшают реологические свойства, выносную способность и флокулирование выбуренной породы. При добавке солей переходных металлов в гидрогели водных растворов полимеров образуется рассол различной минерализации (полимер-солевые растворы).

Безглинистые буровые полимерные растворы применяются для разбуривания устойчивых разрезом с небольшими пропластками глин и аргиллитов, полимер-солевые безглинистые растворы могут применяться для бурения малопластичных глинистых пород. Использование полимерных систем сохраняет устойчивость ствола скважины. Однако поддержание стабильность стенок скважины не всегда удаются, связано это с тем конкретные глины обладают своим механизмом стабилизации.

Высказывались отрицательные точки о механизме действия полимеров на устойчивость глинистых сланцев. В своей работе Дедусенко Г.Я., Иванников В.И. высказывают мнение, что полимер адсорбируется на ребрах глинистых частиц. Однако в более поздней работе они доказывают, что полимеры акрилового ряда адсорбируются в межслоевом пространстве глин. В результате этого можно сказать, что механизм стабилизации глин полимерными растворами изучен еще недостаточно.

В настоящее время все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производственного крахмала), обладающих высокими ингибирующими действиями и коагулирующей кислото- или водорастворимой твердой фазой.

В 1991 году компанией «M-I Drilling Fluids Co» на Аляске была испытана промывочная жидкость Flo-Pro для бурения скважин с горизонтальным и сильно искривленным окончанием. Основой данной жидкости является биополимер на основе ксантановой смолы, которая образует в растворе структуру, обладающую ярко выраженными тиксотропными свойствами. Данные растворы отличаются высокой вязкостью при низкой скорости сдвига, хрупкой гелеобразующей структурой, низкой вязкостью при высоких скоростях течения. Ингибирующая способность и совместимость с пластовыми флюидами поддерживается введением $NaCl$, KCl , $NaBr$ и другими солями.

При активировании полимера целлюлозы ионами алюминия, образуется раствор предназначенный для снижения и стабилизации водоотдачи, инкапсуляции и ингибирования глинистых сланцев в пресных и минерализованных растворах на водной основе. Природа анионов полимера в сочетании с добавлением катионов, позволяет добиться эффективного ингибирования глинистых пород путем нейтрализации электрически заряженных участков. Этот комплексный механизм позволяет существенно улучшить устойчивость стенок скважины.

Выбор типа ингибирующего бурового раствора зависит от условий залегания механизма стабилизации глинистых горных пород, технологических и экономических возможностей компании.

Вывод

Рассмотренный вопрос устойчивости стенок скважины с большим отклонением от вертикали в настоящее время остаются одним из самых перспективных, актуальных и труднорешаемых.

В данной работе были определены причины нарушения устойчивости стенок скважины. При рассмотрении проблемы устойчивости стенок скважины со точки зрения изменения напряженного состояния в пристволевой зоне, делаем вывод, что независимо от возможностей технологического, технического и научного потенциала человечества процесс нарушения устойчивости стенок скважины с большим отклонением от вертикали не возможно предотвратить. По причине многолетнего формирования горных пород, которым свойственно наличие горизонтального, вертикального и горного давления, которые являются причинами деформации пород при их вскрытии.

Однако поддержание устойчивости стенок скважины достигается регулированием физико-химических процессов, происходящих между горной породой и промывочной жидкостью. Правильный подбор ингибирующей промывочной жидкости приведет к стабилизации горных пород, подверженных процессу набухания и пластического, хрупкого разрушения, то есть глинистых сланцев. Стоит отметить, что основным веществом способствующему процессу набухания является вода. Следует признать, что вопрос физико-химического взаимодействия воды и глинистых пород изучен не достаточно. Вода в системе глина-вода вносит свои коррективы в действие двух классических взаимодействий (дисперсионное и



электростатическое) в виде химического взаимодействия, а это говорит о том, что воду в составе дисперсных системах нельзя рассматривать только как ионно-молекулярное вещество.

Проведенный анализ в данной работе позволяет спрогнозировать возможные условия и осложнения при строительстве скважин с горизонтальным окончанием. Выбрать соответствующие параметры бурового раствора и непосредственно сам его состав. При создании технологий способных обеспечить устойчивость стенок скважины с большим отклонением от вертикали, необходимо при проектировании состава бурового раствора, учитывать особенности поведения глинистых пород, основных минералов подверженных процессу набухания и гидратации, глин и их свойств

Однако данная работа не является основополагающей для решения проблемы устойчивости стенки скважины с БОВ (большое отклонение от вертикали). Часть задач и вопросов которые были затронуты нуждаются в дальнейшем решении, практическом обосновании в конкретных геологических условиях при строительстве скважин с большим отклонением от вертикали.

Литература:

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: все про нефть и газ. – URL : <http://www.neft-igaz.ru/litera/index0251.htm/#3>
2. Кулябин Г.А. Технология углубления скважин на нефть и газ. – Тюмень : Вектор Бук, 2001. – 160 с.
3. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – № 4 (2). – С. 448–450.
4. Маковой Н. Гидравлика бурения: производственное издание / Пер. с Рум. – М. : Недра, 1986. – 6 с.
5. Майк Мимс. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважины : учеб. пособие / Майк Мимс, Крепп Тони, Вильямс Хари-Хьюстон. – Техас : К & М Текнолоджи Групп, ЛЛК, 1999. – 23 с.
6. Майк Мимс. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважины : учеб. пособие / Майк Мимс, Крепп Тони, Вильямс Хари-Хьюстон. – Техас : К & М Текнолоджи Групп, ЛЛК, 1999. – 170 с.
7. Глинистые сланцы [Электронный ресурс]: Википедия Свободная энциклопедия. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki>
8. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов : учеб. пособие для инженеров / Дж. Грей, Г.С.Г Дарли; пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 149 с.
9. Сенченко М.А. Анализ исследований по управлению устойчивости горных пород в стенках скважины // Проблемы и перспективы бурения инженерно-геологических, гидрогеологических и эксплуатационных скважин. – 2012. – № 5. – С. 651–652.
10. Гамзатов С.М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважине // Бурение. – 1973. – № 10.

References:

1. Equipment and technology of drilling of oil and gas wells [An electronic resource]: all about oil and gas. – URL : <http://www.neft-igaz.ru/litera/index0251.htm/#3>
2. Kulyabin G.A. Technology of deepening of wells on oil and gas. – Tyumen : Bouck's vector, 2001. – 160 p.
3. Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Geomechanik of oil and gas wells // Bulletin of the Nizhny Novgorod university of N.I. Lobachevsky. – 2011. – № 4 (2). – P. 448–450.
4. Makovey N. Drilling hydraulics: the production edition / Lane with Rhum. – M. : Nedra, 1986. – 6 p.
5. Mike Mims. Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells : studies. Grant / Mike Mims, Krepp Tony, Williams Hari-Houston. – Texas : To & M Technology Group, LLK, 1999. – 23 p.
6. Mike Mims. Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells: studies. Grant / Mike Mims, Krepp Tony, Williams Hari-Houston. – Texas : To & M Technology Group, LLK, 1999. – 170 p.
7. Clay slates [An electronic resource]: Wikipedia Free encyclopedia. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki>
8. Gray J. Structure and properties of boring agents: studies. a grant for engineers/J. Gray, G.S.G Darli; the lane with English – M. : Nedra, 1985. – 149 p.
9. Senchenko M.A. The analysis of researches on management of stability of rocks in well walls // Problems and the prospects of drilling of engineering-geological, hydrogeological and operational wells. – 2012. – № 5. – P. 651–652.
10. Gamzatov S.M. A technique of definition and forecasting of the osmotic phenomena in the well // Drilling. – 1973. – № 10.



УДК 521

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО КОРРЕКТОРА ПОДАЧИ-ДЕМПФЕРА ПРИ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ПЕРЕДАЧИ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

THE USE OF DOWNHOLE CORRECTOR FEED-DAMPER NON-UNIFORMITY OF THE TRANSMISSION OF AXIAL LOAD

Саломатов Владислав Андреевич

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет
Vladhockey@yandex.ru

Захаров Александр Дмитриевич

магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет

Паникаровский Евгений Валентинович

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский Индустриальный Университет

Аннотация. В данной работе рассмотрена такая проблема, как неравномерная передача осевой нагрузки при бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием. Приведены устройства, направленные на борьбу с данной проблемой, а так же проанализированы сильные и слабые стороны корректора подачи-демпфера.

Ключевые слова: скважина, осевая нагрузка, устройство, корректор подачи-демпфер.

Salomatov Vladislav Andreyevich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen
Vladhockey@yandex.ru

Zaharov Aleksandr Dmitryevich

Undergraduate,
Industrial University of Tyumen

Panikarovskiy Evgeniy Valentinovich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of
the chair «Drilling oil and gas wells»
Industrial University of Tyumen

Annotation. In this paper, we consider such a problem as uneven transmission of axial load when drilling directional wells and wells with a horizontal end. The devices aimed at combating this problem, as well as the strengths and weaknesses of the flow corrector-damper are analyzed.

Keywords: well, axial load, device, feed corrector-damper.

1 Анализ проблем бурения наклонно направленных скважин

В настоящее время большинство пробуренных скважин, на нефть и газ, являются наклонно-направленными. Наклонно-направленные скважины – это скважины имеющие отклонение по вертикали в заданном направлении.

Данный вид значительно повышает дебит скважин и нефтеотдачу пластов. Так же бурение таких скважин может вестись в заболоченных местах, акваториях и других пересеченных рельефом местностях.

В практике наклонно-направленные скважины по типу профиля делятся на 4 категории, в зависимости от величины радиуса кривизны.

– скважины с большим радиусом кривизны (интенсивность до 2 град / 10 м), бурится большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири;

– скважины со средним радиусом кривизны (интенсивность до 6 град / 10 м), бурятся скважины с горизонтальными участками Западными фирмами;

– скважины с малым радиусом кривизны. Основное преимущество такого типа профиля – точный подход скважины к выбранному объекту эксплуатации. При этом низкая механическая скорость бурения, отсутствует серийная забойная аппаратура для контроля за положением ствола скважины, и сравнительно невелика длина горизонтального участка;

– скважины со сверхмалым радиусом кривизны. Для получения сверхмалых радиусов кривизны (от нескольких сантиметров до 0,6 м) используются высоконапорные струи воды, с помощью которых создаются стволы диаметром 40–70 мм. Этот метод пока применяют только в экспериментальных целях.

Однако, несмотря на большой опыт строительства наклонно направленных скважин бурение таких профилей сопровождается рядом трудностей, одними из которых являются большие силы трения, которые способствуют неравномерности передачи осевой нагрузки на забой скважины. Это в свою очередь ведет к ухудшению технико-экономических показателей проходки скважины.

2 Анализ влияния сил трения на процесс бурения

Боковые силы, возникающие при изгибе бурильных труб в искривленных участках скважины и вес КНБК в наклонном или горизонтальном интервале бурения, порождают силы трения, препятствующие дальнейшему продвижению инструмента

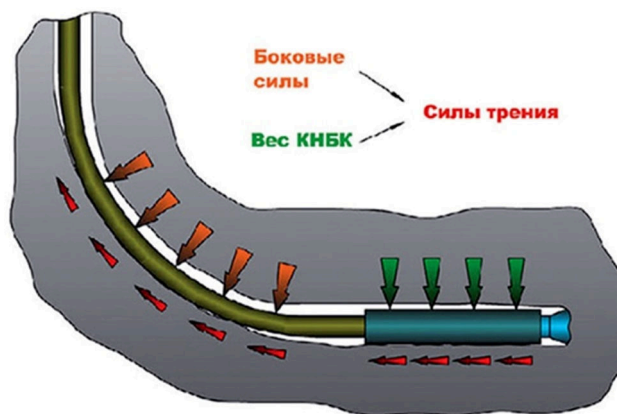


Рисунок 1 – Воздействие сил трения на процесс направленного бурения

Согласно исследованиям М.М. Александра, взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины в вертикальной скважине происходит только по замкам, а при бурении наклонных скважин происходит касание и по телу трубы. Исследования З. Луцкого показали, что коэффициент трения в зависимости от породы и типа промывочной жидкости изменяется в интервале 0,121–0,315. В проведенных ранее теоретических исследованиях была выявлена зависимость кинематического коэффициента трения от частоты виброперемещений:

$$\mu_k = \mu_0 [1 - E(A_F + A_T)^{-1}], \tag{1}$$

где μ_k – кинематический коэффициент трения; μ_0 – трение покоя; A_F – работа сил нормального давления на пути перемещения:

$$A_F = (2 \cdot h \cdot d_r \cdot \sigma_n) / 3; \tag{2}$$

A_T – работа сил трения на площадке фактического контакта на пути преодоления $2d_r$:

$$A_T = (\pi \cdot d_r \cdot 2 \cdot \tau_{cp}) / 3. \tag{3}$$

Работа (приходящая на один контакт единичной длины, т.е. на длине равной X / S_m) деформации энергии движущегося тела со скоростью $V = \omega X$ при виброперемещениях с частотой ω и амплитудой виброперемещения X :

$$E = mV^2 \cdot \cos^2 \psi \cdot (2n_0)^{-1} = M/L_3 \cdot \omega^2 \cdot X^2 \cdot \cos^2 \psi (2n_0)^{-1} \cdot X_{sm}. \tag{4}$$

На рисунке 2 показано отношение кинематического коэффициента трения μ_k к коэффициенту трения покоя μ_0 от частоты и амплитуды виброперемещений.

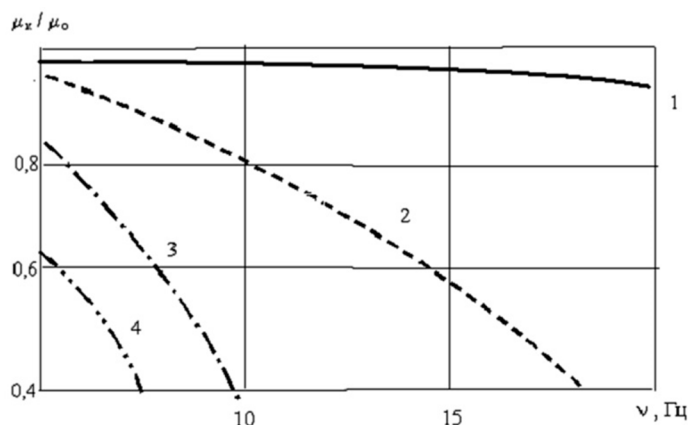


Рисунок 2 – Влияние частоты продольных колебаний на коэффициент трения

Из анализа результатов ранее проведенных теоретических исследований (представлены на рисунке 3) следует, что при использовании дополнительно продольных виброперемещений колонны, например, с частотой излучения 2...10 Гц и амплитудой до 6...9 мм, можно на несколько десятков процентов уменьшить коэффициенты трения замков о стенки ствола скважины.

Из всего этого можно сделать вывод, что применив специальные наддолотные устройства, мы сможем значительно уменьшить силы трения.



3 Сравнение устройств, предназначенных для преодоления сил трения

В бурении существует ряд способов и множество устройств, которые направлены на борьбу с силами трения и последствиями от них. Например, при бурении ГЗД практикуется проворачивание бурильной колонны, что исключает возникновение трения покоя между колонной и стенкой скважины. Так же известны устройства, устанавливаемые над долотом. Например, гидравлические яссы, осцилляторы и вибраторы.

Каждое из приведенных устройств безусловно обладает своими плюсами и сильными сторонами. Однако присутствуют и серьезные недостатки. Недостатками являются их сложность и невозможность регулирования нагрузки на долото в процессе бурения.

Существует забойный механизм подачи, который входит в КНБК, включающую БК, породоразрушающий инструмент, ВЗД и телескопическую систему, состоящую из цилиндра с отверстиями и поршня. Данное тех. Решение обладает следующими недостатками: недостаточная эффективность устройства, так как при его работе может произойти блокировка работы ГЗД. Сложность процесса регулировки осевой нагрузки на долото. Так же устройством не позволяет демпфировать осевые и крутильные колебания, которые возникают в процессе работы долота и ГЗД. И в целом, устройство предназначено только для работы с забойным двигателем, в частности с ВЗД.

Известен регулятор подачи типа РПДЭ-3, содержащий электрический датчик, пульт управления, станцию управления, генератор, двигатель постоянного тока, редуктор.

Недостатком регулятора подачи является то, что величина подачи бурового инструмента (буровая колонна, утяжеленная бурильная труба, долото и т.д.), выполняемой сверху бурильщиком или автоматом, с глубиной погружения долота в породу не соответствует, так как колонна бурильных труб не является абсолютно жесткой системой и в зависимости от возникающих в ней усилий испытывает упругие деформации, компенсирующие разность между подачей и глубиной погружения долота.

Таким образом, погружение долота всегда меньше подачи инструмента, и в то же время любое погружение долота происходит только в результате подачи инструмента. При этом подача инструмента, осуществляемая бурильщиком на поверхности, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и обуславливало наиболее эффективную скорость их разбуривания. Регуляторы подачи работают совместно с индикаторами веса, например, ГИВ-6. Индикаторы веса определяют нагрузку на долото с поверхности земли с учетом веса колонны бурильных труб. Разница веса между колонной бурильных труб и нагрузкой, которую показывает индикатор веса – является нагрузка на долото. Такая разница в показаниях выдает большую погрешность, которая влияет на скорость бурения, расход бурового раствора, т.е. бурение горных пород происходит интуитивно, из-за чего снижаются показатели бурения и происходят большинство аварий связанных с прихватом бурового инструмента. Недостатками регулятора подачи являются также большие металлоемкость и габариты.

Таким образом, из выше указанного можно сделать вывод, что необходимо устройство с более высокой эффективностью и расширенными функциональными возможностями.

В ООО НПП «БУРИНТЕХ» в результате аналитических, экспериментальных и полевых работ создан целый ряд современных высокоэффективных элементов КНБК – протекторов забойных различных типоразмеров и исполнений, устанавливаемых над долотом, способных обеспечить гашение продольных, поперечных и крутильных ударов в нижней части бурильной колонны. Характерной особенностью данных устройств является возможность гашения сильных одиночных продольных, поперечных и крутильных ударов.

Разработаны, изготовлены и проходят промышленные испытания протекторы ПЗ-108-45, ПЗ-172-40, ПЗ-215-50 различных модификаций и исполнений (рис. 3).



Рисунок 3 – Протектор



Таблица 1 – Типоразмер и модификации протекторов

Типоразмер	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр проходного канала мм	Длина в сложенном состоянии / с выдвинутым шпинделем, мм	Присоединительные резьбы по ГОСТ 28487-90		Масса не более, кг
				верхняя	нижняя	
				муфта	ниппель	
ПЗ-108-45	108	19	541/586	3-76	3-76	49
ПЗ-172-40	172	50,8	958/998	3-114	3-114	114
ПЗ-215-50	215... 219	73	1556/1606	3-152	3-152	348

При бурении наклонно-направленных, горизонтальных скважин, а также при бурении боковых стволов возникает проблема выбора оптимального размещения ясса для ликвидации прихвата КНБК. С одной стороны, должно обеспечиваться требование доведения нагрузки на ясс для его запуска в случае необходимости; с другой стороны, для увеличения ударного воздействия ясса он должен как можно ближе быть расположен к КНБК.

Подобное противоречие приводит к тому, что на практике ясс устанавливают на значительном расстоянии от КНБК – на практически вертикальном участке ствола скважины, при бурении боковых стволов – в обсаженном стволе скважины. При таком размещении ясса, в случае прихвата КНБК, эффективность работы ясса сильно снижается, т.к. удары ясса, хорошо ощущаемые на полу буровой, гасятся большой массой протяженной колонны труб от ясса до прихваченного КНБК. Проблема также осложняется и дополнительными ограничениями по месту установки ясса, налагаемыми его конструкцией, требованиями его размещения ниже или выше нейтральной линии.

С учетом вышесказанного были проведены аналитические, экспериментальные и полевые работы по созданию нового типа ударной компоновки «БУРИНТЕХ», состоящей из двух яссов – верхнего ясса гидравлического типа и нижнего ясса механического типа.

Основные работы велись по созданию ключевого элемента ударной компоновки – нижнего ясса механического типа, получившего название – расхаживатель колонн (РКМ-108, РКМ-114, РКМ-172). Расхаживатель колонн разработан для совместной работы с яссами типа ЯГБ (ЯГР) и способен работать на горизонтальном участке ствола скважины, причем с пропуском через фрезерованное окно при бурении бокового ствола. В некоторых случаях расхаживатель колонн может применяться одиночно и заменить обычный ясс двухстороннего действия.

Таблица 2 – Типоразмер и модификации расхаживателей колонн

Типоразмер	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр проходного канала мм	Длина в сложенном состоянии / с выдвинутым шпинделем, мм	Присоединительные резьбы по ГОСТ 28487-90		Масса не более, кг
				верхняя	нижняя	
				муфта	ниппель	
РКМ-108	108 ... 110	50,8	1995/2097	3-86	3-86	126
РКМ-172	172 ... 176	73	2200/2420	3-133	3-133	270

Однако остановимся на забойном корректоре подачи-демпфер, подробно разберем устройство и принцип его работы.

4 Устройство и принцип работы забойного корректора подачи-демпфера

Корректор подачи демпфер (КПД) предназначен для обеспечения оптимального равномерного нагружения породоразрушающего инструмента осевой нагрузкой, когда движение бурильной колонны в результате трения осуществляется неравномерно, рывками, а также для демпфирования осевых нагрузок, действующих на долото в процессе бурения.

В основе принципа работы корректора подачи-демпфера, а именно в создании осевой силы на шпинделе устройства, используется физическое явление, проявляющееся при работе с гидравлическими яссами и известное под термином «насосный эффект» или «открывающая сила насоса».

Данное явление широко известно специалистам, оно отчетливо фиксируется на устье при проведении аварийных работ с гидравлическими яссами типа ЯГР, ЯГБ.

Корректор подачи-демпфер устанавливается над забойным двигателем или телесистемой и не требует для работы дополнительного перепада давления.



Рисунок 4 – Расхаживатель колонн



Рисунок 5 – Корректор подачи-демпфер КПД-172-300

В этом случае избыточное давление будет складываться из потерь давления в элементах КНБК, расположенных ниже устройства. Речь идет о потерях давления в телесистеме, забойном двигателе и долоте (потери давления в затрубном пространстве можно не учитывать, т.к. КПД в процессе бурения находится на близком расстоянии от забоя).

Ниже приведён график зависимости осевой силы подачи-демпфирования от перепадов давлений в элементах КНБК (рис. 6).

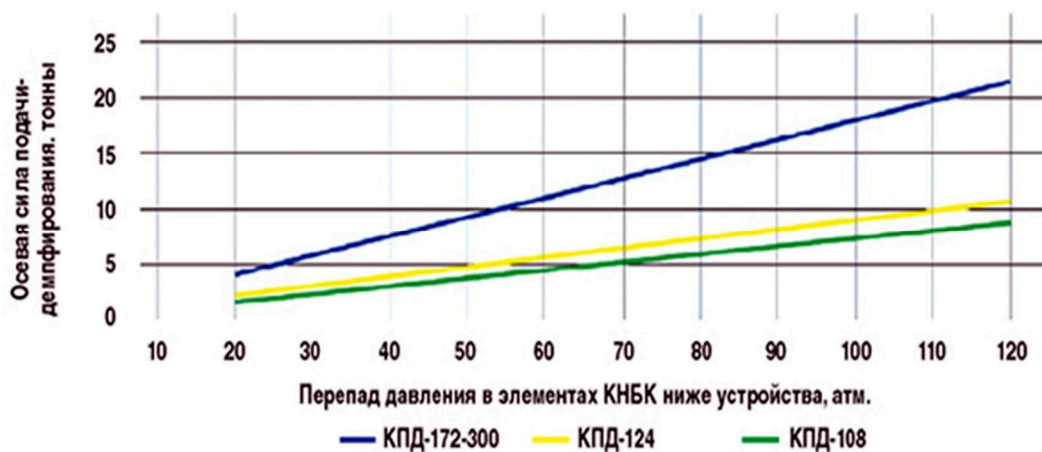


Рисунок 6 – График зависимости осевой силы подачи-демпфирования от перепадов давлений в элементах КНБК ниже устройства



Конструкция корректора-поддачи демпфера является собственной оригинальной разработкой ООО НПП «БУРИНТЕХ», защищенной патентами (рис. 7)

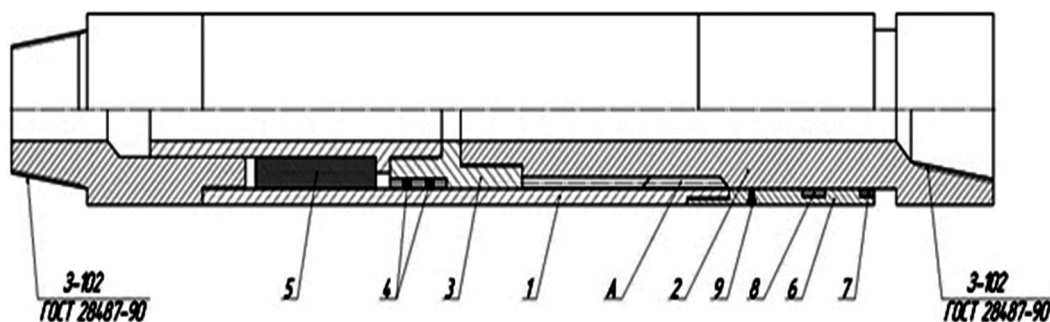


Рисунок 7 – Корректор подачи-демпфер. Общий вид:

1 – корпус; 2 – шпindelь; 3 – поршень; 4 – кольца уплотнительные; 5 – узел дросселя; 6 – направляющая; 7 – манжета грязевая; 8 – уплотнения; 9 – пробка; А – шлицевое соединение

Устройство содержит шлицевой корпус, внутри него подвижно расположен шпindelь, взаимодействующий с ним по шлицам. Ход шпинделя внутри корпуса ограничивается поршнем, на котором размещены кольца уплотнительные (узел сальника). Также в корпусе выполнен узел дросселя. На корпусе размещена направляющая, взаимодействующая с наружной цилиндрической поверхностью шпинделя. Направляющая снабжена грязевой манжетой с уплотнениями, что позволило выполнить шлицевое соединение герметизированным. Устройство заполняется маслом через отверстие на направляющей и герметизируется пробкой с уплотнительным кольцом.

Предположим, что КНБК находится на участке с высокими значениями сил трения и в начальный момент устройство сомкнуто. В процессе бурения, до этого случая, вес колонны труб выше устройства передается на долото, т.к. корректор подачи-демпфер сомкнут.

По мере углубления, вследствие увеличения сил трения и «подлипания» колонны бурильных труб выше устройства, нагрузка перестает передаваться на долото. Однако, в результате выдвигения шпинделя, устройство продолжает нагружать КНБК, т.е. происходит процесс бурения при «подлипшей» колонне бурильных труб. Как только шпindelь полностью выдвинулся из корпуса, передача нагрузки на долото прекращается. При дальнейшем увеличении сжимающей нагрузки прилипшая колонна труб «срывается» и сжимающая нагрузка передается по колонне бурильных труб вниз к КНБК. При этом шпindelь устройства резко задвигается в корпус, сжимая жидкость в демпфирующей камере, излишки которой выбрасываются через обратный клапан.

Таким образом, ударная нагрузка от колонны бурильных труб гасится в демпфирующей камере, благодаря чему исключается изменение ориентации ВЗДО от скачкообразной передачи осевой нагрузки, а также сокращается количество локальных искривлений ствола скважины.

Был проведен сравнительный анализ двух скважин, одна из которых была пробурена компоновкой, включающей корректор подачи-демпфер, а другая компоновкой без корректора подачи-демпфера. Результаты анализа приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительный анализ скважин, пробуренных компоновкой с корректором подачи-демпфер и без

Номер скважины	Интервал бурения, м	Общий метраж, м	Средняя скорость мех. бурения интервала, м/ч
1544 (+КПД)	2900–3230	330	25,3
1545 (без КПД)	2915–3238	323	20,3

Сравнительный анализ показывает, что применение корректора подачи-демпфера позволило увеличить показатель средней скорости механического бурения на 25 %. Промысловые испытания показали, что применение КПД при бурении наклонно-направленных скважин позволило значительно улучшить управляемость КНБК, и тем самым сократить время строительства скважины.

Выводы:

1. Серьезной проблемой, при бурении скважин, являются большие силы трения, которые приводят к неравномерности передачи осевой нагрузки на забой, в связи с чем ухудшаются технико-экономические показатели.
2. Существует множество методов для решения данной проблемы, однако им свойственны серьезные недостатки и недоработки.
3. Корректор подачи-демпфер является на данный момент очень актуальным устройством для решения подобных проблем, при его использовании значительно увеличивается скорость механического бурения, что положительно сказывается на технико-экономических показателях.

**Литература:**

1. Абрамсон М.Г. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений : справочник. – М. : Недра, 1984. – 207 с.
2. Абатуров В.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Разрушение горных пород при бурении скважин» для студентов специальности 0909 : метод. указание / В.Г. Абатуров, А.В. Кед. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 26 с.
3. Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М. : Недра, 1994. – 261 с.
4. Долота шарошечные. Типы и основные размеры. Технические требования : ГОСТ 20692-2003. – Введ. 2004-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – 25 с.
5. Кулябин Г.А. Технология углубления скважин на нефть и газ. – Тюмень : Вектор Бук, 2001. – 160 с.
6. Кулябин Г.А. Методические указания по курсу «Технология бурения глубоких скважин» для проектирования режима бурения с забойными двигателями и самостоятельной работы студентов специальности 0909 : в 2-х частях : метод. Указание. – Тюмень : ТюмИИ, 2003. – 64 с.
7. Кулябин Г.А. Методические указания по курсу «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» студентам специальностей 0909 для расчетов бурильной колонны на прочность на практических занятиях : метод. указание. – Тюмень : ТюмИИ, 2003. – 18 с.
8. Справочник бурового мастера : научно-практическое пособие в 2-х томах / В.П. Овчинников [и др.]. – М. : Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
9. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. – М. : Недра, 1986. – 368 с.
10. Пустовойтенко И.Я. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М. : Недра, 1973. – 312 с.

References:

1. Abramson M.G. Reference book on mechanical and abrasive properties of rocks of oil and gas fields : reference book. – M. : Nedra, 1984. – 207 p.
2. Abaturov V.G. Methodical instructions to implementation of the term paper on discipline «Destruction of rocks at well-drilling» for students of specialty 0909 : method. instruction / V.G. Abaturov, A.V. Ked. – Tyumen : TSOGU, 2005. – 26 p.
3. Spivak A.I. Destruction of rocks at well-drilling / A.I. Spivak, A.N. Popov. – M. : Nedra, 1994. – 261 p.
4. Sharoshechny chisels. Types and main sizes. Technical requirements : GOST 20692-2003. – Vved. 2004-07-01. – M. : Publishing house of standards, 2003. – 25 p.
5. Kulyabin G.A. Technology of deepening of wells on oil and gas. – Tyumen : Bouck's vector, 2001. – 160 p.
6. Kulyabin G.A. Methodical instructions at the rate «Technology of Drilling of Deep Wells» for design of the mode of drilling with bottomhole engines and independent work of students of specialty 0909 : in 2 parts : method. Instruction. – Tyumen: TyumII, 2003. – 64 p.
7. Kulyabin G.A. Methodical instructions at the rate «Technology of Drilling of Oil and Gas Wells» to students of specialties 0909 for calculations of a boring column on durability on a practical training: method. instruction. – Tyumen: TyumII, 2003. – 18 p.
8. Reference book by the drilling foreman: a scientific and practical grant in 2 volumes / Accusative Ovchinnikov [etc.]. – M. : Infra-Inzheneriya, 2006. – 608 p.
9. Severinichik N.A. Machines and equipment for well-drilling. – M. : Nedra, 1986. – 368 p.
10. Pustovoytenko I.Ya. Prevention and accident elimination in drilling. – M. : Nedra, 1973. – 312 p.



УДК 622

ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОЕ МЕРОПРИЯТИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

MULTIFUNCTIONAL ACTION, THE EFFICIENCY OF MAINTENANCE OF SUCKER ROD PUMP OIL WELLS APPLIED TO INCREASE

Самедов Т.А.

Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
id.yug2016@gmail.com

Мустафаев С.Д.

Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Ханалиев В.Б.

Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Аннотация. Полифункциональным мероприятием является подлив или закачка чистой жидкости в затрубное пространство, которое осуществляется в различных целях, при эксплуатации штанговых глубинно-насосных скважин, выполняя различные технологические процессы.

В статье представлены примеры применения полифункционального мероприятия в трех различных штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах, в которых выполняются три различные функции этого мероприятия и не требуется остановка работы станка-качалки.

Ключевые слова: штанговая насосная скважина, полифункциональное мероприятие, подлив жидкости, вязко-пластичная нефть, двусторонние КВД, динамический уровень жидкости, статический уровень жидкости, пластовое давление, индикаторная диаграмма, изменение режима работы.

Samedov T.A.

Azerbaijan State Oil and Industry University
id.yug2016@gmail.com

Mustafayev S.D.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Khanaliyev V.B.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. Multifunctional action is having added or pumping pure liquid to annular space which is carried out in various purposes, at operation of shtangovy deep and pump wells, carrying out various technological processes.

Examples of application of a multifunctional action in three various shtangovy deep and pump oil wells in which three various functions of this action are performed are presented in article and the stop of operation of the pumping unit isn't required.

Keywords: sucker rod pump well, multifunctional action, liquid gravies, viscoplastic oil, bilateral CRP, dynamic level of liquid, static level of liquid, reservoir pressure, indicator chart, change of an operating mode.

Полифункциональным мероприятием является подлив или закачка чистой жидкости в затрубное пространство, которое осуществляется в различных целях, при эксплуатации штанговых глубинно-насосных скважин, выполняя различные технологические процессы.

1. Подлив жидкости в затрубное пространство скважин с интенсивным пескопроявлением имеет многолетний промысловый опыт и осуществляется с целью улучшения условий подъема частиц песка на дневную поверхность. С постоянным подливом чистой жидкости в скважину увеличивается количество жидкости и уменьшается концентрация частиц песка в восходящем потоке продукции скважины. Это является одной функцией отмеченного полифункционального мероприятия и предупреждает формирование песчаной пробки в скважине или уменьшает интенсивность этого нежелательного процесса.

В настоящее время на нефтяных промыслах, в штанговых глубинно-насосных скважинах применяются различные технологические схемы подлива жидкости, которые подробно освещены в литературе [1, 2, 3, 4]. Этот вид подлива жидкости осуществляется непрерывно до конца разработки нефтяного месторождения.

Необходимо отметить, что осуществление полифункционального мероприятия в виде подлива жидкости проводится в двух различных вариантах: в одном варианте, динамический уровень жидкости в работающей штанговой глубинно-насосной скважине с помощью подлива чистой жидкости в затрубное пространство, поднимается несколько метров выше его статического положения, а в другом варианте, он поднимается несколько метров вверх, но не доходит до его статического положения.

Следует отметить что, на нефтяных промыслах при осуществлении многих мероприятий, требуется остановить работу штанговой глубинно-насосной установки. Это приводит к некоторым нежелательным отрицательным последствиям, например, потерям в добыче нефти и газа, заклиниванию плунжера в цилиндре насоса, обрыву колонны штанг и т.д.



2. При замере пластового давления, путем снятия кривой восстановления давления (КВД), при изменении режимов работы скважины путем изменения числа качания в минуту « n » балансира станка качалки и путем изменения длины хода плунжера насоса « S » промысловики останавливают работы скважины. С другой стороны, если добываемая нефть является вязко-пластичной жидкостью в пластовых условиях, то в таких скважинах снимаются двусторонние КВД, определяются пластовое давление, начальный перепад давления « ΔP_0 » и начальный градиент давления « G » здесь также подливается жидкость в затрубное пространство и уровень поднимается несколько метров выше своего статического положения. По таким причинам промысловики не любят провести работы требующие остановки скважин и поэтому число подобных исследований резко уменьшилось, особенно в старых истощенных месторождениях.

3. В конце 60-х годов XX века предложен метод определения пластового давления штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин без остановки работу станка-качалки [2]. Сущность этого метода заключается в следующем: в затрубное пространство работающей насосной скважины подливается чистая жидкость в определенном количестве и динамический уровень жидкости в скважине поднимается несколько метров выше своего статического положения, прекращается подлив жидкости и не задерживаясь прослеживается снижение и восстановление динамического уровня. В прямоугольной системе координат строится кривая восстановления динамического уровня жидкости, которая получается в виде вогнутой относительно оси глубин монотонной кривой. После этого в той же системе координат строится прямолинейный наклонный график, являющийся характеристикой насоса, работающего в исследуемой скважине. Затем проводится прямая касательная к построенной кривой и параллельная к характеристике насоса. Одна координата (т.е. ордината) построенной точки касания дает глубину статического положения уровня жидкости, по которой определяется значение пластового давления по исследуемой работающей скважине.

Если продукция скважины не обводнилась и дает чистую нефть без воды, то в этом случае подлив жидкости осуществляется с чистой нефтью, в таком случае нельзя подливать воду в затрубное пространство, т.е. нельзя обводнять призабойную зону пласта. Если нефтяная скважина обводнилась, то можно подливать также воду.

Выше объяснены три функции многофункционального мероприятия подлива жидкости в затрубное пространство.

4. Имеется еще четвертая функция подлива жидкости в затрубное пространство работающей нефтяной насосной скважины. Ниже излагаем сущность этой функции.

В работе [1] предложен новый способ изменения режима работы штанговой глубинно-насосной скважины без изменения параметров эксплуатации « n » и « S » штанговой глубинно-насосной установки. Этот метод также применяется с подливом жидкости в затрубное пространство. Сущность этого способа заключается в следующем.

Скважина работает на своем оптимальном технологическом режиме; замеряется ее дебит и с помощью аппаратно-программного комплекса «Квантор-4микро» замеряется глубина динамического уровня жидкости, по этим данным строится первая точка первой индикаторной диаграммы; после этого в затрубное пространство скважины подливается жидкость, постоянный расход которой равняется, например $\frac{1}{2}$ часть дебита скважины; при этом установившийся дебит скважины будет равен к $\frac{2}{3}$ часть дебита; замеряется глубина установившегося динамического уровня жидкости и по этим данным строится вторая точка индикаторной диаграммы. Для второго раза изменения режима работы скважины, подливается жидкость в затрубное пространство в количестве $\frac{2}{3}$ -ей части дебита скважины, замеряется глубина динамического уровня жидкости; дебит в этом третьем режиме будет составлять $\frac{1}{3}$ часть дебита при оптимальном режиме. Таким образом по данным трех различных режимов работы, строятся индикаторные диаграммы без изменения « n » и « S », т.е. без остановки работы станка-качалки.

Ниже представлены примеры применения полифункционального мероприятия в трех различных штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах, в которых выполняются три различные функции этого мероприятия и не требуется остановка работы станка-качалки.

Штанговая глубинно-насосная скважина № 423 НГДЦ №4 НГДУ им. А.Д. Амирова эксплуатируется на площади Калмас из горизонта IV ПТ (продуктивная толща).

25 декабря 2014 года она исследовалась методом двустороннего восстановления забойного давления. Эта скважина имеет следующие эксплуатационной колонны 6"/5", глубина забоя 2080 м, интервал забойного фильтра 2069–2018 м, подвеска насоса 1505/58 м, НКТ спущены в скважине до глубины 1563 м, диаметр НКТ 2,5", дебит нефти 4 т/сут., дебит воды $Q_e = 0$, на устье скважины работает станок-качалка типа СКД-8, длина хода плунжера насоса $S = 1,6$ м, число качаний балансира станка-качалки $n = 6$ об/мин, диаметр насоса 0,043 м, теоретическая производительность 18,4 т/сут., коэффициент подачи насоса $\eta = 0,22$, удельный вес нефти 0,9476 г/см³, структурная вязкость нефти в пластовых условиях 152 сПз, предельное напряжение сдвига нефти в пластовых условиях $\tau_0 = 2,4$ Н/м², глубина динамического уровня нефти в своем технологическом режиме работы скважины 1312 м, глубина погружения насоса под динамический уровень нефти составляет 1563 – 1312 = 251 м. Несмотря на такое большое погружение насоса под динамический уровень нефти, его коэффициент подачи низкий.

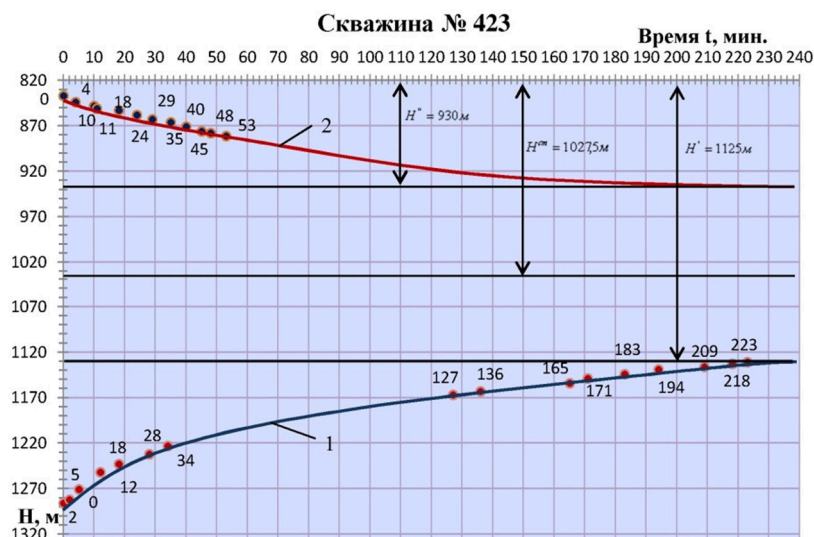


Рисунок 1 – Кривые двустороннего восстановления уровня нефти по скважине № 423 месторождения Калмас:
1 и 2 – соответственно нижняя и верхняя кривые восстановления уровня нефти

На рисунке 1 представлены кривые двустороннего восстановления забойного давления скважины № 423. Из этих кривых графически определены значения ниже-предельного и выше-предельного статического уровней нефти:

$$H^I = 1125 \text{ м}; H^{II} = 930 \text{ м}.$$

По этим данным, глубина статического уровня нефти будет:

$$H^{cm} = \frac{1}{2}(H^I + H^{II}) = \frac{1}{2}(1125 + 930) = 1027,5 \text{ м}.$$

Высота статического столба нефти в скважине определяется так:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 2080 - 1027,5 = 1052,5 \text{ м}.$$

Значение пластового давления определяется следующим образом:

$$P_{cm} = P_{пл} = \frac{H_{cm} \cdot \gamma_H}{10} = \frac{1052,5 \cdot 0,9476}{10} = 99,7 \text{ ат} = 9,97 \text{ МПа}.$$

Высота столба нефти в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$H_{cm} = 2080 - 1312 = 768 \text{ м}.$$

Динамическое забойное давление в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$P_c = \frac{768 \cdot 0,9476}{10} = 72,8 \text{ ат} = 7,28 \text{ МПа}.$$

Прилагаемая депрессия в своем технологическом режиме работы скважины, будет:

$$\Delta P = 9,97 - 7,28 = 2,69 \text{ МПа} = 26,9 \text{ ат}.$$

Начальный перепад давления находится так:

$$\Delta H_0 = \frac{H^I - H^{II}}{2} = \frac{1125 - 930}{2} = 97,5 \text{ м};$$

$$\Delta P_0 = \frac{97,5 \cdot 0,9476}{10} = 9,24 \text{ ат} = 0,924 \text{ МПа}.$$

Начальный градиент давления, будет:

$$G = \frac{\Delta P_0}{R_k - r_c} = \frac{0,924}{100 - 0,0635} = 0,0092 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}.$$



Как видно НГД (G) получает низкое значение из-за невысокого значения предельного напряжения сдвига τ_0 нефти в пластовых условиях.

Для уменьшения значений СМС нефти, следует нагревать ПЗП электронагревателем. Это мероприятие может заметно повышать дебит нефти скважины.

Скважина № 289 нефтяного месторождения Локбатан работает из горизонта IV с дебитом нефти 0,33 м³/сут, воды 2,5 м³/сут, процент обводненности продукции скважины составляет 88,3 %. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны D=0,102 м, наружный диаметр НКТ d = 0,051 м.

После подлива в затрубное пространство работающей скважины определенного объема жидкости (воды) уровень жидкости поднялся несколько метров выше своего статического положения не задерживаясь прослеживалось надеже уровня жидкости в скважине и по полученным данным построилась кривая восстановления динамического уровня жидкости в работающей скважине, которая представлена на рисунке 2; в той же системе координат построилась также характеристика насоса, работающего в исследуемой скважине № 289. Проводилась прямая касательная к построенной кривой и параллельная к характеристике (к наклонной прямой) насоса и графически найдена ордината точки касания, которая дает значение глубины статического уровня жидкости в скважине и равно $H^{cm} = 367$ м, а высота статического столба жидкости, будет:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 494 - 367 = 127 \text{ м.}$$

Скважина 289

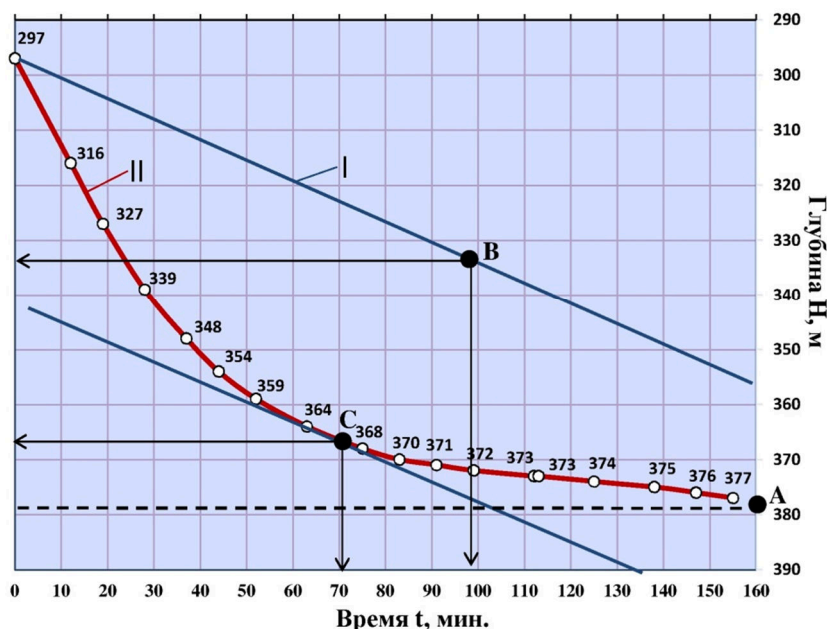


Рисунок 2 – Графики исследования штанговой глубинно-насосной скважины № 289 месторождения Локбатан: I – характеристика глубинно-насосной установки; II – кривая восстановления динамического уровня жидкости

Таким образом значение пластового давления, будет:

$$P_{пл} = \frac{127 \cdot 0,9261}{10} = 11,8 \text{ ат} = 1,18 \text{ МПа.}$$

Как видно из рисунка 2, динамический уровень жидкости при своем оптимальном режиме работы скважины находится на глубине $H^{дин} = 377$ м, а подвеска насоса составляет $H_{под} = 453 + 28 = 481$ м; поэтому глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости, будет:

$$H_{погр} = H_{под} - H^{дин} = 481 - 377 = 104 \text{ м.}$$

Скважина имеет не высокий газовый фактор. Теоретическая производительность насоса при $S = 0,6$ м и числе качания $n = 8$ об/мин составляет $Q_{теор.} = 5,6$ т/сут., поэтому коэффициент подачи насоса $\eta = 0,5$ при диаметре насоса 0,032 м. На основе полученных результатов исследования принято следующее решение: уменьшить подвеску насоса и довести глубину погружения насоса до $H_{погр} = 30$ м; при этом подвеска насоса, будет $H_{под} = 407$ м. Путем увеличения параметра S или n , увеличивать приложенную депрессию и дебит нефти скважины; в результате этих мероприятий дебит нефти (и коэффициент подачи насоса) будет расти.



Штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина № 46 работает в горизонте IV месторождения Локбатан (НГДЦ №2), диаметр эксплуатационной колонны 5", глубина скважины 420 м, интервал забойного фильтра 418–400 м, глубина подвески насоса 380/5 м, удельный вес нефти 0,8968 г/см³; удельный вес воды 1,0351 г/см³; тип станка-качалки работающего на устье скважины СКН-5, число качаний балансира 7,5 об/мин, длина хода плунжера насоса $S = 1,5$ м, тип насоса ВГН СМЗ, диаметр насоса 0,032 м; теоретическая производительность $Q_{теор.} = 13,0$ т/сут., коэффициент подачи насоса $\eta = 0,18$.

Для снятия индикаторных диаграмм использовались данные трех различных режимов работы скважины.

Первый режим работы являлся свой технологический режим. Перед началом исследования измерялись параметры эксплуатации своего технологического режима работы скважины (дебиты и глубина динамического уровня), затем два раза изменился режим работы без остановки работы станка-качалки, т.е. без изменения параметров S и l . Первый раз режим работы изменился следующим образом: в затрубное пространство работающей скважины подливали жидкости с постоянными расходами, притом расходы нефти и воды составляют $\frac{1}{3}$ -ю часть дебитов нефти и воды, тогда во втором режиме дебиты нефти и воды скважины будут равными к $\frac{2}{3}$ часть дебитов первого режима работы (т.е. технологического режима).

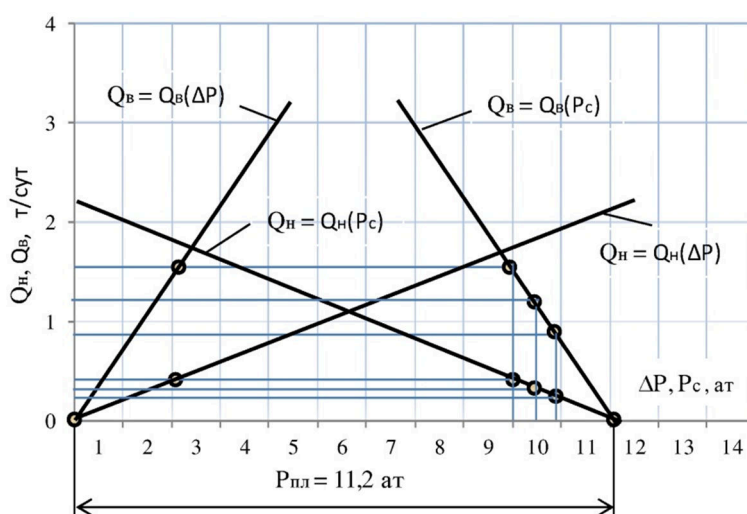


Рисунок 3 – Индикаторные диаграммы по нефти и по воде обводнившейся нефтяной скважины № 46 месторождения Локбатан

Второй раз режим изменялся таким образом: в затрубное пространство подливали жидкости с постоянными расходами, притом расходы нефти и воды составляют $\frac{2}{3}$ -ю часть дебитов нефти и воды, тогда в третьем режиме дебиты нефти и воды скважины будут равными к $\frac{1}{3}$ часть дебитов первого режима работы (т.е. технологического режима). В каждом установившемся режиме работы с помощью «Квантор-4микро» измерялся глубина динамического уровня жидкости в скважине. На основе этих уровней определялись значения динамических забойных давлений исследуемой скважины. После этого построились индикаторные диаграммы, которые представлены на рисунке 3.

Выводы

1. Все штанговые глубинно-насосные нефтяные скважины необходимо исследовать на установившихся режимах притока без остановки работы станка-качалки.
2. Подлив или закачка агрегатом чистой (без механических примесей) жидкости в затрубное пространство штанговых глубинно-насосных скважин является полифункциональным мероприятием применяемым для повышения эффективности эксплуатации этих скважин.
3. На нефтяных промыслах, в основном широко применяются следующие исследования:
 - замеры пластового давления;
 - гидродинамические исследования на установившихся режимах притока; в этих исследованиях снимаются индикаторные диаграммы;
 - снимается кривая восстановления забойного давления.
4. При замере пластового давления без остановки работы станка-качалки, подлив жидкости осуществляется до подъема уровня жидкости несколько метров выше его статического положения, затем снимается кривая восстановления динамического уровня жидкости.
5. При замере пластового давления скважины, продуцирующей вязко-пластичную нефть, снимаются двусторонние КВД; при этом нижнюю кривую снимают после остановки работы скважины,



верхнюю кривую снимают после закачки определенного объема жидкости в пласт и подъема уровня несколько метров выше его статического положения.

6. При снятии индикаторных диаграмм, режим работы скважины изменяется два раза без изменения S и h , путем подлива жидкости в затрубное пространство с постоянным расходом; первый раз подливается жидкость в затрубное пространство с расходом, равным $\frac{1}{3}$ -ю часть дебита жидкости скважины, а во второй раз $\frac{2}{3}$ -ю часть дебита скважины.

Литература:

1. Т.Ə.Сәмədov, R.A.Quliyev «Sulaşmış ştanqlı dərinlik nasos quyularında lay sularının hidrodinamik üsullarla təcrid edilməsi» : Metodik göstəriş, ADNSU-nin mətbəəsi. – Bakı, 2017. – 72 s.
2. Гулиев Р.А., Ханалиев В.Б. Способ определения пластового давления без остановки работы штанговой глубинно-насосной установки // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 41–44.
3. Определение статического давления пластов, содержащих высоковязкие ньютоновские и вязкопластичные нефти методом двустороннего восстановления давления / Т.А. Самедов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 44–48.
4. Мустафаев С.Д., Гулиев Р.А., Ханалиев В.Б. Проведение контроля за работой скважинной насосной установки с прибором «Квантор-4 микро» // Междунар. науч.-исследов. журнал. – Екатеринбург, 2016. – С. 118–122.

References:

1. T.Ə.Səmədov, R.A.Quliyev «Sulaşmış ştanqlı dərinlik nasos quyularında lay sularının hidrodinamik üsullarla təcrid edilməsi» : Metodik göstəriş, ADNSU-nin mətbəəsi. – Bakı, 2017. – 72 s.
2. Guliyev R.A., Hanaliyev V.B. Sposob of determination of reservoir pressure without stopping of work shtango-howl deep and pump installation // Oil-field business. – 2015. – № 9. – P. 41–44.
3. Determination of static pressure of the layers containing high-viscosity the Newtonian and viscoplastic oil by method of bilateral restoration of pressure / T.A. Samedov [etc.] // Oil-field business. – 2016. – № 1. – P. 44–48.
4. Mustafayev S.D., Guliyev R.A., Hanaliyev V.B. Monitoring procedure behind work of borehole pump installation with the «micro quantifier-4» device // Mezhdunar. Sinec.-res. magazine. – Yekaterinburg, 2016. – P. 118–122.



УДК 550.822

АНАЛИЗ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С КОМПЛЕКСОМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ ДЛЯ КАРОТАЖА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

ANALYSIS OF TELEMETRY SYSTEM WITH A COMPLEX OF GEOPHYSICAL DEVICES FOR REAL-TIME LOGGING

Сафронов Сергей Иванович

доцент,
Удмуртский государственный университет

Дё Александр Дмитриевич

старший преподаватель,
Удмуртский государственный университет

Шафигуллин Айнур Муллаунович

бакалавр,
Удмуртский государственный университет
rsg078829@mail.ru

Safronov Sergej Ivanovich

Associate professor,
Udmurt State University

Dyo Aleksandr Dmitrievich

Senior lecturer,
Udmurt State University

Shafigullin Ajnur Mullanurovich

Bachelor,
Udmurt State University
rsg078829@mail.ru

Аннотация. При современном уровне развития техники и технологий бурения информация о характеристиках пласта, получаемая в процессе бурения, является недостаточной. Необходимо иметь данные о кровле и подошве пласта, информацию о разрезе впереди долота, а также информацию о приближении к соседним скважинам. Это возможно за счет систем MWD (измерения в процессе бурения), LWD (каротажа в процессе бурения), роторных управляемых систем (RSS). В работе рассмотрены компоненты системы каротажных приборов: HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray) – прибор для измерения естественного гамма-излучения MFR (Multi-Frequency Resistivity) – Многочастотный датчик сопротивления; TNP (Thermal Neutron Porosity) – Датчик нейтронной пористости; AZD (Azimuthal Density) – Азимутальный датчик плотности. Даны их характеристики, достоинства и недостатки.

Annotation. Under current level of technical and technological development the information about reservoir characteristics which is collected during drilling process is not sufficient. It is necessary to own data about the top and bottom of the bed, have an information about geological cross-section in front of the drilling bit as well as information about approaching to neighboring wells. This is possible due to MWD systems (measurement while drilling), LWD systems (logging while drilling), rotary steerable systems (RSS). This research deals with components of logging devices: HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray) – device for measuring of natural gamma radiation; MFR (Multi-Frequency Resistivity) – multi-frequency resistance sensor; TNP (Thermal Neutron Porosity) – neutron porosity sensor; AZD (Azimuthal Density) – azimuthal density sensor. Their characteristics, advantages and disadvantages are described in this work.

Ключевые слова: технология logging while drilling (LWD) – геофизические исследования в процессе бурения; HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray) – прибор для измерения естественного гамма-излучения MFR (Multi-Frequency Resistivity) – Многочастотный датчик сопротивления; TNP (Thermal Neutron Porosity) – Датчик нейтронной пористости; AZD (Azimuthal Density) – Азимутальный датчик плотности.

Keywords: logging while drilling (LWD) technology – geophysical prospecting in drilling process; HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray) – device for measuring of natural gamma radiation; MFR (Multi-Frequency Resistivity) – multi-frequency resistance sensor; TNP (Thermal Neutron Porosity) – neutron porosity sensor; AZD (Azimuthal Density) – azimuthal density sensor.

Одним из важных достижений в области совершенствования телеметрических систем являются модульные системы, рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость, более дешевы и экономичны по сравнению с любыми другими [1–4]. Все оборудование такой системы имеет модульную конструкцию с полной совместимостью модулей, что дает возможность приобрести его в любом наборе, в виде отдельных секций или полным комплектом. Использование подобных систем помимо контроля навигационных и технологических параметров позволяет частично проводить комплекс геофизических исследований без остановки процесса бурения (технология logging while drilling (LWD) – геофизические исследования в процессе бурения). В частности, с помощью систем подобного типа можно осуществлять контроль за параметрами: естественное гамма излучение разбуриваемых горных пород; кажущееся сопротивление горных пород КС; сопротивление поляризации ПС; электромагнитный каротаж; гамма-гамма каротаж; нейтронно-нейронный каротаж; акустический каротаж; кавернометрия; виброметрия.



Однако при современном уровне развития техники и технологий бурения информация о характеристиках пласта, получаемая в процессе бурения, является недостаточной. Необходимо иметь данные о кровле и подошве пласта, информацию о разрезе впереди долота, а также информацию о приближении к соседним скважинам. Усложнение процесса бурения стимулирует дальнейшее развитие разработок телеметрических систем.

Решения в области наклонно-направленного бурения компании Weatherford способствуют повышению эффективности бурения горизонтальных скважин, в том числе при уплотнении скважинной стеки на месторождении; облегчают разработку труднодоступных пластов, где требуются сложные траектории стволов скважин, а также помогают оптимизировать пространственное положение скважин для минимизации возможных рисков. Компания Weatherford располагает новейшими технологиями и оборудованием, с помощью которых были достигнуты новые рекордные достижения в отрасли. Это системы MWD (измерения в процессе бурения), LWD (каротаж в процессе бурения), роторные управляемые системы (RSS), а также высокопроизводительные забойные двигатели. Помимо этого, Weatherford является единственной компанией на рынке, в чей арсенал входит система LWD, интегрированная с РУС, которая способна функционировать при температуре свыше 180 °С.

Состав и параметры приборов комплекса ГИС, указаны на рисунке 1.



- Датчик шок и вибраций (ESM)
- Датчик давления в трубном и затрубном пространстве (BAP)
- Датчик пористости по данным нейтронного каротажа (TNP)

- Датчик плотности (AZD)

- Датчик удельного сопротивления (MFR)
- Датчик гамма-каротажа (HAGR)

- Датчик инклинометрии (IDS)
- Роторно-управляемая система (RSS)

Рисунок 1 – Общий вид телеметрической системы с комплексом геофизических приборов для каротажа в режиме реального времени

Рассмотрим некоторые компоненты системы каротажных приборов подробнее.

1. **HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray)** – прибор для измерения естественного гамма-излучения

Представляет собой пассивные детекторы радиоактивного гамма-распада, происходящего внутри пластов. Тремя наиболее распространенными гамма-активными изотопами являются Калий – 40, Торий – 232 и Уран – 238. Высокие значения интенсивности гамма-излучения, измеряемые датчиком, указывают на высокую концентрацию радиоактивного материала. Обычные устройства детектирования гамма-излучения не могут определить происхождение гамма-излучения, что связано с используемым в них типом детектора (счетчики Гейгера-Мюллера). Датчики гамма-излучения указывают содержание материнской глины, но не показывают непосредственное содержание флюидов (например, газа, нефти, воды). Могут применяться в любой среде – воздухе, флюидах с любой степенью минерализации, флюидах на нефтяной основе, в обсаженных и необсаженных стволах скважин.

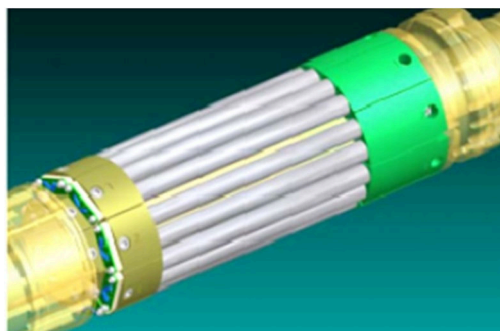


Рисунок 2 – Датчик HAGR

Датчик HAGR может быть смонтирован в модуль HEL, MFR либо RSS. В зависимости от этого и конструкционные параметры будут соответствовать одному из этих модулей (рис. 2).

Глубина исследования детектора гамма-каротажа составляет 9–12 дюймов (23–30 см). Разрешающая способность по вертикали составляет 18 дюймов (46 см).

2. **MFR (Multi-Frequency Resistivity)** – Многочастотный датчик сопротивления.

Датчик сопротивления электромагнитной волны основан на принципе проникновения радиочастотных (РЧ) волн сквозь горную породу. Распространение волны РЧ контролируется на следующих физических свойствах материала, через который волна проходит:

- электрическая проводимость, которая представляет способность материала проводить электрический поток;
- диэлектрическая проницаемость, которая представляет способность материала накапливать электрическую нагрузку;
- магнитная проницаемость, которая представляет способность материала намагничиваться.

Передачики расположены на разном расстоянии (выше и ниже) приемников. Каждый передатчик издает электромагнитный сигнал один за другим (поочередно). Изменение фазы или амплитуды сигнала, измеренного обоими приемниками, используется для определения удельного сопротивления пласта. Конфигурация с верхним и нижним передатчиком (симметрия антенн) позволяет применять к данным поправки по влиянию температуры скважины, так как по мере увеличения температуры электропроводимость увеличивается (сопротивление уменьшается).

На рисунке 3 представлен принцип действия многочастотного датчика сопротивления MFR.

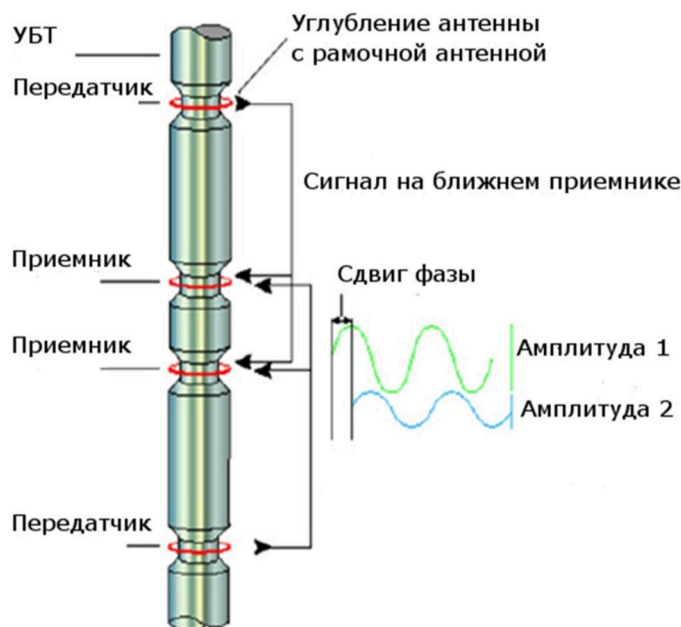


Рисунок 3 – Принцип работы многочастотного датчика MFR

Конструкция многочастотного датчика сопротивления MFR с тремя (MFR-80 с четырьмя) передатчиками обусловлена следующими факторами:

- глубина исследования датчика увеличится с увеличением расстояния между передатчиком и приемником;



– благодаря разным расстояниям между передатчиком и приемником достигается возможность измерения исследуемой области на разных зонах проникновения фильтрата бурового раствора.

Данная конструкция датчика дает возможность определения сопротивления в различных зонах:

- зона бурового раствора;
- загрязненная зона буровым раствором;
- чистая (нетронутая зона).

Симметричное расположение передатчиков (рис. 4) компенсирует влияние температуры среды в скважине.

Таким образом, данные от многочастотного датчика сопротивления MFR используются для:

- разделения углеводородов и соленой воды (рис. 5);
- определения мощности пласта, глинизации пласта, определения пористости пласта, флюидонасыщенности, подвижных флюидов (индикатор проницаемости);
- оценки запасов на месте залегания;
- предсказания аномального порового давления пласта;
- указания границ пласта для горизонтальных скважин.

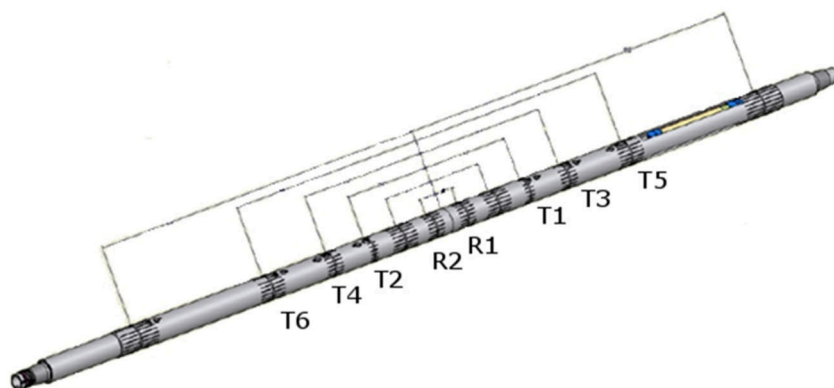


Рисунок 4 – Внешний вид многочастотного датчика сопротивления MFR

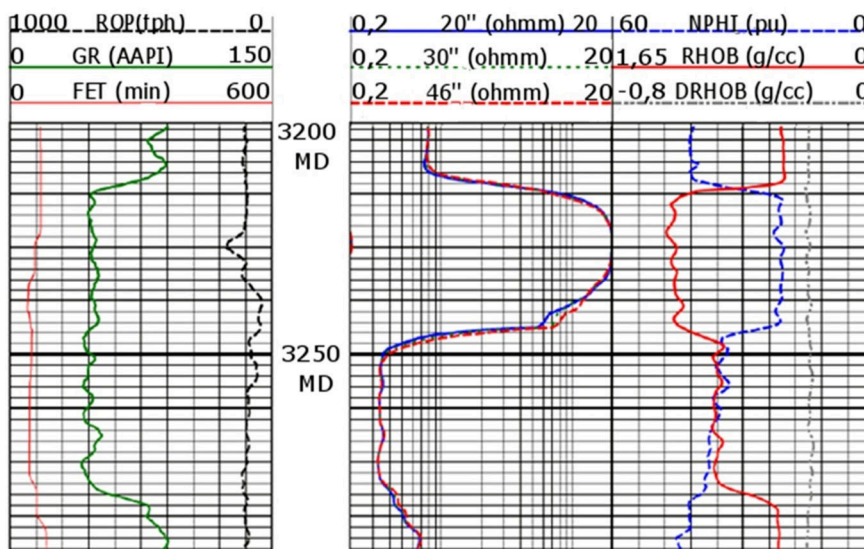


Рисунок 5 – Определения газо-водяного контакта

Характеристики и преимущества датчика MFR (табл. 1):

- решетка полностью компенсированной антенны, встроенная в утяжеленную буровую трубу для обеспечения повышенной надежности;
- полностью цифровая электроника измеряет фазу и затухание в каждой паре приемопередатчиков, что обеспечивает высокоточные измерения;
- три интервала между приемопередатчиками позволяют получить 12 полностью компенсированных замеров фазы и затухания на разных расстояниях по радиусу от ствола скважины.

Диаметр исследования 5 м при 20 Ом·м обеспечивает самое глубокое измерение сопротивления во время бурения.



Таблица 1 – Основные параметры датчика сопротивления MFR

Диапазон измерений (фаза), Ом · м	0,1–3000
Точность (фаза, все интервалы), мкОм	± 0,25
Диапазон измерений (затухание), Ом · м	0,1–200
Точность (затухание, все интервалы), мкОм	± 0,25
Глубина исследования	Изменяется в зависимости от типа измерения, частоты, интервала и сопротивления пласта
Разрешение по вертикали	Изменяется в зависимости от типа измерения, частоты, интервала и сопротивления пласта

3. TNP (Thermal Neutron Porosity) – Датчик нейтронной пористости

Принцип работы нейтронного датчика пористости заключается в том, что химический источник (Am^{241}/Be) генерирует нейтроны, которые рассеиваются в пласте (свободные нейтроны в природе не существуют). При столкновении с ядрами в пласте эти надтепловые или быстрые нейтроны замедляются. Лучшими замедлителями нейтронов являются ядра водорода, так как их атомные массы очень близки (20–30 соударений). В некоторой точке нейтрон замедляется настолько, что он больше не способен двигаться и находится в состоянии с очень низкой энергией, в этом случае его называют тепловым нейтроном. В этом состоянии тепловые нейтроны легко поглощаются или захватываются другими ядрами, в частности, хлором. При захвате тепловых нейтронов испускается гамма-излучение захвата.

Измерение пористости нейтронами позволяет судить о полной пористости пласта, при этом измеряется эффект, который скелет породы и поровые жидкости оказывают на изучаемые нейтроны (индикатор содержания водорода). Так как нейтроны и водород обладают практически одинаковой массой, то при их столкновении от нейтрона на атом водорода передается большое количество энергии (как бильярдные шары). Как правило, водород в пласте существует только в виде воды и углеводородов.

Если вблизи источника находится пласт с высоким содержанием водорода, то излучаемые нейтроны будут быстро замедляться, и в результате расстояние пробега от источника будет коротким, а детектор будет регистрировать малое число импульсов. При низком содержании водорода в пласте вблизи источника излучаемые нейтроны не будут быстро замедляться, и в результате расстояние пробега от источника удлинится, а детектор будет регистрировать большое число импульсов. Зависимости для измерений следующие:

- высокое содержание водорода – высокая пористость – малое число отсчетов;
- низкое содержание водорода – низкая пористость – большое число отсчетов.

Конструкция, содержащая несколько детекторов, в сочетании с более сильным источником нейтронов обеспечивает исключительную статистическую воспроизводимость измерений. Оптимизированные интервалы He^3 детектора позволяют проводить измерения с высокой точностью и снизить влияние окружающих условий. Несколько детекторов на каждом интервале обеспечивают дублирование измерений для повышения качества каротажа и выдачи данных. Источник излучения нейтронов – Am^{241}/Be , 18 кюри.

Датчик нейтронной пористости TNP указывает присутствие газообразного углеводорода (рис. 6, 7) только в комбинации с датчиком плотности пластов. Датчик нейтронной пористости TNP конструктивно совмещен в одном модуле с азимутальным датчиком плотности AZD.

4. AZD (Azimuthal Density) – Азимутальный датчик плотности (рис. 8).

Источник $Cs-137$ распространяет гамма-излучение путем рассеяния Комптона. Сцинтилляционные детекторы измеряют количество и энергию гамма-лучей, которые отражаются обратно к инструменту.

Целью измерения плотности является определение объемной плотности пласта с помощью измерения ослабляющего воздействия, которое оказывают материнская порода и поровые жидкости на распространяемые гамма-лучи (функция объемной плотности электронов) (рис. 9). По мере того, как гамма-излучение взаимодействует с материалами с высокой плотностью электронов, оно быстрее теряет энергию. Другим побочным результатом измерения является фотоэлектрический эффект, который позволяет специалисту по анализу каротажных данных определить минералогию.

Материнская порода ослабляет гамма-излучение в большей степени, чем поровые жидкости, так как она является более плотной.

Датчики плотности для проведения каротажа во время бурения представляют собой контактные устройства, что означает, что пластина датчика и источник находятся в контакте со стенкой ствола скважины.

Данные по плотности считаются более точными, чем нейтронные или акустические данные, так как измерение является более прямым.



Рисунок 6 – Компоненты датчика пористости TNP

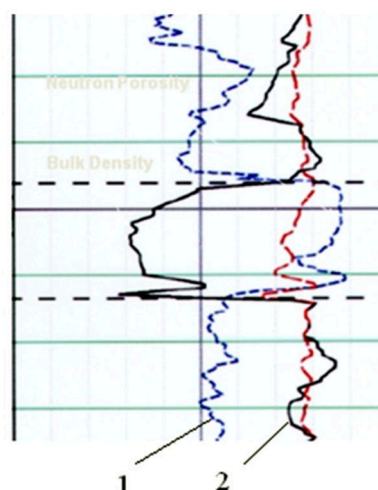


Рисунок 7 – Интерпретация данных нейтронной пористости:
1 – линия нейтронного каротажа;
2 – линия плотностного каротажа



Рисунок 8 – Азимутальный датчик плотности

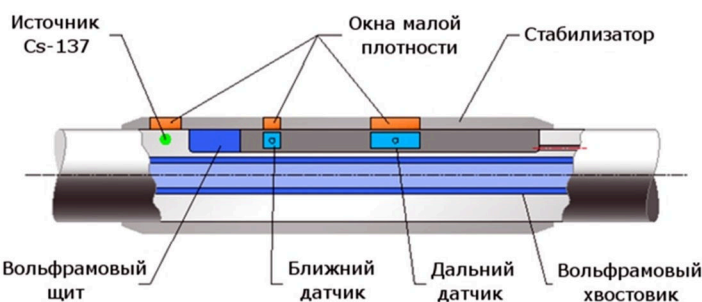


Рисунок 9 – Компоненты азимутального датчика плотности AZD

Области применения датчика плотности (табл. 2, рис. 10):

- определение объемной плотности пласта; литологии и минералогии (фотоэлектрический эффект);
- указывает на присутствие газообразного углеводорода в сочетании с датчиком для определения пористости по нейтронному каротажу.

После окончания бурения горизонтального участка проводится комплексный каротаж геофизическими приборами. Для проведения комплексного каротажа продуктивного пласта в открытом стволе используется геофизический прибор типа АМАК (аппаратурно-методический автономный комплекс). АМАК спускается в скважину на бурильном инструменте и записывает показания телеметрических зондов в память прибора. Считывание и интерпретация данных из памяти прибора происходит после подъема АМАК.

Таблица 2 – Параметры датчика AZD/TNP

Измерение	Точность	Повторяемость
Плотность, кг/м ³	± 0,015	± 0,0075
Пористость по данным нейтронного каротажа, %	± 0,5	± 0,75
Фотоэлектрический эффект (P _e), В/е ⁻	± 0,05	± 0,25

Таким образом, проведение комплексного каротажа продуктивного пласта в горизонтальном участке скважины на бурильном инструменте с помощью геофизического прибора АМАК имеет следующие недостатки:

- необходимость подготовки открытого ствола скважины к спуску геофизического прибора;
- потери времени на проведение каротажа (20 – 40 часов);
- проникновение бурового фильтрата в исследуемую зону пласта, что приводит к искажению.

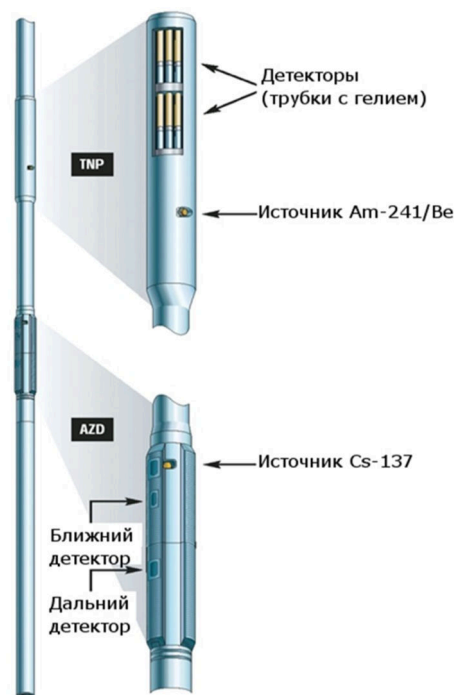


Рисунок 10 – Общий вид датчика AZD/TNP

При использовании телеметрического оборудования системы LWD (измерения и каротаж во время бурения) компании Weatherford устраняются вышеупомянутые недостатки окончательного каротажа при строительстве наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. Так как система LWD включает в себя измерения и каротаж в процессе бурения, с возможностью передачи данных от забойного оборудования на дневную поверхность в режиме реального времени.

Применение телеметрического оборудования системы LWD в процессе бурения скважин имеет следующие преимущества:

- все измерения для управления траекторией ствола скважины в процессе бурения производятся в режиме реального времени;
- возможность точного бурения скважины при эффективном попадании в заданную зону малого размера и предвидеть изменение флюида и типа пород;
- определение состава флюида (газ, нефть, вода) в пласте и реперных горизонтов для обеспечения корреляции с соседними скважинами;
- модульное исполнение приборов для измерения и каротажа в процессе бурения дает оператору выбор схемы сборки приборов для спуска на различных участках скважины;
- получение каротажных диаграмм, не уступающих или превосходящих по качеству данные каротажа с геофизического прибора типа АМАК;
- измерения могут быть произведены до или после вхождения в распознаваемые зоны с подвижным флюидом.

Бурение горизонтального участка скважины на Самбургском месторождении было проведено с глубины 3642 м до глубины 4320 м по стволу (проектный забой) за 5 суток с регистрацией необходимых технологических и геофизических параметров, а также получением таких петрофизических параметров, как интервалы коллектора, глинистость, пористость, проницаемость, характер насыщения и нефтенасыщенность.

Компоновка низа бурильной колонны включала в себя следующее оборудование: винтовой забойный двигатель WF 475 QLE6759-ML, высокотемпературный прибор азимутального гамма-каротажа HAGR, прибор многочастотного электрического каротажа MFR, прибор азимутальной плотности и лито-плотностного каротажа AZD, прибор нейтронного каротажа по тепловым нейтронам TNP. Кроме геофизических приборов в компоновку входили датчик давления в трубах и затрубном пространстве ВАР и датчик вибрационных нагрузок ESM. После подъема компоновки был проведен каротаж на трубах. Общее время проведения каротажа составило 29 часов, не считая времени на интерпретацию полученных данных. При сопоставлении данных LWD и каротажа на трубах было отмечено следующее. Глубины методов и показания больших зондов электрического каротажа практически полностью соответствуют друг другу. Однако на кривых электрического каротажа «АГС Горизонталь» отмечается расхождение показаний кривых (радиальный градиент) с пониженными удельными сопротивлениями на малых зондах, что обусловлено проникновением фильтрата бурового раствора в



пласт. Стоит отметить, что с помощью компоновки LWD компании Weatherford, по сравнению с «АГС Горизонталь», можно осуществлять дополнительный геофизический метод исследований – литоплотностной каротаж с регистрацией объемной плотности пород и фотоэлектрического эффекта ρ_e . Это позволяет более точно оценивать литологию и, следовательно, пористость пласта, а также обнаруживать наличие газа. Так, по результатам кросс-плот-анализа данных нейтронного и литоплотностного каротажа в кровле горизонтального ствола был выделен нефтенасыщенный интервал с повышенным газовым фактором.

Литература:

1. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов [и др.]. – М. : ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.
2. Климов В.В. Геофизические исследования скважин : учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
3. Булатов А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебно-методическое пособие / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 674 с.
4. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Construction of horizontal wells / V.I. Kudinov [etc.]. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2007. – 688 p.
2. Klimov V.V. Geophysical surveys of wells : manual / V.V. Klimov, A.V. Shostak; FGBOU VPO «KUBGTU». – Krasnodar : Publishing house – South, 2014. – 220 p.
3. Bulatov A.I. Drilling of oil and gas wells : educational and methodical grant / A.I. Bulatov, S.V. Dolgov. – Krasnodar : Publishing house – South, 2015. – 674 p.
4. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells : monograph / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.



УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КИСЛОТНОГО РАЗРУШЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК И УЧАСТКА КОЛЬМАТАЦИИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ

RESEARCH OF PROCESS OF ACID DESTRUCTION OF FILTRATIONAL CRUSTS AND SITE OF A KOLMATATION ACID PROCESSING

Сулейменов Нуржан Султанулы
старший преподаватель кафедры
«Нефтегазовый инжиниринг»,
Кызылординский государственный университет
имени Коркыт Ата
nurzhan_suleymen@mail.ru

Suleymenov Nurzhan Sultanula
Senior teacher of Oil
and Gas Engineering department,
Kyzylorda state university of Korqyt At
nurzhan_suleymen@mail.ru

Аннотация. Рассматривается технология первичного вскрытия продуктивного пласта, обеспечивающая при освоении скважины восстановление проницаемости.

Annotation. The technology of initial autopsy of productive layer providing restoration of permeability at development of the well is considered.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, продуктивный пласт, глинистая корка, вскрытие бурением, удаления глинистой корки, кислоторастворимые наполнители.

Keywords: bottomhole zone of layer, productive layer, clay crust, opening by drilling, removals of a clay crust, acidsoluble fillers.

Самым простым способом удаления фильтрационной корки, в составе которой имеются кислоторастворимые компоненты, является установка кислотных ванн [1]. Известняк, сидерит, целестин и др. при взаимодействии с кислотой эффективно разрушают структуру глинистой корки, облегчая её срыв с поверхности коллектора.

Оптимизируя состав корки с кислоторастворимыми наполнителями необходимо сохранить приемлемые фильтрационные и коркообразующие свойства раствора и, с другой стороны, обеспечить эффективное разрушение структуры корки при взаимодействии наполнителя с кислотой.

Формирование глинистых корок и фильтрация кислотного раствора производились вакуумным способом при перепаде давления в 0,1 МПа.

Перед обработкой кислотой с поверхности ФК смывались водой остатки глинистой суспензии.

При проведении эксперимента концентрация кислотных композиций составляла 11, 15 и 20 %.

Как правило [2], взаимодействие кислоты с коркой происходит в два этапа. Первый этап – «скрытая» фаза реакции, при которой скорость фильтрации кислоты через корку (*объем фильтра, выделяющийся за определенны промежуток времени*) имеет прямопропорциональную зависимость. Второй этап – это фаза активного взаимодействия кислоты с ФК, которая характеризуется отклонением от прямолинейной зависимости этапа 1. С ростом концентрации кислоты продолжительность «скрытой» фазы реакции уменьшается. Так, в условиях нашего эксперимента для 20 % соляной кислоты время скрытой фазы реакции составляет порядка около 2,5–4,5 мин., а для 11 % кислоты этот период составляет 10–15 мин.

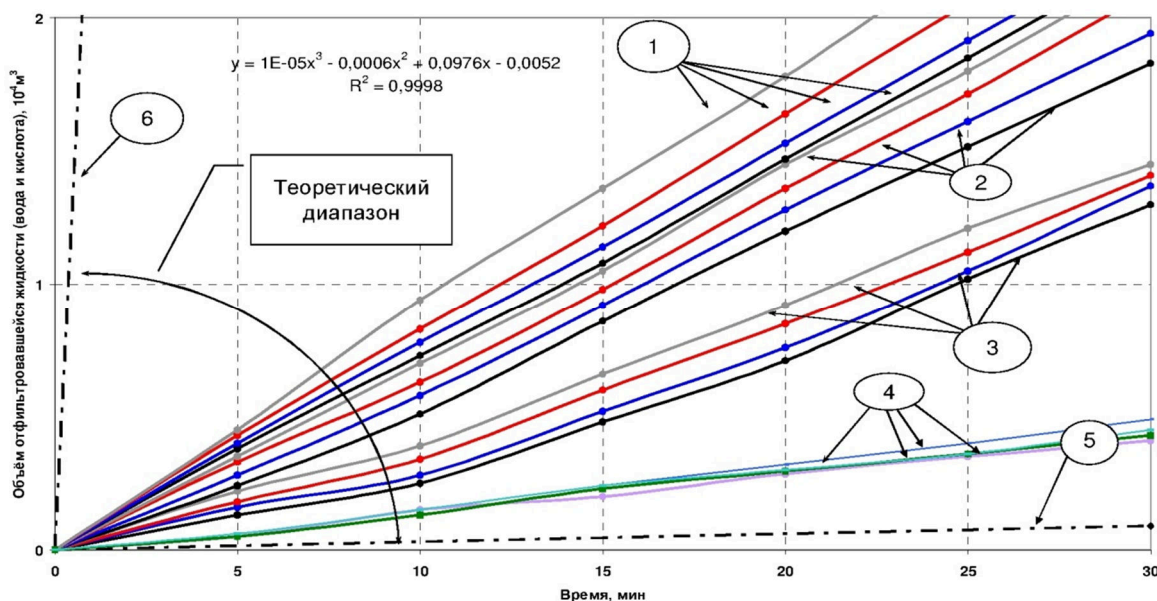


Рисунок 1 – Влияние продолжительности воздействия соляной кислоты различной концентрации на фильтрацию через корки с наполнителем 0,075 г/см³

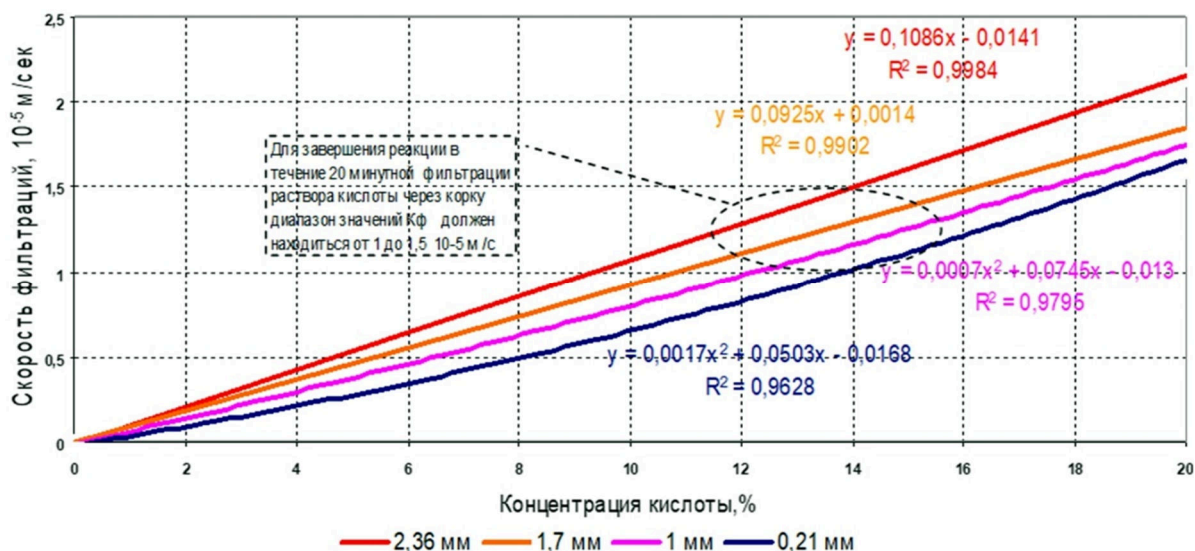


Рисунок 2 – Зависимость скорости фильтрации через корку с наполнителем от концентрации кислоты

Размер частиц соответственно $\leq 0,21$ мм; ≤ 1 мм; $\leq 1,7$ мм; $\leq 2,36$ мм на графике увеличение размера частиц – снизу-вверх (известняк), $-0,1$ мм; $0,2-0,63$ мм (кварцевый песчаник) и не обработанный кварцевый песчаник $0,2$ мм; 1 мм; $1,7$ мм. $1-20$ % соляной кислоты; $2-15$ % соляной кислоты; $3-11$ % соляной кислоты; 4 – воздействия 15 % соляной кислотой на корку обогащенный кварцевым песчаником 5 – фильтрация воды через глинистую корку без наполнителя (предельно низкая скорость фильтрации воды в эксперименте); 6 – фильтрация воды без глинистой корки (предельно высокая скорость фильтрации воды в эксперименте).

На скорость растворения карбоната кальция в кислоте влияют: температура; концентрация кислоты; перепад давления; дисперсность растворяемого вещества.

В эксперименте изменялись дисперсность и концентрация наполнителя в глинистых корках.

С учётом стехиометрического соотношения в реакции растворения карбоната кальция в соляной кислоте (для полного растворения 1 г $CaCO_3$ необходимо $4,5$ см³ 15 % HCl) и для завершения реакции в течение 20 минутной фильтрации раствора кислоты через корку диапазон значений Π_k должен находиться в пределах от $0,9$ до $0,5 \cdot 10^5$ с/м (рис. 3).

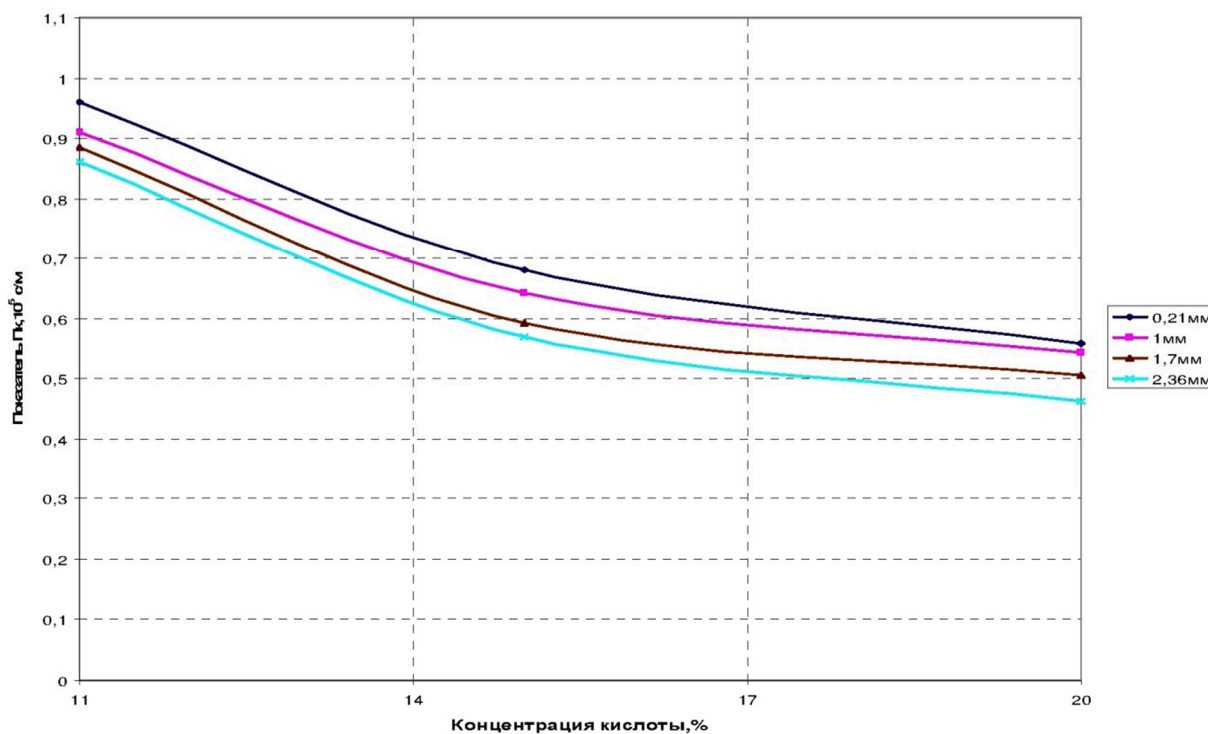


Рисунок 3 – Воздействие соляной кислоты различной концентрации на фильтрацию через корку с кислоторастворимым наполнителем (6 %)



Поиск оптимального сочетания дисперсности, фракционного состава карбоната кальция осуществлялся (рис. 4) с учётом:

- 1) влияния дисперсности частиц и фракционного состава наполнителя на фильтрационные свойства корки;
- 2) влияния дисперсности частиц и фракционного состава наполнителя на его последующую растворимость в кислоте.

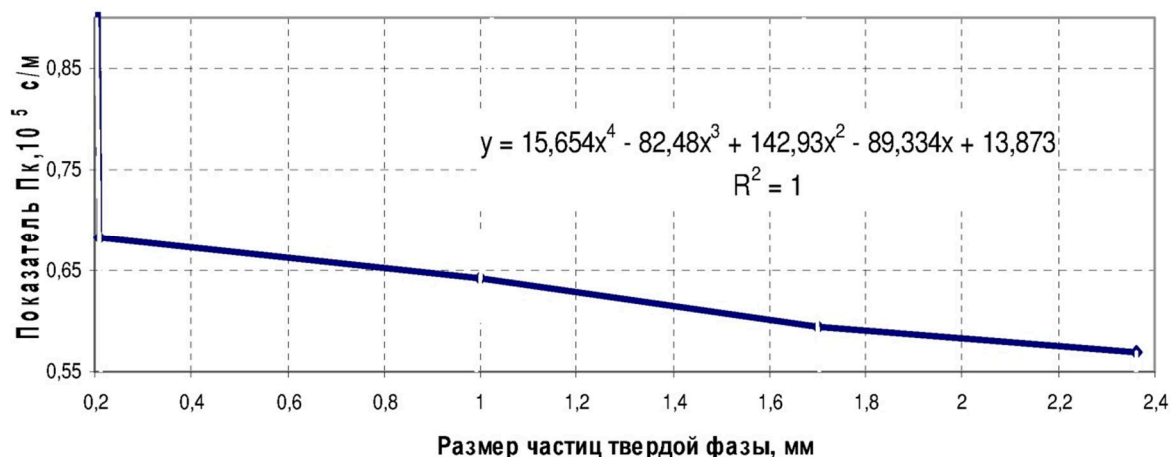


Рисунок 4 – Зависимость показателя Π_k 15 % соляной кислоты через корку различного фракционного состава от размера частиц твердой фазы при общей концентрации 6 % по весу от её объёма

Таким образом, подбирая фракционный состав наполнителя, можно получить оптимальное соотношение фильтрационных свойств корки (Π_p и толщины глинистой корки, с одной стороны, и скорости фильтрации кислотного раствора через корку (Π_k), с другой стороны) [3, 4].

В результате визуальных наблюдений установлено (рис. 5.), что при растворении кислотой частиц наполнителя размером менее 0,21 мм реакция распределяется относительно равномерно по всей поверхности корки, а при добавлении в корку частиц размером 2,36 мм происходит «очаговое» взаимодействие кислоты с наполнителем. В результате появляются сквозные дыры, через которые фильтруется вся кислота, оставляя незатронутой большую часть поверхности корки. Вероятность протекания такой реакции возрастает с увеличением концентрации крупнодисперсных частиц наполнителя в растворе, а также с ростом концентрации кислоты.

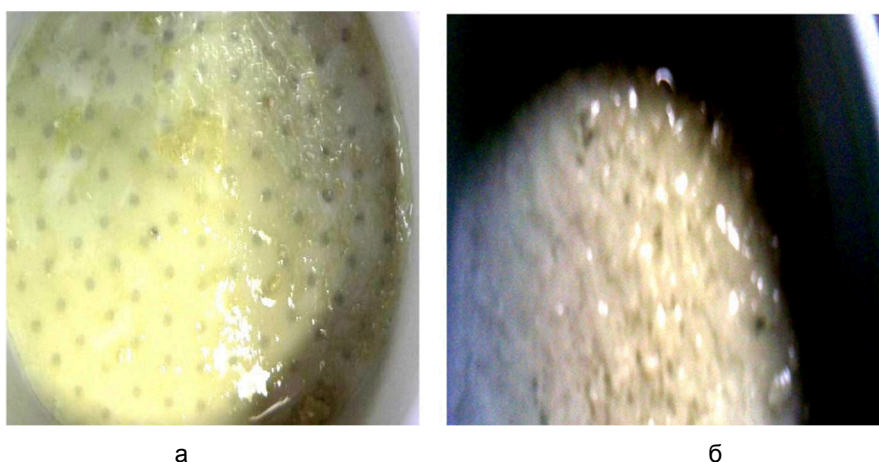


Рисунок 5 – Фото поверхности корок с наполнителем (а – тонкодисперсный карбонат и б– тонкодисперсный кварцевый песчаник) после обработки 15 % соляной кислотой (на левом фото корка удалена полностью, вплоть до поддона фильтрационной камеры, на правом фото в результате «очагового» взаимодействия кислоты с наполнителем часть корки осталась на поддоне)

Таким образом, основываясь на результатах эксперимента, можно сделать следующие выводы. Увеличение объемного содержания и размеров частиц наполнителя в буровом растворе увеличивает проницаемость корок.

Повышение концентрации тонкодисперсных частиц наполнителя в растворе обеспечивает равномерное взаимодействие кислоты с глинистой коркой по всей ее поверхности.



Для оптимизации объёма кислотной ванны, необходимого для полного разрушения корки, скорость фильтрации кислотного раствора через глинистую корку Π_k не должна превышать $0,5 \cdot 10^5$ с/м.

Оптимальная концентрация наполнителя в растворе с учётом сохранения приемлемых фильтрационных свойств раствора и обеспечения эффективного кислотного разрушения глинистой корки составляет 40–60 кг/м³ (при меньшей концентрации снижается результативность кислотного разрушения глинистой корки, а при большей концентрации резко ухудшаются фильтрационные свойства растворов).

Увеличение тонкодисперсной фазы наполнителя благоприятствует равномерному кислотному разрушению глинистой корки.

Учитывая данные, полученные при проведении экспериментов и обработке их результатов, а также промысловые условия проведения химического удаления глинистой корки в стволе скважины, можно рекомендовать следующее.

При вводе в буровой раствор при вскрытии продуктивной зоны бурением наполнителей, растворимых в кислоте, необходимо:

- иметь содержание тонкодисперсной фазы наполнителя в буровом растворе не менее 5 % по весу от объёма раствора;
- ограничить содержание в растворе грубодисперсной фазы (размером более 200 мкм) наполнителя до 30 % от общего содержания твёрдой фазы;
- для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов рекомендуется использовать реагенты – понизители водоотдачи, разрушающиеся кислотой;
- для разрушения глинистой корки с наполнителем в режиме кислотной ванны концентрация соляной кислоты должна быть не более 15 %.

Литература:

1. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17–21.
2. Крылов В.И., Крещул В.В., Меденцев С.В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
3. Подгорнов В.М., Сулейменов Н.С., Ширдавлетов Н.Т. Фильтрационные барьер вокруг горизонтальных стволов в гранулярных коллекторах Арыскумского месторождения, НТЖ // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 2.
4. Сулейменов Н.С., Мосесян М.А., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок кислотной ванной, НТЖ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 2.

References:

1. Rogov E.A. Restoration of permeability of a bottomhole zone of layer in an open trunk of the well // Oil-field business. – 2015. – № 9. – P. 17–21.
2. Krylov V.I., Kretsul V.V., Medentsev S.V. Modern technological liquids for completion and workover // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – № 1. – P. 36–44.
3. Podgornov V.M., Suleymenov N.S., Shirdavletov N.T. Filtrational a barrier around horizontal trunks in granular collectors of the Aryskumsky field, NTZh // Bulletin of Association of boring contractors. – 2012. – № 2.
4. Suleymenov N.S., Mosesyan M.A., Podgornov V.M. Removal of filtrational crusts of an acid bathroom, NTZh // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2007. – № 2.



УДК 622.24

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СМЕСИ НЕИНОГЕННОГО И КАТИОННОГО ПАВ В СОСТАВЕ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

PROSPECTS OF USING NON-INOGENOUS AND CATIONIC SURFACANTS MIXTURE AS PART OF DRILLING FLUID FOR COMPLETION

Султанов Ильназ Илгамович

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
ilnazsultanov14@gmail.com

Рахимов Рушад Равильевич

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
rooshad51@gmail.com

Тептерева Галина Алексеевна

кандидат химических наук,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
teptereva.tga@yandex.ru

Конесев Василий Генадьевич

кандидат технических наук,
руководитель направления по продуктивности
Управления буровых и тампонажных растворов,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Konesev.VG@gazproneft-ntc.ru

Аннотация. В статье рассмотрены поверхностная активность, адсорбционные потери, гидрофобизирующие свойства неионогенного и катионного ПАВ, а также их смеси. Для неионогенного ПАВ и смеси ПАВ определена температура помутнения. Смесь данных ПАВ проявляет улучшенные свойства, сочетающие преимущества обоих классов веществ.

Ключевые слова: ПАВ, поверхностнонатяжение, гидрофобизация, смесь, вскрытие пласта, адсорбционные потери.

Sultanov Ilnaz Ilgamovich

Undergraduate,
Ufa State Petroleum Technical University
ilnazsultanov14@gmail.com

Rakhimov Rushad Ravilevich

Student,
Ufa State Petroleum Technical University
rooshad51@gmail.com

Teptereva Galina Alekseevna

Candidate of Chemistry,
Associate Professor of
the Department «Drilling Oil and Gas Wells»,
Ufa State Petroleum Technical University
teptereva.tga@yandex.ru

Koneusov Vasily Genadievich

Candidate of Technical Sciences,
Head of Productivity Department,
Drilling and Grouting Solutions Department,
LLC Gazpromneft NTC
Konesev.VG@gazproneft-ntc.ru

Annotation. The article deals with surface activity, adsorption losses, hydrophobizing properties of non-inorganic and cationic surfactants, as well as their mixtures. For a non-ionic surfactant and a mixture of surfactants, the cloud point is determined. A mixture of these surfactants exhibits improved properties combining the advantages of both classes of substances.

Keywords: surfactant, surface tension, hydrophobization, mixture, completion, adsorption losses.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) широко применяются в составе промывочных жидкостей для вскрытия пластов [1]. Добавление в буровой раствор ПАВ ведёт к снижению поверхностного натяжения на границе «промывочная жидкость – углеводородная среда», что благоприятно влияет на продуктивные свойства пласта. Однако, использование ПАВ только одного класса имеет ряд ограничений [1, 2]. Так, большинство неионогенных ПАВ, хорошо снижая поверхностное натяжение, выпадают в осадок при температуре помутнения – температуре, при которой происходит дегидратация молекул и потеря способности растворяться в воде. Данное явление обусловлено наличием оксиэтиленовых групп в составе неионогенных ПАВ и нарушением водородных связей, образуемых между этими группами и водой, при нагревании [3].

Катионные ПАВ, в свою очередь, успешно работают при температурах выше 100 °С и высокой минерализации, однако снижают поверхностное натяжение лишь до уровня 10 мН/м, а также сильно адсорбируются на глинистых породах, что приводит к большим затратам при использовании реагентов данного класса [4].

Перспективным направлением усиления эффективности действия ПАВ является их компаундирование на основе так называемого синергетического эффекта.



В этой связи, целью работы являлось создание такой смеси ПАВ, с помощью которой можно добиться усиления поверхностной активности промывочной жидкости при сохранении высоких значений термостойкости в условиях пластовой минерализации, а также сохранении низких значений адсорбции на глинистых породах.

В качестве неионогенного ПАВ был выбран Неонол УФ 9-10 (оксиэтилированный моноалкилфенол на основе тримеров пропилена).

В качестве катионного ПАВ – Дон-А – гидрофобизатор, ингибитор коррозии, биоцид. Данный реагент сохраняет фазовую устойчивость при высоких температурах независимо от степени минерализации воды.

Измерение поверхностного натяжения проводились на стагмометре методом счета капель на приборе «Рубин 02-А». По рисунку 1 видно, что Неонол достаточно эффективно снижает поверхностное натяжение.

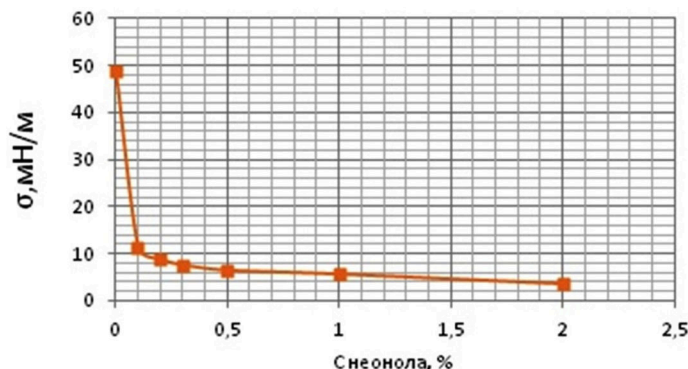


Рисунок 1 – Зависимость поверхностного натяжения от концентрации Неонола

Адсорбционные потери определялись по методу [5]. Метод заключается в измерении величины поверхностного натяжения растворов различной концентрации на границе раздела фаз до и после контакта раствора с твердой фазой (глинопорошком) в течение 24 часов. Получена кривая адсорбции следующего вида (рис. 2).

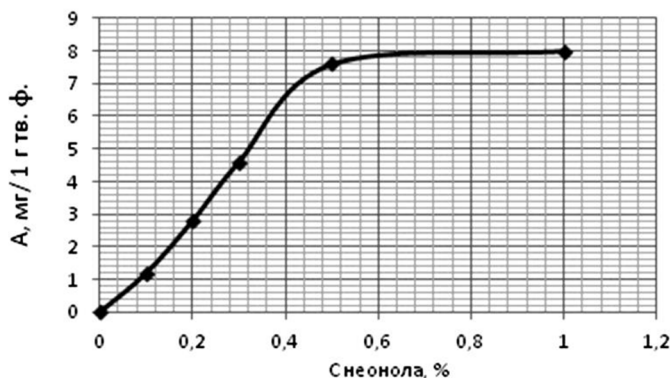


Рисунок 2 – Зависимость адсорбционных потерь от концентрации Неонола

По рисунку 2 видно, что кривая относится ко второму типу изотерм адсорбции [6]. Дон-А проявляет меньшую поверхностную активность (рис. 3) по сравнению с Неонолом (рис. 2).

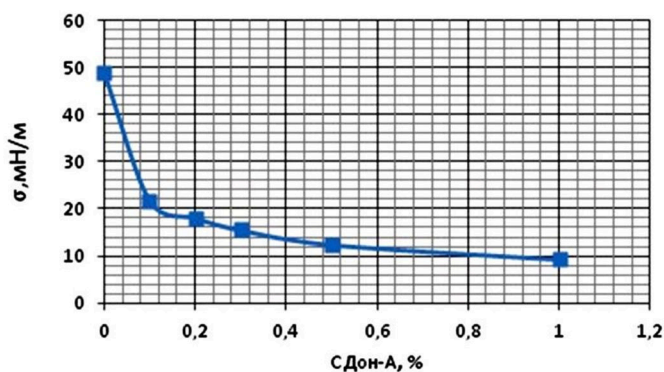


Рисунок 3 – Зависимость поверхностного натяжения от концентрации Дон-А



Далее исследована адсорбция Дон-А на твердой фазе (рис. 4).

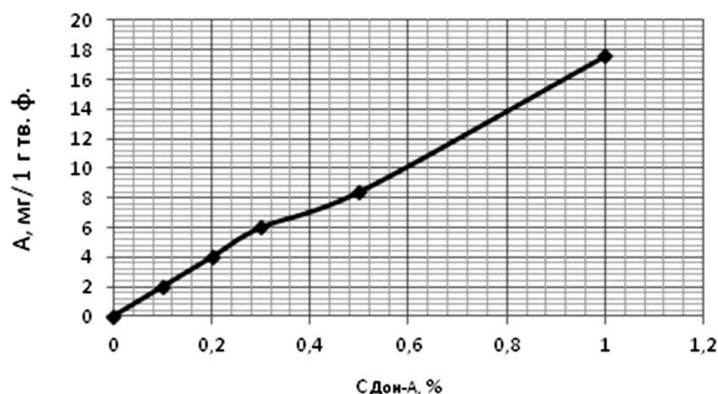


Рисунок 4 – Зависимость адсорбционных потерь от концентрации Дон-А

Согласно рисунку 4, адсорбционные потери катионного ПАВ превышают потери неионогенного ПАВ (рис. 2), за счет активного взаимодействия с глиной.

По данным рисунков 2 и 4 видно, что оптимальной является сочетание Ненола и Дон-А в соотношении 1 : 1 при концентрациях 0,5 %, т.к. при этих концентрациях сопоставимы значения адсорбционных потерь.

Синергетический эффект был исследован методом определения краевого угла смачивания.

Определение краевого угла смачивания исходных веществ, а также их смеси производилось методом лежащей капли. Капли наносились на поверхность стекла, погруженной в керосин (рис. 5). Измерение краевого угла смачивания производилось использованием возможностей программы «Компас-3D».

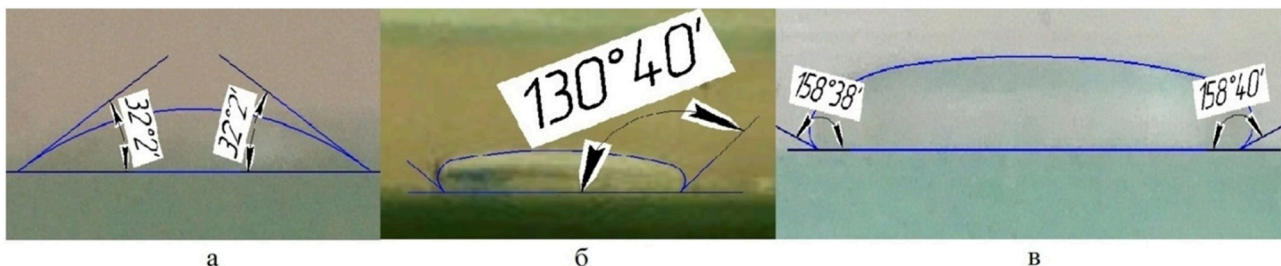


Рисунок 5 – Значения краевых углов смачивания:

а) 0,5 % водный раствор ненола; б) 1 % смесь ПАВ; в) 0,5 % раствор Дон-А

Смесь Ненола и Дон-А (рисунок 5б) проявляет гидрофобизирующие свойства, что позволяют уменьшить отрицательное воздействие фильтрата промывочной жидкости на проницаемость приствольной зоны пласта.

Далее были изучено влияние катионного ПАВ на параметр устойчивости – температуру помутнения по известному методу [7], согласно которому фиксировалась температура появления признаков помутнения раствора при нагревании (табл. 1).

Таблица 1 – Температура помутнения

С _{ПАВ} , %	1	1	1	1	1	1
С _{NaCl} , %	0	1	3	5	7	10
Т _{помут ненола} , °С	60	56	48	42	36	30
Т _{помут смеси} , °С	> 100	> 100	> 100	100	92	80

По данным таблицы 1 видно, что компаундирование обеспечивает повышение термостойкости по сравнению с применением только неионогенного ПАВ более чем в 2 раза.

К тому же, компаундирование обеспечивает 25 %-ое снижение поверхностного натяжения, по сравнению с применением только катионного ПАВ.

Проведенные исследования показали, что полученная смесь неионогенного и катионного ПАВ в соотношении 1 : 1 способна работать в условиях высоких температур и минерализации за счет достижения синергетического эффекта. Также было выявлено, что данная смесь проявляет гидрофо-



бизирующие свойства, что на практике должно способствовать более полному удалению фильтрата промывочной жидкости и других продуктов загрязнения из продуктивной зоны пласта и, как следствие, восстановлению первоначальной проницаемости этой зоны.

Литература:

1. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 3 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 418 с.
2. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин / Ф.Н. Янгиров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Вып. 1 (111). – С. 61–68.
3. Панич Р.М., Воуцкий С.С. Практикум по коллоидной химии и электронной микроскопии. – М. : Химия, 1974. – 224 с.
4. Катионоактивные ПАВ — эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н.А. Петров [и др.]; под ред. Ф. А. Агзамова. – СПб. : Недра, 2004. – 408 с.
5. , Шавшукова С.Ю., Конесев В.Г., Исмаков Р.А. Функциональный анализ применяемых в буровой технологии лигносульфонатов : монография / Г.А. Тептерева [и др.]. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2017. – 92 с.
6. Кравченко И.И., Бабалян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. – М. : Недра, 1971. – 160 с.
7. Нейман Э.Р. Практикум по коллоидной химии : учеб. пособие для вузов. – М. : Высшая школа, 1971. – 176 с.

References:

1. Ovchinnikov V.P. Technology of drilling oil and gas wells: a textbook for university students. – In 5 vol. V. 3 / under the general. ed. V.P. Ovchinnikova. – Tyumen : TyumGNGU, 2014. – 418 p.
2. Investigation of surfactants used in drilling wells / F.N. Yangirov [etc.] // Problems of gathering, preparation and transport of oil and oil products. – 2018. – Vol. 1 (111). – P. 61–68.
3. Panich R.M., Voyutsky S.S. Workshop on colloid chemistry and electron microscopy. – M. : Chemistry, 1974. – 224 p.
4. Cationic surfactants – effective inhibitors in the technological processes of the oil and gas industry / N.A. Petrov [etc.]; ed. F. Agzamov. – St. Petersburg : Nedra, 2004. – 408 p.
5. Functional analysis of lignosulfonates used in drilling technology : monograph / G.A. Teptereva [etc.]. – Ufa : Oil and Gas Business, 2017. – 92 p.
6. Kravchenko I.I., Babalyan G.A. Adsorption of surfactants in oil production processes. – M. : Nedra, 1971. – 160 p.
7. Neiman E.R. Workshop on colloid chemistry : manual for high schools. – M. : Higher School, 1971. – 176 p.



УДК 622.24.06

ИЗУЧЕНИЕ СПЕКТРОФОТОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ПОЛУЧЕНИЯ

STUDY OF SPECTROPHOTOMETRIC CHARACTERISTICS OF LIGNOSULFONATES OF DIFFERENT WAYS OF GETTING

Тангиев Харон Шабаз-Гиреевич

магистр,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Логинава Марианна Евгеньевна

кандидат физико-математических наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Токунова Эльвира Фаритовна

кандидат технических наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Конесев Василий Геннадьевич

кандидат технических наук,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Konesev.VG@gazproneft-ntc.ru

Тептерева Галина Алексеевна

Кандидат химических наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
teptereva.tga@yandex.ru

Аннотация. Используемые в буровой практике химические реагенты на основе лигносульфонатов являются эффективными стабилизаторами параметров дисперсной системы буровых промывочных жидкостей. В представленной работе группой авторов были получены и исследованы спектрофотометрические характеристики лигносульфонатов различных способов получения, а именно технический сульфитный ЛСТ и технический нейтрально-сульфитный ЛСТ.

Ключевые слова: буровой реагент, нейтрально-сульфитный лигносульфонат, сульфитный лигносульфонат, оптическая плотность.

Tangiyev Charon Shabaz-Gireevich

Master,
Ufa state oil technical university

Loginova Marianna Evgenyevna

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
Ufa state oil technical university

Tokunova Elvira Faritovna

Candidate of Technical Sciences,
Ufa state oil technical university

Konesev Vasily Gennadyevich

Candidate of Technical Sciences,
LLC Gazprom neft Scientific
and Technical Center
Konesev.VG@gazproneft-ntc.ru

Teptereva Galina Alekseevna

Candidate of Chemistry,
Ufa state oil technical university
teptereva.tga@yandex.ru

Annotation. The chemical reagents used in boring practice on the basis of lignosulfonat are effective stabilizers of parameters of disperse system of boring flushing liquids. In the presented work as group of authors spectrophotometric characteristics of lignosulfonat of various ways of receiving, namely technical sulphitic LST and technical neutral-sulfite LST have been received and investigated.

Keywords: drilling reagent; neutral sulfite lignosulfonate; nucleophiles; sulfite lignosulfonate, bathochromic shift.

Лигносульфонаты являются основным веществом щелоков – побочных продуктов переработки древесины в целлюлозно-бумажной промышленности. В нефтегазовом деле лигносульфонаты используются в качестве основы для получения водорастворимых комплексных соединений – буровых реагентов. Применение буровых реагентов обусловлено их способностью к стабилизации свойств дисперсных систем. В частности лигносульфонатные буровые реагенты являются хорошими понизителями вязкости и фильтрации буровых промывочных жидкостей. Однако, проблемой последнего десятилетия является существенное изменение свойств лигносульфонатной матрицы, причиной чего является переход большинства целлюлозно-бумажных предприятий на нейтральные способы варки. Изменение способа варки (делигнификация) является вынужденной мерой, поскольку лигносульфонаты кислых сульфитных варок обладают негативным с экологических позиций свойством – способностью к вспениванию растворов. Кроме того, способность к образованию пены является отрицательным свойством для буровых растворов, снижая их плотность и дестабилизируя агрегативную устойчивость системы.



Однако, задачей сегодняшнего дня в области получения и использования химических реагентов для обработки буровых промывочных жидкостей является преимущественное использование продуктов отечественного производства [1].

В этой связи, актуальным является поиск путей модификации матрицы лигносульфонатов нейтральных способов получения, возможного при условии установления причин инактивации матрицы.

Для решения поставленных задач нами проведено сравнительное исследование химического состава лигносульфонатов различных способов получения спектрофотометрическим методом. В работе использовался спектрофотометр СПЕКСС-701.

Объектами исследования являлись растворы лигносульфонатов $C = 2,5 \cdot 10^{-4}$ М. Необходимым условием подготовки пробы являлось проведение гидролиза указанных растворов лигносульфонатов 0,1 М раствором гидроксида натрия до $pH = 8$, а также расчет концентрации с учетом разницы молярных масс: для лигносульфонатов нейтрального способа получения ($pH 6,8-7,2$) молярная масса составляет 4300–4700 г/моль, в то время, как для лигносульфонатов кислого сульфитного способа получения молярная масса на порядок больше. Этим объясняется и различие структурной формы полимера: глобулярной – для сульфитных и линейной для нейтральных лигносульфонатов.

В результате измерений оптической плотности указанных растворов была получена спектрофотометрическая характеристика для сульфитного лигносульфоната (рис. 1). Аналогичная характеристика была получена нами для нейтрально-сульфитного лигносульфоната (рис. 2).

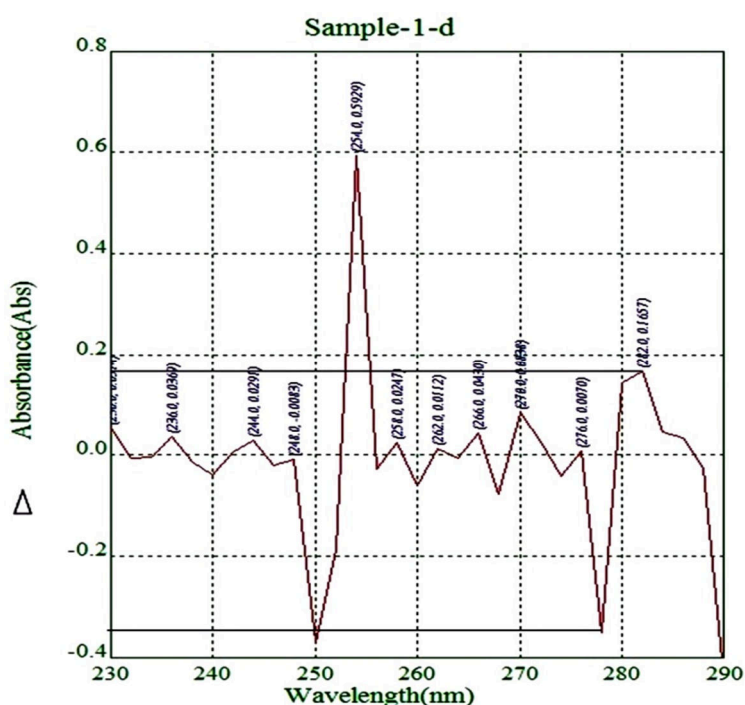


Рисунок 1 – Спектрограмма для лигносульфоната сульфитного способа получения

Данные полученных измерений разницы оптических плотностей при длинах волн 280 и 276 нм, характерных для лигносульфонатов (ΔAbs), а также расчетные данные по содержанию ОН-фенольных ФАГ ($C, \%$) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика содержания ОН-фенольных групп в лигносульфонатах различных способов получения

Наименование объекта исследования	ΔAbs	$C, \%$
ЛГС нейтрально сульфитного способа	0,12	0,389
ЛГС сульфитного способа	0,51	2,515

По данным экспериментов видно, что снижение количественного содержания ОН-фенольных групп составляет почти 75 %. Указанное подтверждает, что способ делигнификации (варки) оказывает существенное влияние на технологические свойства лигносульфонатов, используемых в бурении в качестве стабилизаторов промывочных жидкостей, а также как основы для получения водорастворимых комплексных соединений – буровых реагентов (табл. 2), что коррелирует с данными других исследователей [2, 3].

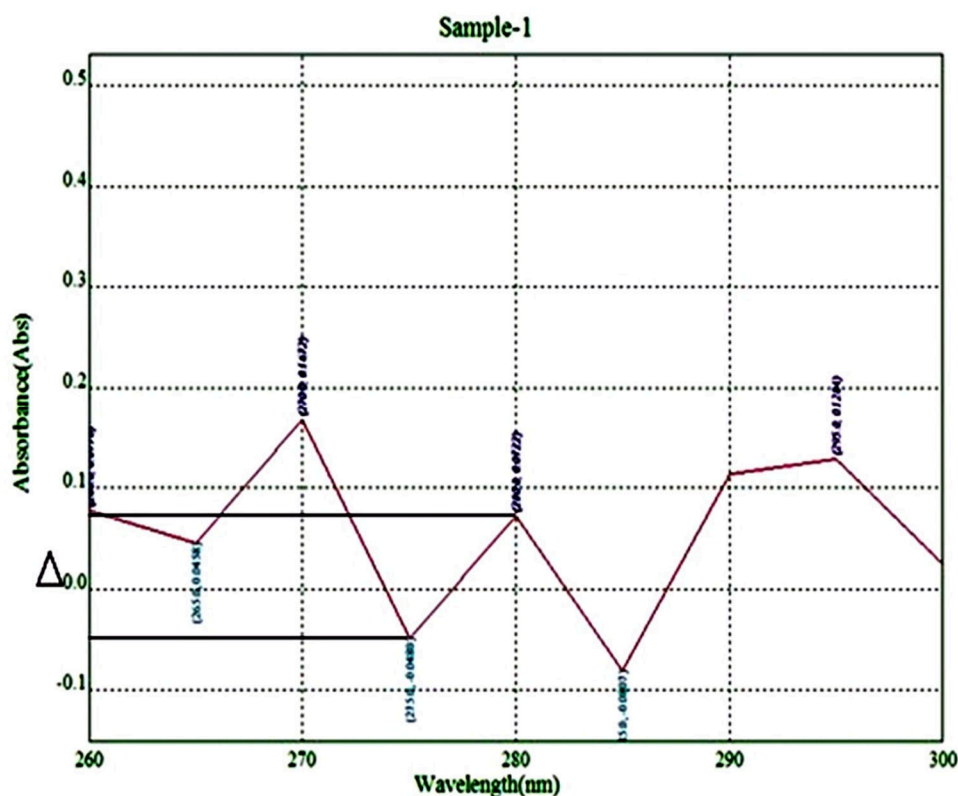


Рисунок 2 – Спектрограмма для лигносульфоната нейтрально-сульфитного способа получения

Таблица 2 – Технологические свойства лигносульфонатов разных способов получения

Показатель химического состава	Технический сульфитный ЛСТ	Технический нейтрально-сульфитный ЛСТ	Технологические свойства
Содержание лигносульфоната, % масс.	60	49	Разжижающая способность, термостабильность, снижение фильтрации, поверхностно-активные свойства
Содержание углеводов, % масс.	Моносахариды 8	Полисахариды 12	Растворимость, поверхностно-активные свойства
Степень сульфирования	до 1сульфо группы на ФПЕ	0,3 атома серы на ФПЕ	Растворимость, пенообразующая способность
Содержание нерастворимых веществ в растворе, %	0,5	10,2	Отсутствие возможности получения реагента в порошкообразном виде
pH раствора	4–5	6–7	pH реакционной среды
Молекулярная масса, а. е. м.	< 20000	4350–7500	Разжижающая способность, термостабильность, снижение фильтрации, поверхностно-активные свойства
Степень деструкции	Существенная фрагментация сетки лигнина	Отсутствует деструкция сетки лигнина	Термостабильность

Таким образом, уменьшенное более, чем в 6 раз содержание ОН-фенольных групп объясняет сниженную разжижающую способность как самих нейтрально-сульфитных лигносульфонатов, так и буровых реагентов на их основе и высокие поверхностно-активные свойства нейтральных лигносульфонатов.

Исследования показали, что регулирование свойств лигносульфонатов нейтрально-сульфитного способа получения необходимо вести за счет увеличения количественного содержания ОН-фенольных групп с перспективой получения качественных буровых реагентов на отечественном ресурсовозобновляемом сырье – лигносульфонате, имеющем на сегодняшний день выгодную цену за стоимость [4].

**Литература:**

1. Производство сульфитной целлюлозы. Комплексная химическая переработка древесины / И.Н. Ковернинский [и др.]; под ред. И.Н. Ковернинского. – Архангельск : Изд-во Архангельского государственного технического университета, 2002.
2. Исследование комплексообразующих и технологических свойств реагентов для нефтедобычи, получаемых модификацией сульфитных щелоков фосфонными группами / И.Н. Куляшова [и др.] // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2015. – № 1. – С. 406–425. – URL : http://www.ogbus.ru/issues/1_2015/ogbus_1_2015_p406-425_KulyashovaIN_ru
3. Рыженков А.В. Химическая технология лигнина и перспективные материалы на его основе // Интернет-журнал «Науковедение». – 2015. – Т. 7. – № 6.
4. Тептерева Г.А., Конесев Г.В., Исмаков Р.А. Основы получения и применения лигносульфонатов в буровой технологии. – Берлин : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2017. – 70 с.

References:

1. Production of sulphitic cellulose. Complex chemical processing of wood / I.N. Koverninsky [etc.]; under the editorship of I.N. Koverninsky. – Arkhangelsk : Publishing house of the Arkhangelsk state technical university, 2002.
2. A research of kompleksoobrazuyushchy and technological properties of the reagents for oil production received by modification of sulphitic lye by phosphonew groups / I.N. Kulyashova [etc.] // Oil and gas business. – 2015. – № 1. – P. 406-425. – URL: http://www.ogbus.ru/is-sues/1_2015/ogbus_1_2015_p406-425_KulyashovaIN_ru
3. Ryzhenkov A.V. Chemical technology of lignin and perspective materials on its basis // Internet-magazin «Science of science». – 2015. – V. 7. – № 6.
4. Teptereva G.A., Konesev G.V., Ismakov R.A. Bases of receiving and application of lignosulfonat in boring technology. – Berlin : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2017. – 70 p.



УДК 622.244.43

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРУКТУРЫ И КОМПОНЕНТОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

RESEARCH OF FEATURES OF STRUCTURE AND COMPONENTS OF FLUSHING LIQUIDS

Умедов Шерали Халлокович

доктор технических наук,
заведующий кафедрой «Горная электромеханика»,
Ташкентский государственный
технический университет имени Ислама Каримова
umedov.sherali@mail.ru

Комилов Толиб Олимович

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

Санетуллаев Ерназар Есбосынович

ассистент кафедры «Технология нефти и газа»,
Каракалпакский государственный университет

Аннотация. В статье представлены результаты оптических исследований облегченного полимерного реагента, состоящие из смеси полимеров полиакрилонитрила, целлюлозы и шерстяного волокна, которые создают разные структуры с крупными частицами и бесформенными включениями.

Ключевые слова: водоотдачи, раствор, армирующий, устойчивость, скважин, полимер.

Umedov Sherali Hallokovich

Doctor of Engineering,
Head of the department
«Mountain electromechanics»,
Tashkent state technical university of
Islam Karimov
umedov.sherali@mail.ru

Komilov Tolib Olimovich

Assistant,
Tashkent state technical university of
Islam Karimov
komilovtolib87@yandex.ru

Sanetullayev Ernazar Esbosynovych

Assistant to the Technology of
Oil and Gas department,
Karakalpak state university

Annotation. The paper presents the results of optical studies of a light polymer reagent consisting of a mixture of polyacrylonitrile, cellulose and wool fiber polymers that create different structures with coarse particles and formless inclusions.

Keywords: water loss, solution, reinforcing, stability, wells, polymer.

В мире особое внимание уделяется приготовлению эффективных промывочных жидкостей. Составы промывочных жидкостей должны обладать следующими характеристиками: снижением водоотдачи раствора, нейтральностью по отношению к горным породам в процессе бурения, высокой устойчивостью к воздействию жидкостей, сетчатой структурой находящихся в её составе элементов, образованием армирующей фракции при взаимодействии с глинистой фазой, улучшением экологии и обеспечением безопасности при ведении буровых работ и достижением безаварийной проводки нефтяных и газовых скважин, температурной стабильностью, устойчивостью к сероводородной агрессии. Актуальной задачей является выбор специализированного состава промывочной жидкости на основе химических реагентов в соответствии с геолого-техническими условиями бурения, а также применения контроля качества в процессе строительства скважин и профилактики предупреждения осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.

Исходя из вышеизложенного нами были получены результаты структурных исследований полимерного реагента с применением оптического, электронного микроскопа и ИК-спектроскопии для приготовления эффективных промывочных жидкостей, а также проведены оптические исследования облегченного полимерного реагента (ОПР), состоящие из смеси полимеров полиакрилонитрила, целлюлозы и шерстяного волокна (рис. 1). Оптические исследования позволили выявить следующие особенности структуры образцов. Так, например, на картине микроструктуры рисунка 1 видна сетчатая структура с крупными частицами и бесформенными включениями. Наряду с этими на рисунке 1,а видны нерастворенные короткие волокна.

На рисунке 1,б наблюдается участок с нерастворенными волокнами, длиной от 0,5 до 1 мм.

На рисунке 1,в наблюдается участок, состоящий из волокнистых частиц разных размеров с четкой границей, а также бесформенные частицы.

Примечательно то, что на рисунке 1, г четко наблюдается разнообразная полимерная структура, состоящая из растворимых частиц, коротких волокон и большого количества крупных бесформенных участков.

Для выяснения строения растворимых и нерастворенных фракций смеси синтетических и природных полимеров проведены ИК-спектроскопические исследования облегченного полимерного реагента (рис. 2,а,б).

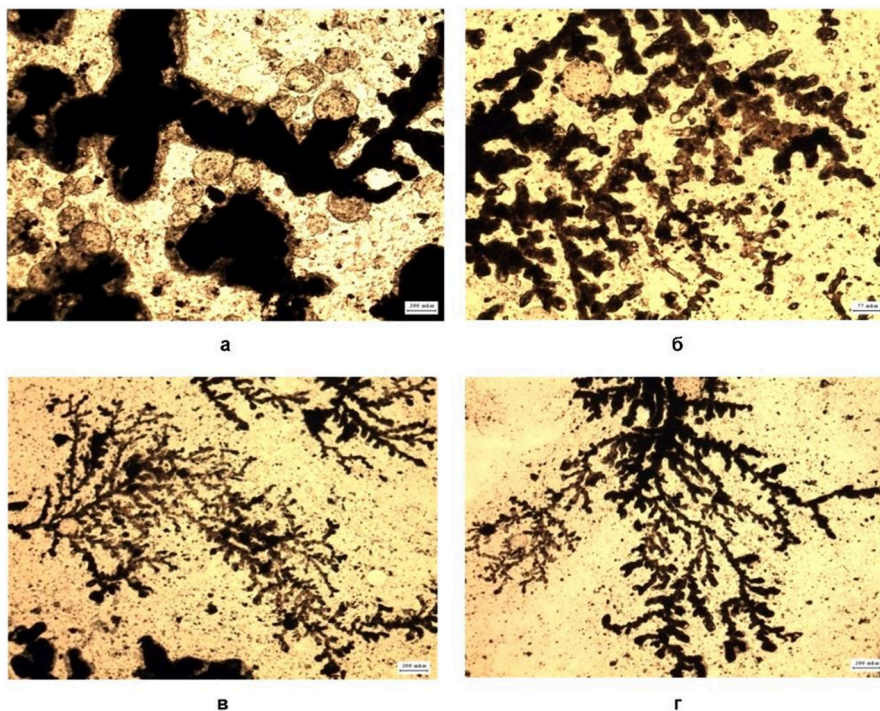


Рисунок 1 – Оптические картины микроструктуры облегченного полимерного реагента (ОПР), наблюдаемые под микроскопе

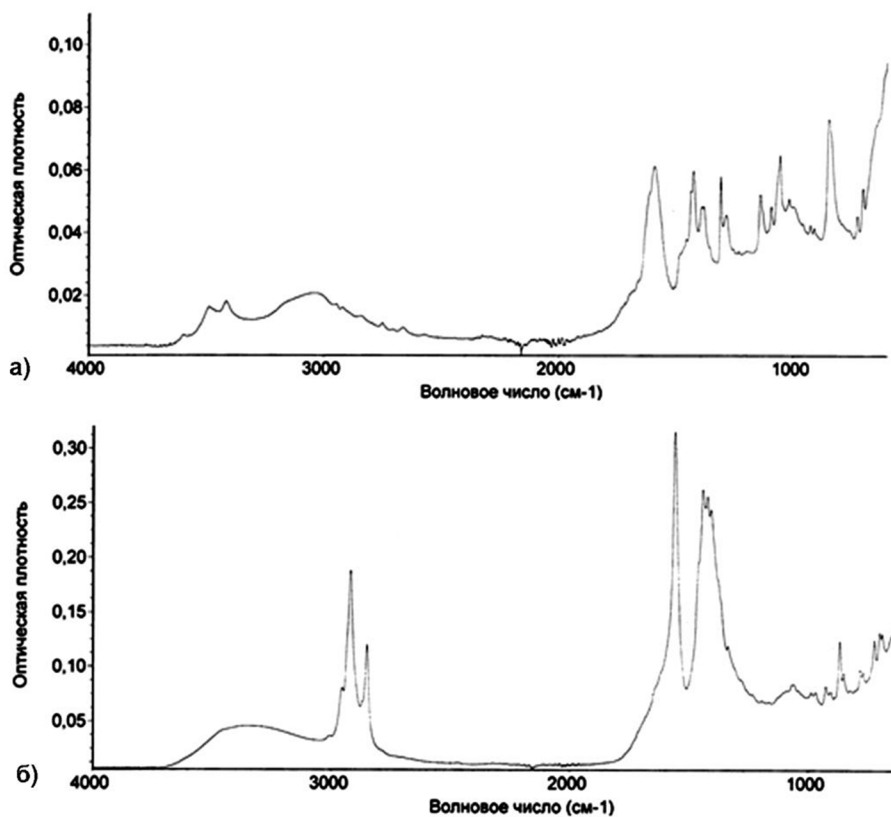


Рисунок 2 – ИК-спектры растворимых и нерастворимых фракций облегченного полимерного реагентов, полученные на приборе ИК-Фурье спектрометра Nicolet iS50:
 а – ИК-спектр растворимых фракций полимерного реагента;
 б – ИК-спектр нерастворимых фракций полимерного реагента

Результаты ИК-спектроскопических исследований растворимых фракций показывают, что полосы поглощения, характерны для гидролизованного полиакрилонитрила, а спектры нерастворимых фракций дают полосы поглощения, присущие волокнам целлюлозы и шерсти, так например, наблю-



даются валентные колебания при 3440 см^{-1} , характерные для ОН – групп, а также полосы при 3100 см^{-1} , 1410 см^{-1} , 1100 см^{-1} , 980 см^{-1} (рис. 2,а,б).

Определение научно обоснованных физико-химических основ создания стабилизированных промывочных жидкостей с использованием композиционных полимерных реагентов специального состава и структуры, основанных на образовании агрессивной среды, обеспечивающих бурение нефтяных и газовых скважин в сложных геолого-технических условиях без осложнений.

Установление закономерности изменения технологических параметров и реологических свойств промывочных жидкостей при их движении, на основе волокнистых природных полимеров, образующих армирующие структуры при взаимодействии с глинистой фазой, представляющую собой совокупность пузырьков вокруг частиц полимерных реагентов;

Литература:

1. Умедов Ш.Х. Разработка эффективных составов промывочных жидкостей для борьбы с осложнениями при бурении нефтяных и газовых скважин : Дис. ... д-ра техн. наук, 2017. – С. 100–103.
2. Джим Фридхейм, Джордж Сартор. Новая промывочная жидкость на водной основе // Бурение и нефть. – М., 2002 (ноябрь). – С. 44–46.

References:

1. Umedov Sh.H. Development of effective compositions of flushing liquids for fight against complications when drilling oil and gas wells : Yew. ... Dr.Sci.Tech., 2017. – P. 100–103.
2. Jim Fridkheim, George Sartor. Water-based new flushing liquid//Drilling and oil. – M., 2002 (November). – P. 44–46.



УДК 622.24.06

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИСАХАРИДНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ СУЛЬФИТНЫХ ЩЕЛОКОВ В СОСТАВЕ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

THE USE OF THE POLYSACCHARIDE COMPONENT OF THE SULFITE LIQUOR IN THE COMPOSITION OF THE DRILLING FLUSH FLUID

Фарафонов Артур Юрьевич

студент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Farafonov Artur Yurievich

Student,
Ufa State Oil Technical University
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. Проводятся лабораторные исследования по изучению влияния различных по молекулярной массе фракций лигносульфоната на реологические свойства промывочной жидкости. Описывается методика проведения экспериментов. Приводятся описание лабораторной установки и результаты экспериментов.

Annotation. Laboratory investigations are carried out to study the effect of various lignosulfonate fractions on the molecular weight on the reagent properties of the washing liquid. The technique of carrying out the experiments is described. The description of the laboratory installation and the results of the experiments are given.

Ключевые слова: буровой раствор, лигносульфонат, ультрафильтрация, фракционирование, ПАН-волокно, полупроницаемая мембрана, вязкость, показатель фильтрации.

Keywords: drilling mud, lignosulfonate, ultrafiltration, fractionation, PAN-fiber, semipermeable membrane, viscosity, filtration index.

Одной из основных проблем при строительстве нефтяных и газовых скважин являются осложнения. Вопросам их предупреждения подчинено проектирование свойств промывочных жидкостей и стабилизация параметров дисперсной системы. Соответствие свойств условиям бурения и их стабильность в процессе применения определяют качество промывочной жидкости. [1]

В настоящее время в буровой технологии широко востребованы и применяются химические реагенты на основе лигносульфонатов, использование которых экономически выгодней, чем зарубежные аналоги. Лигносульфонаты технические представляют собой природные водорастворимые сульфопроизводные лигнина. Это смесь различных солей (в основном натриевых) лигносульфоновых кислот с обильной примесью редуцирующих и минеральных веществ. [2]

Целью работы являлось разделение лигносульфоната на две составляющие: высокомолекулярную и низкомолекулярную методом ультрафильтрации с использованием ПАН-волокон в качестве мембраны, а так же изучения влияния лигносульфонат составляющей на структурно-механические и фильтрационные свойства промывочных жидкостей.

При фракционировании лигносульфоната по молекулярной массе используем прибор «Фильтр-пресс». Для определения молекулярной массы – «Спектрофотометр». [3]

Порядок проведения экспериментов состоял в следующем. Исходный лигносульфонат наливаем в мерный стакан, в котором расположена полупроницаемая мембрана, состоящая из ПАН-волокон и гипана, и помещаем его в прибор «Фильтр-пресс» под давлением равным 7 атмосфер. Отбираем фракции, которые отфильтровались через мембрану и меняем пробирки каждую минуту. Далее проводим анализ полученных фракций, чтобы сравнить молекулярные массы на приборе «Спектрофотометр». Затем добавляем к готовому буровому раствору (бентонит 5 %) полученные фракции лигносульфоната в 5 % соотношении к общему объёму всего раствора. Измеряем параметры полученных растворов, а именно условную вязкость, показатель фильтрации, используя приборы СВП-5, Фильтр-пресс. [4]

Ниже представлены графики со спектрофотометра, на которых можно заметить разделение трёх фракций по молекулярной массе.

Затем проводим эксперименты с отобранными фракциями лигносульфоната и исходным раствором бентонита 5 %. Результаты представлены ниже в таблице 1. [5]

Таблица 1 – Результаты эксперимента

	Условная вязкость (УВ), с (200/100)	Показатель фильтрации (ПФ), мл
Бентонит 5 %	44	18
Исх. р-р Фракция (1)5 %	36	17
Исх. р-р Фракция (2)5 %	28	16
Исх. р-р Фракция (3)5 %	15	15

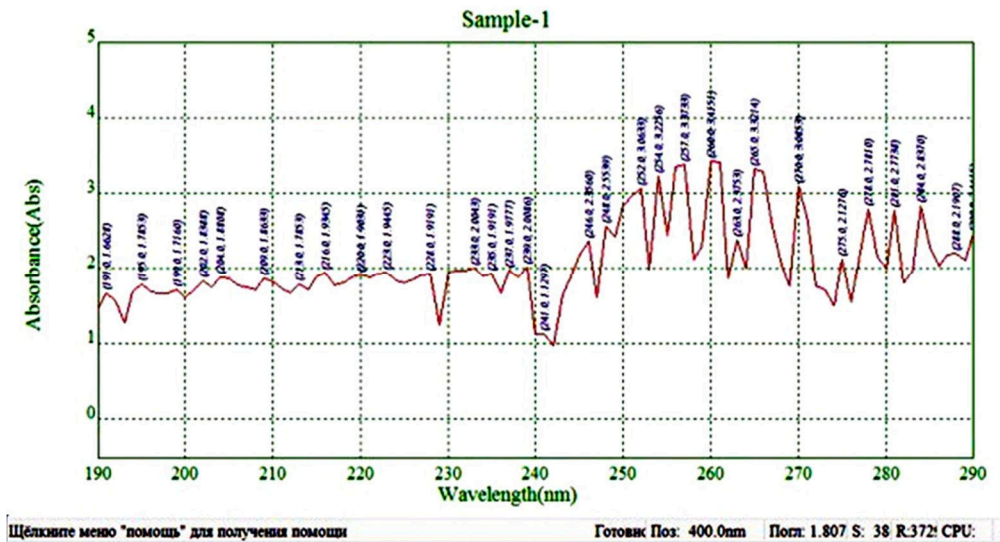


Рисунок 1 – Данные со спектрофотометра по фракции (1)

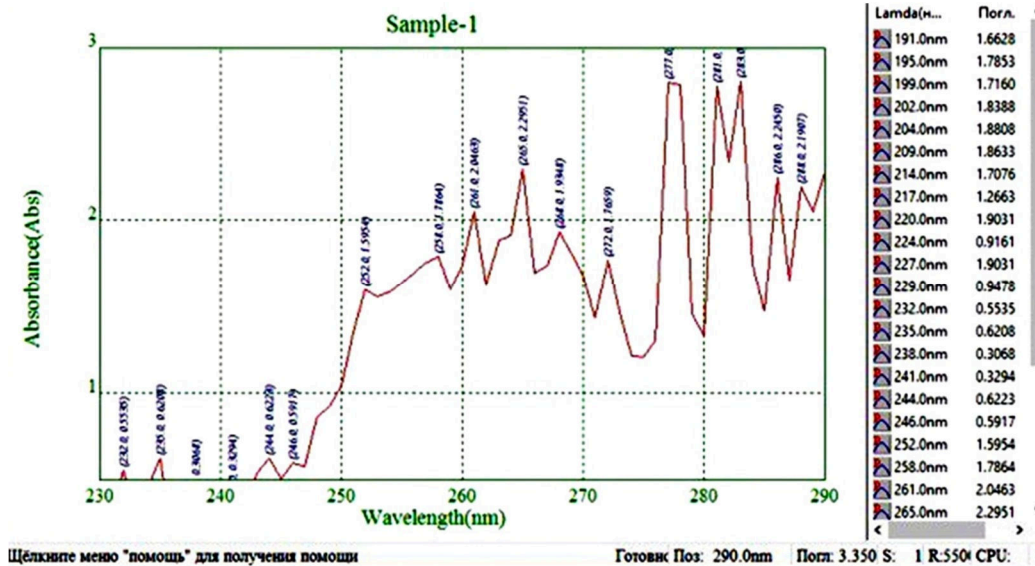


Рисунок 2 – Данные со спектрофотометра по фракции (2)

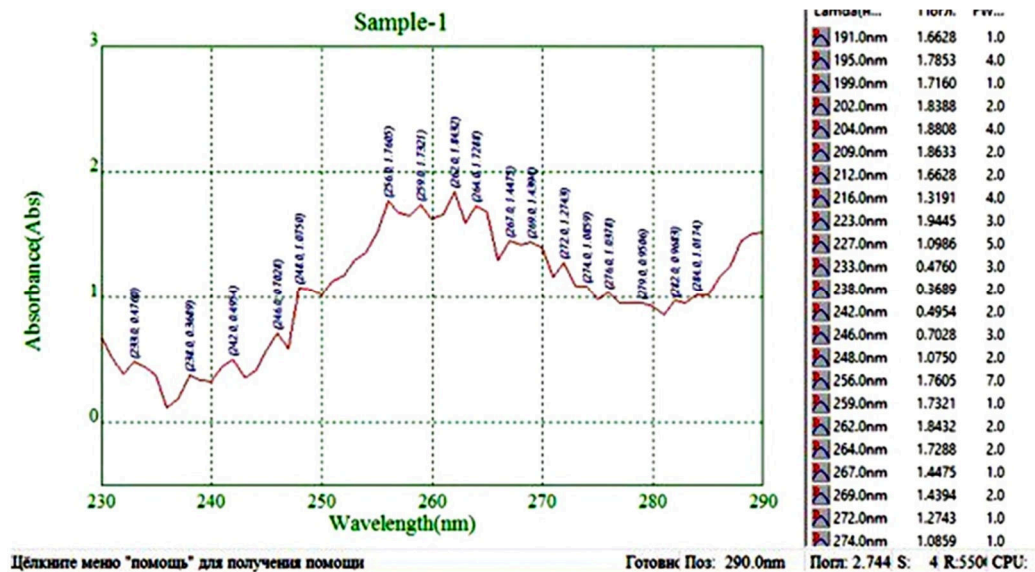


Рисунок 3 – Данные со спектрофотометра по фракции (3)

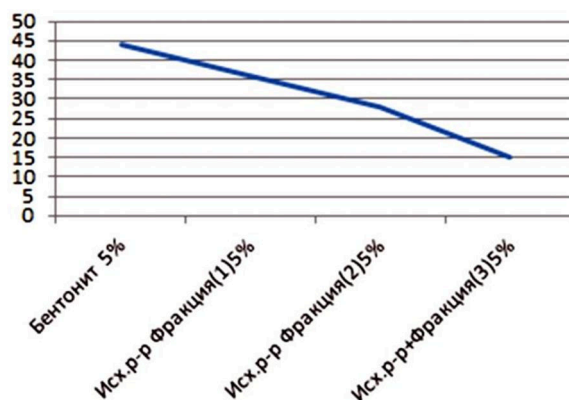


Рисунок 4 – Зависимость УВ от добавления различных фракций

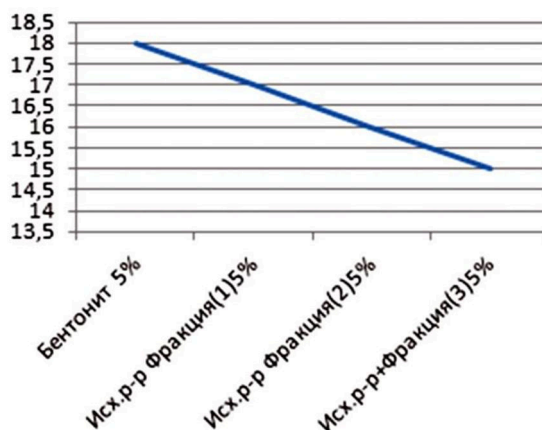


Рисунок 5 – Зависимость ПФ от добавления различных фракций

Выводы:

1. При добавлении различных по молекулярной массе фракций заметили, что УВ снизилась, а именно на 18 %, 36 %, 66 %.
2. Добавление различных фракций не влияет на ПФ.

Литература:

1. Комкова Л.П. Улучшение качества буровых промывочных жидкостей применением модифицированных лигносульфонатов. – Уфа : УГНТУ, 2011. – 138 с.
2. Функциональный анализ применяемых в буровой технологии лигносульфонатов / Г.А. Тептерева [и др.]. – Уфа.
3. Устройство спектрофотометра [Электронный ресурс] // Спектрофотометрия в ультрафиолетовой и видимой областях спектра. – URL : <https://sites.google.com/site/spektrofotometriya2014/oborudovanie/ustrojstvo-spektrofotometra> (Дата обращения: 22.03.2018).
4. Конесев Г.В. Буровые промывочные жидкости. – Уфа : УНИ, 1983. – 91 с.
5. Тангиев Х.Ш., Худайбердин Р.Ш., Логинова М.Е. Использование лигносульфонатов различных способов получения для повышения нефтеотдачи // 72-ая международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2018». – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2018.

References:

1. Komkova L.P. Improvement of quality of boring flushing liquids by application of the modified lignosulfonat. – Ufa : UGNTU, 2011. – 138 p.
2. The functional analysis of the lignosulfonat applied in boring technology / G.A. Teptereva [etc.]. – Ufa.
3. The spectrophotometer device [An electronic resource] // Spektrofotometriya in ultra-violet and visible areas of a range. – URL : <https://sites.google.com/site/spektrofotometriya2014/oborudovanie/ustrojstvo-spektrofotometra> (Date of the address: 3/22/2018).
4. Konesev G.V. Boring flushing liquids. – Ufa : UNI, 1983. – 91 p.
5. Tangiyev H.Sh., Hudayberdin R.Sh., Loginov M.E. Use of lignosulfonat of various ways of receiving for increase in oil recovery // 72nd international youth scientific conference «Oil and Gas 2018». – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2018.



УДК 622

О РЕГУЛИРОВАНИЯХ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННО-НАСОСНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

ON REGULATIONS OF DYNAMIC LEVEL OF LIQUID IN SUCKER ROD DOWNHOLE PUMP OIL WELLS

Ханалиев В.Б.

Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
vugar_khanaliyev@yahoo.com

Khanaliyev V.B.

Azerbaijan State Oil and Industry University
vugar_khanaliyev@yahoo.com

Аннотация. В статье, проведен подробный анализ нефтепромысловых данных, показаны многочисленные случаи нарушения оптимального режима работы штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин и изложены причины возникновения этих нежелательных осложнений.

Annotation. In article, the detailed analysis of oil-field data is carried out, numerous cases of violation of an optimum operating mode of shtan-govy deep and pump oil wells are shown and the causes of these undesirable complications are stated.

Ключевые слова: штанговая глубинно-насосная скважина, динамический уровень жидкости, нарушение режима работы, песчаная пробка, обводнение скважины, утечка жидкости, автоматический регулятор, ручное регулирование, норма дебита скважины.

Keywords: sucker rod downhole pump well, dynamic level of liquid, violation of an operating mode, sandy stopper, flood of the well, liquid leak, automatic regulator, manual regulation, norm of an output of the well.

Каждая штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина (ШГНС) имеет свой оптимальный технологический режим работы, который устанавливается в результате гидродинамического исследования её на установившихся режимах притока, то-есть построением индикаторных диаграмм и регулированных кривых [1, 2, 3].

При эксплуатации ШГНС, по различным причинам этот уровень жидкости отклоняется от своего оптимального значения в сторону увеличения или в сторону уменьшения. Причинами этих нежелательных явлений могут быть:

- интенсивное пескопроявление;
- обводнение продукции ШГНС;
- отложение парафиновых кристаллов на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и на поверхности колонны штанг;
- накопление тяжелых фракций (смола, парафинов и асвальтенов) в призабойной зоне пласта;
- отложение солей на внутренних стенках НКТ и на поверхности колонны штанг;
- засорение перфорационных отверстий забойного фильтра;
- утечки жидкости через кольцевой зазор между плунжером и цилиндром насоса;
- утечки жидкости через всасывающий и нагнетательный клапаны насоса;
- утечки жидкости через резьбовые соединения НКТ;
- утечки жидкости через образовавшиеся отверстия на НКТ;
- увеличение проницаемости призабойной зоны пласта в результате выноса большого количества песка;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта;
- термокислотная обработка призабойной зоны пласта;
- гидродинамический разрыв пласта;
- крепление песков призабойной зоны пласта;
- применение различных комбинаций методов воздействия на призабойную зону пласта и т.д.

При интенсивном пескопроявлении часто образуется на забое скважины песчаная пробка, которая увеличивает местное гидравлическое сопротивление в скважине; увеличивается забойное давление под песчаной пробкой, уменьшается депрессия и дебит скважины; ввиду того, что насос продолжает откачивать жидкость со скважины, динамический уровень жидкости под песчаной пробкой падает ниже своего оптимального значения.

Возвращение уровня на свое оптимальное положение возможно только промывкой образовавшейся песчаной пробки. А промывка песчаной пробки является большим технологическим процессом, выполняемым бригадой подземного ремонта с использованием соответствующих оборудования и агрегатов. Как видно, здесь регулирование динамического уровня жидкости осуществляется не автоматически, а вручную, т.е. в настоящее время отсутствует какой-нибудь универсальный автоматический регулятор для этой проблемы.



В случаях различных отложений в скважинах, возникает аналогичная картина.

Например, в одной скважине НГДУ «Гум адасы», обводнившейся пластовым водами двух различных пластов образовались такие твердые отложения солей, для их очистки требовалось фрезирование внутренних стенок подземных труб.

Призабойная зона засоренная тяжелыми фракциями нефти очищается только методом термодисперсионной обработки, которая является сложным технологическим процессом.

Все виды утечки жидкости, встречающиеся при эксплуатации в ШГНС-ах уменьшают дебит скважины, т.е. понижают динамический уровень жидкости. Возвращение уровня оптимальному положению в скважине требует ликвидировать эти утечки. Это тоже не является простым вопросом; здесь также выполняется сложное ручное регулирование уровня.

Когда коллектор состоит из рыхлых песчаников, выносятся из призабойной зоны пласта большое количество песка, проницаемость увеличивается и динамический уровень повышаясь отклоняется от своего оптимального положения. С целью его регулирования следует применять соответствующее мероприятие, не являющееся простым.

Во всех выше отмеченных методах воздействия на призабойную зону пласта производительность ШГНС увеличивается, т.е. понижается динамический уровень жидкости и как известно добывать нефть больше установленной нормы нельзя допускать; при этом эксплуатационная колонна может получить различные виды деформации и за короткое время скважина потребует различные виды сложных капитальных ремонтов.

Вообще скважина дорогостоящий объект исследования; её эксплуатировать с дебитом больше чем норма дебита нельзя; она может выйти со строя за короткое время. В зависимости от глубины скважины стоимость её изменяется, выражается миллионами манат и она должно служить нефтедобытчикам 100–150 лет.

Нефтяную скважину эксплуатировать с дебитом меньше чем ее норма дебита также нельзя, так как при этом добыча нефти и газа уменьшится.

ШГНС имеет самую высокую долговечность, ее можно эксплуатировать до конца разработки нефтяных месторождений. Также скважины, в основном используются в старых истощенных нефтяных месторождениях. Несмотря на то что, большинство этих скважин является малодобитными, около 50 %-ов всей добычи нефти в мире добываются этими скважинами. Имеются также высокодебитные ШГНС; с их помощью можно поднять подпитать нефть из глубины 4000 м с дебитом 400 т/сут.

При обводнении продукции ШГНС, из пласта в скважину начинает поступать также пластовая вода, поэтому динамический столб жидкости в скважине состоит из нефти и воды; это повышает динамическое забойное давление и понижает динамический уровень в скважине.

В обводнившихся ШГНС-ах необходимо установить новый оптимальный режим.

Как видно из выше изложенного, эксплуатация нефтяных скважин штанговым глубинно-насосным способом имеет большое значение на промышленной практике и требует своевременное регулирование динамического уровня жидкости при каждом его отклонении от своего оптимального значения, притом здесь следует отметить что, хорошо было бы вести это регулирование автоматически.

Выше показаны, для примера, 16 случаев отклонений динамического уровня жидкости от своего оптимального значения. Но, в одной скважине одновременно не может возникнуть такое количество отклонений уровня от своего оптимального положения, вероятность такого явления очень мала. Одновременно могут быть два-три случая подобных отклонений.

Следует отметить что, если имеет место только два отклонения, то для автоматического регулирования требуется создать и применять два самостоятельного автоматического регулятора. Невозможно создать один универсальный автоматический регулятор, который регулировал бы одновременно два различного параметра. Так как регулятор одного параметра имеет замкнутую систему, и действие одного элемента на другой элемент в этой системе происходит только в одном направлении или по часовой стрелке или обратно часовой стрелки.

Необходимо отметить что, из изложенного понятно, невозможно создать автоматический регулятор, который мог бы автоматически регулировать динамический уровень жидкости в ШГНС-ах. С другой стороны, при этом нельзя рассматривать только один параметр, т.е. динамический уровень жидкости в скважине; потому что, он также связан со следующими важными параметрами эксплуатации ШГНС:

- 1) статический уровень жидкости в скважине;
- 2) глубина подвески насоса;
- 3) глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости в скважине.

Положение статического уровня зависит от значения пластового давления по данной скважине. Значение подвески, то есть глубина спуска насоса в скважине зависит от значения оптимального динамического уровня жидкости. В пескопроявляющихся ШГНС-ах на прием насоса соединяется труба меньшего диаметра с длиной 20–30 м, которая имеет меньшую площадь поперечного сечения и создает высокую скорость подъема жидкости и устраняет оседание песка на забой; здесь приемом насоса считается башмак этой трубы.



Расстояние от оптимального динамического уровня жидкости в скважине до приема насоса называется глубиной погружения насоса под динамический уровень жидкости. Этот параметр эксплуатации скважины выбирается в зависимости от значения газового фактора данного месторождения. В низких и средних газовых факторах он принимается 30–40 м; а при высоких газовых факторах берется 100–150 м.

Известно что, когда скважина заканчивает свою работу компрессорным способом, ее переводят насосному способу эксплуатации и для нее устанавливают новый оптимальный режим работы. Для этого, демонтируют устьевое фонтанное оборудование и монтируют какой-нибудь станок-качалка (временно) и спускают в скважину какой-нибудь штанговый глубинный плунжерный насос. Исследуют скважину гидродинамическим методом на стационарных режимах притока, снимают индикаторные диаграммы и регулировочные кривые, определяют норму дебита и допустимое забойное давление, которые характеризуют оптимальный режим работы скважины; затем из диаграммы Адонина выбирают тип станка-качалки и диаметр насоса, которые должны работать в данной скважине при оптимальном режиме ее работы. После оборудования скважины выбранными наземными и подземными оборудованиями пускают её в эксплуатацию и со временем эксплуатации своевременно регулируют вручную (т.е. проводят необходимые ремонты) динамический уровень жидкости в скважине.

Необходимо отметить что, после проведения каждого способа воздействия на призабойную зону пласта, требуется установить новый оптимальный технологический режим работы и при необходимости регулировать новый оптимальный динамический уровень жидкости в скважине.

Учитывая допустимое забойное давление, удельный вес газо-жидкостной смеси в скважине и глубину данной скважины определяют высоту столба жидкости в скважине; вычитывая от глубины скважины высоту столба жидкости, определяют глубину оптимального динамического уровня жидкости в скважине. После этого, учитывая значение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости, устанавливают точную подвеску колонны НКТ.

ВЫВОДЫ

1. В статье, проведя подробный анализ нефтепромысловых данных, показаны многочисленные случаи нарушения оптимального режима работы штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин и изложены причины возникновения этих нежелательных осложнений.

2. При таких нарушениях, динамический уровень жидкости оптимального технологического режима работы скважины отклоняется от своего положения на несколько метров, притом в зависимости от характера происходящего явления, отклонения бывают в сторону увеличения или в сторону уменьшения.

3. Выявлено что, при удалении уровня жидкости в сторону уменьшения, дебит скважины становится больше чем норма дебита; работа скважины при таких режимах, может привести к различным деформациям эксплуатационной колонны, которые могут привести к выходу скважины со строя. При удалении уровня в сторону увеличения это приводит к снижению дебита нефти от нормы дебита; нельзя допускать также такой вид нарушения, так как при этом добыча нефти сокращается.

4. Во всех таких случаях нарушения оптимального режима работы скважины следует регулировать уровень жидкости, т.е. возвращать уровень своему оптимальному положению. Хорошо было бы выполнять этот процесс с помощью автоматических регуляторов. К сожалению при современном уровне развития промысловой науки и техники пока не созданы такие автоматические регуляторы. Поэтому процесс регулирования уровня жидкости осуществляется вручную.

5. При интенсификации добычи нефти и газа, когда выполняются способы воздействия на призабойную зону пласта, тогда проницаемость пласта вокруг скважины повышается; это требует установить в скважине новый оптимальный технологический режим работы и ее эксплуатируют при новом оптимальном динамическом уровне; при необходимости этот новый тоже регулируется ручным способом.

Литература:

1. Муравьев И.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 1970. – 304 с.
2. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М. : Недра, 1983. – 417 с.
3. Справочник по добыче нефти. II том. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 351 с.

References:

1. Muravyev I.M., etc. Development and operation of oil and gas fields. – M. : Nedra, 1970. – 304 p.
2. Shurov V.I. Technology and technology of oil production. – M. : Nedra, 1983. – 417 p.
3. Reference book on oil production. II volume. – M. : Gostoptekhizdat, 1959. – 351 p.



УДК 622.24.06

ПОВЫШЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ РЕАГЕНТАМИ НА ОСНОВЕ НЕОМЫЛЕННОГО ТАЛЛОВОГО ПЕКА

INCREASE IN THE INHIBITORY ABILITY OF DRILLING FLUIDS WITH REAGENTS BASED ON UNSAPONIFIED TALLOW PITCH

Царьков Александр Юрьевич

Заместитель коммерческого директора по технологиям,
ООО «Сервисный Центр СБМ»
autsarkov@gmail.com

Tsarkov Aleksandr Yurievich

Deputy Commercial Director for Technology,
LLC «Service Center SBM»
autsarkov@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы получения реагентов комплексного действия для строительства нефтяных и газовых скважин на основе таллового пека. Обосновано теоретически возможность применения и на основе экспериментальных данных доказана эффективность разработанных продуктов в качестве ингибиторов глинистых пород и неустойчивых сланцев.

Annotation. The article deals with the issues of obtaining complex action reagents for the construction of oil and gas wells based on tall pitch. It is theoretically possible to use and, based on experimental data, the effectiveness of the developed products as inhibitors of clay rocks and unstable shales has been proved.

Ключевые слова: бурение скважин, ингибирование, талловый пек, стабильность ствола скважины, полифункциональный компонент.

Keywords: well drilling, inhibition, tallow pitch, wellbore stability, polyfunctional component.

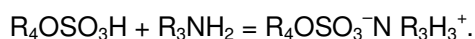
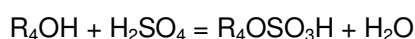
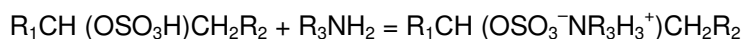
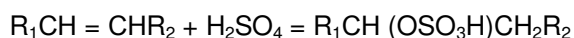
Глинистые породы являются самыми распространёнными в геологическом разрезе месторождений нефти и газа. Едва ли не самая главная проблема при бурении глинистых отложений – увлажнение пород фильтратом бурового раствора (БР) следствием которого является их разупрочнение и потеря деформационной устойчивости ствола скважины. Сопутствующим явлением является диспергирование бурового шлама в процессе его гидротранспорта по стволу шлама, приводящее к наработке избыточных объемов БР, увеличению расхода химреагентов на его обработку, дополнительным работам по удалению из БР избыточной твёрдой фазы, а в итоге к снижению экологической и экономической эффективности бурения, повышению его ресурсоёмкости.

Основным способом предотвращения разупрочнения глинистых пород и диспергирования бурового шлама является физико-химический путём применения ингибирующих разупрочнение и недиспергирующих БР. Теория и практика накопили богатый опыт разработки, исследования и применения таких БР [1–8]. Сложность же их применения, заключается, прежде всего, в том, что глинистые породы чрезвычайно разнообразны по минералогическому составу, структуре, текстуре, физико-химическим свойствам. Поэтому в настоящее время основная задача применения ингибирующих разупрочнение и недиспергирующих БР заключается в оценке их соответствия конкретным условиям бурения [9–12]. Эта задача предполагает необходимость разработки широкой номенклатуры ингибирующих реагентов, в том числе, на основе отходов и остаточных (многотоннажных) продуктов химических производств и их производных. В этом случае параллельно будет решаться важная социально-экономическая задача утилизации отходов и сохранения экологического равновесия природной среды. Одним из вариантов решения этих проблем является использование многотоннажного продукта сульфатцеллюлозного производства – неомыленного таллового пека (НТП).

С этой целью разработан способ модификации НТП, состоящий из следующих стадий:

а) сульфирование соединений НТП серной кислотой кислого гудрона (смоляные и жирные кислоты, углеводороды – по двойной связи и спирты – по гидроксильной группе) с образованием моносульфатов;

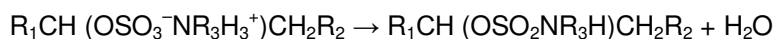
б) нейтрализация полученной сульфомассы соединениями, содержащими аминогруппу (этанолламины и полиэтиленполиамин) с образованием солей четверичного аммония, что можно представить упрощенными схемами:



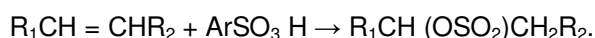


В качестве побочных протекают реакции:

- образования сульфамидов (под влиянием повышенной температуры)



- сульфатов с участием сульфокислот кислого гудрона:



При постоянной отгонке воды и температуре реакции не ниже 160 °С в реакцию вступает до 97 % серной кислоты. Для смоляных кислот схема реакций приведена на рисунке 1 на примере типичного представителя смоляных кислот – абиетиновой кислоты.

Получение потенциального полифункционального компонента БР, совмещающего свойства ингибитора набухания глинистых пород, эмульгатора и бактерицида, осуществляли направленным синтезом, т.е. построением сложной молекулы, содержащей в своей структуре химические функции, ответственные за указанные свойства. Предполагалось, что такая структура будет водорастворима, а добавки в БР не изменят её агрегатное состояние (рис. 1).

Структурные группы, обращенные в водную фазу $[-\text{OSO}_3^-N^+H_3CH_2CH_2OH]$, $[-\text{OSO}_3^-N^+H_2(CH_2CH_2OH)_2]$, $[-\text{OSO}_3^-N^+H(CH_2CH_2OH)_3]$, закроются как «зонтом» объемным экраном, составленным из трех циклогексановых колец, что ослабит процесс набухания глин при гидратации. Для того, чтобы быть носителем свойств эмульгатора, соединение должно обладать не только определенной геометрической формой, но и уравновешенным балансом между гидрофильной и гидрофобной ее частями. Известно, например, применение в производстве синтетического каучука канифольных мыл с натриевыми солями жирных кислот, применение которых объясняется тем, что индивидуально соли смоляных кислот плохо растворимы в воде. Видно, что молекула абиетиновой кислоты содержит объемную гидрофобную углеводородную составляющую и только одну небольшую карбоксильную, частично экранированную с учетом того, что циклогексановое кольцо не является плоским. В этой связи для использования таллового пека как поверхностно-активного вещества в его состав были введены сульфогруппы для повышения гидрофильности с последующей их нейтрализацией. В качестве агента нейтрализации были использованы этаноламины и полиэтиленполиамин, с целью получить соединения с четвертичным атомом азота, известным носителем бактерицидных свойств. Таким образом, реализацией направленного синтеза, предполагалось получение соединения, обладающего свойствами ингибитора процесса набухания глин и биоцида, что подтвердилось экспериментально.

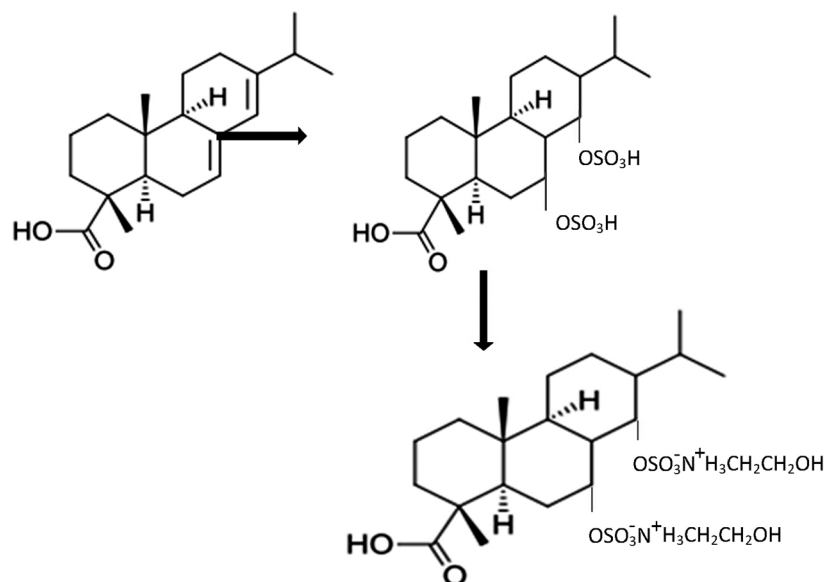


Рисунок 1 – Схема превращений абиетиновой кислоты при сульфировании и последующей нейтрализации моноэтаноломином

Повышенная температура способствует снижению вязкости реакционной массы, повышению скорости реакции, увеличению степени превращения серной кислоты, однако увеличивает выход продуктов побочной реакции образования сульфамидов и разбавляет кислоту выделяющейся водой, т.е. повышение температуры будет снижать эмульгирующую способность образца, т.к. снижается концентрация аммонийной соли, но усиливать его биоцидность (сульфамиды – известные антибактериальные препараты).



Были синтезированы 4 продукта – на основе моноэтаноламина (ПСМ), диэтаноламина (ПСД), триэтаноламина (ПСТ) и смеси полиаминов (ПСП). Водорастворимыми продуктами являются все продукты за исключением продукта реакции таллового пека с полиаминами. Для дальнейших исследований использовались только водорастворимые продукты. Результаты исследования влияния концентрации (% масс.) ПСМ, ПСД, ПСТ на технологические свойства раствора на водной основе представлены в таблице 1.

В таблице 1 используются следующие сокращения и обозначения: ρ – плотность, г/см³; δ – пенообразующая способность, кг/м³; T – условная вязкость, с; $CHC_{1/10}$ – статическое напряжение сдвига, дПа; Φ – показатель статической фильтрации, см³; Φ_d – показатель динамической фильтрации при 90 °С, см³; $\Phi_{ск}$ – относительный коэффициент липкости на границе корка-сталь, отн. ед.; $\Phi_{тр}$ – относительный коэффициент трения на границе сталь-сталь, отн. ед.; η – пластическая вязкость, мПа·с; $ПН_\phi$ – поверхностное натяжения фильтрата, мН/м.

Таблица 1 – Влияние синтезированных реагентов на технологические свойства БР на водной основе

Буровой раствор	Технологические параметры									
	ρ	T	$CHC_{1/10}$	Φ	$\Phi_{ск}$	η	$\Phi_{тр}$	δ	$ПН_\phi$	Φ_d
Базовый БР (ББР)	1,03	22,0	57,5/71,8	15,0	1,00	5,5	1,00	0	36,5	42
ББР + 3 % ПСМ	1,02	26,8	64,9/77,2	8,8	0,30	6,2	0,51	263	16,1	20
ББР + 3 % ПСД	1,03	26,0	65,5/79,9	8,0	0,29	6,1	0,44	252	16,9	18
ББР + 3 % ПСТ	1,02	26,6	66,8/81,1	8,6	0,36	6,4	0,50	244	17,0	21

Из таблицы 1 следует, что разработанные продукты обладают повышенными смазочными свойствами, оказывают минимальное воздействие на реологические параметры, снижают фильтрацию. Оптимальной является добавка в концентрации от 1 до 3 % масс. Необходимо отметить, что ввод реагентов в базовый раствор на водной основе приводит к пенообразованию и повышению кислотности. В связи с этим необходима дополнительная его обработка пеногасящим и щелочным реагентами.

Для оценки степени загрязнения продуктивных пластов при использовании разработанных продуктов проведено исследование поверхностного натяжения водных растворов с добавками ПСМ, ПСД, ПСТ различных концентраций (рис. 2). Из этих данных следует, что все три продукта дают почти равное снижение поверхностного натяжения. Наиболее эффективное снижение поверхностного натяжения (от 47,3 % до 69,5 %) происходит при содержании добавки в воде от 0,1 до 0,5 % масс. На основании проведённых исследований можно сделать вывод, что синтезированные реагенты можно использовать при бурении продуктивных горизонтов.

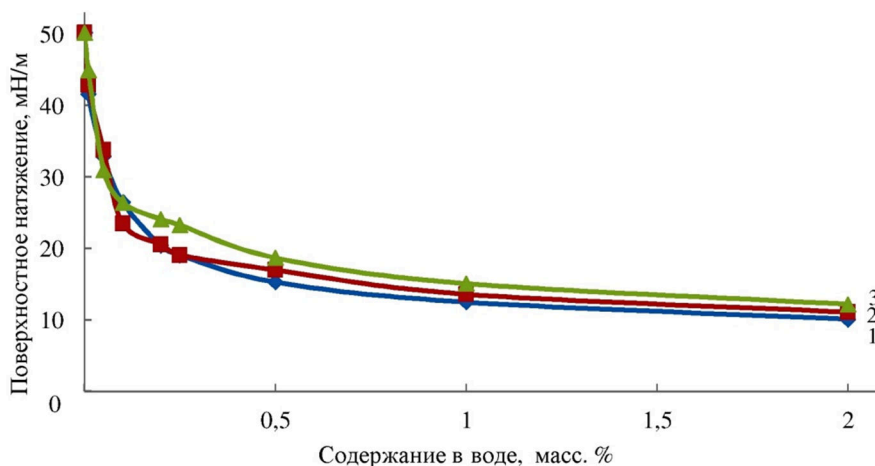


Рисунок 2 – Зависимость поверхностного натяжения на поверхности керосин-вода от содержания в воде различных концентраций: 1 – ПСМ; 2 – ПСД; 3 – ПСТ

Известно, что ОТП является ингибитором набухания глинистых пород [13-14]. Для оценки ингибирующих свойств образцы были протестированы на линейном тестере набухания в динамических условиях при двух температурах: 25 °С и 80 °С. Исследована динамика набухания глинистой породы в условиях малых глубин бурения при 25 °С. Постоянная циркуляция раствора в ячейке тестера продольного набухания имитирует условия воздействия на БР породы при циркуляции в скважине.

Для исследований при 25 °С (рис. 3, 4, 5) использованы вода и водные БР с концентрациями реагентов 0,5; 1,0; 3,0 и 10,0 %. Дополнительно проведено исследование влияния более широкого диапазона концентраций ПСМ в воде на процесс набухания богандинского глинопоршка.

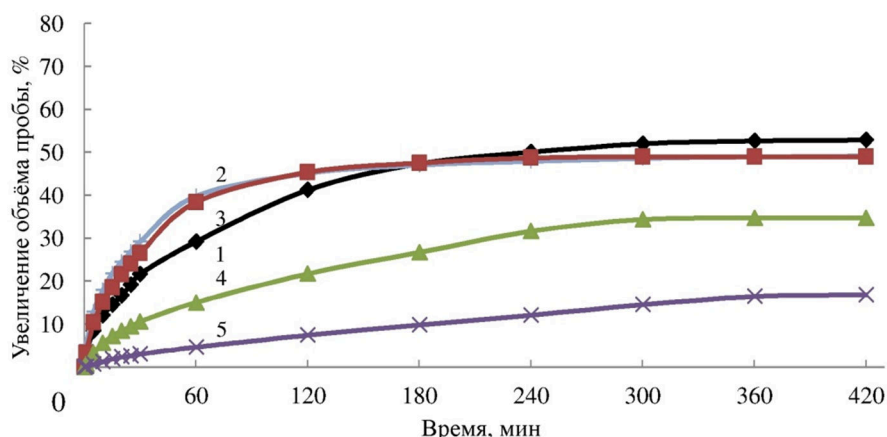


Рисунок 3 – Динамика набухания богандинского глинопорошка при 25°С в водных растворах, с массовым содержанием ПСМ: 1 – дистиллированная вода; 2 – 0,5 %; 3 – 1,0 %; 4 – 3,0 %; 5 – 10,0 %

При увеличении концентрации реагентов более 1,0 % в дистиллированной воде происходит изменение типа набухания глинопорошка. При более высоких концентрациях раствора ПСД угол наклона касательных к кривым набухания имеет меньший угол по сравнению с водой. Пик набухания приходится на 180–220 минут. Далее происходит стабилизация системы и объемное набухание глинопорошка в течение следующих 200–240 минут не превышает 2,5 %.

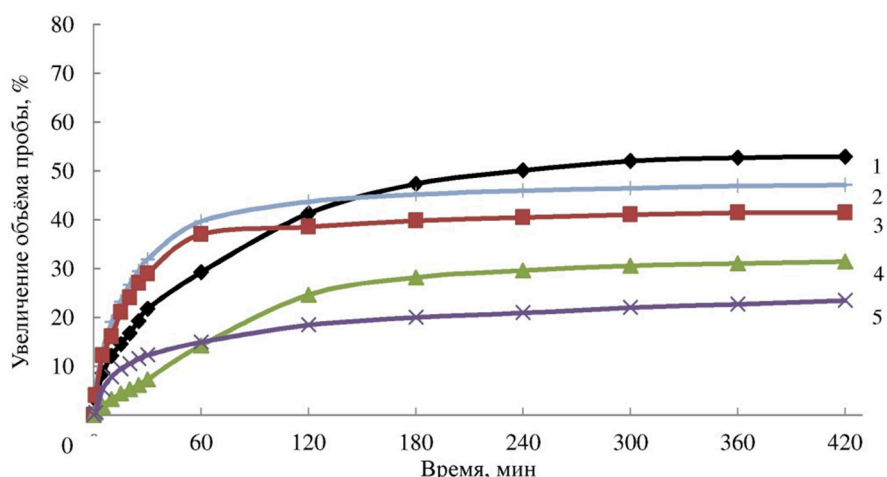


Рисунок 4 – Динамика набухания богандинского глинопорошка при 25 °С в водных растворах, с содержанием ПСД: 1 – дистиллированная вода; 2 – 0,5 %; 3 – 1,0 %; 4 – 3,0 %; 5 – 10,0 %

Снижение набухания глинопорошка при 25°С в растворах с содержанием ПСД 3,0 % и 10,0 % относительно набухания глинопорошка в дистиллированной воде отмечено в 1,67 и 2,31 раза соответственно.

По данным рисунка 4 следует, что наиболее эффективными являются добавки ПСД от 1,0 до 10,0 %.

В сравнении с дистиллированной водой, при длительности проведения эксперимента более 250 часов, растворы с различной концентрацией ПСТ снижают величину объемного набухания глинопорошка. В первые часы набухания растворы при содержании ПСТ в дистиллированной воде менее 3,0 % имеют аналогичный или больший угол наклона кривых набухания, что указывает на то, что данные растворы в начальный период набухания действуют в качестве смачивателей и способствуют быстрому проникновению флюида в образец глинопорошка по микротрещинам и свободным поровым каналам.

По данным рисунка 5 следует, что наиболее эффективными являются добавки ПСТ от 3,0 до 10,0 %.

По полученным данным можно сделать вывод о том, что эффективной можно считать добавку порядка 1,0 %. Добавки в дистиллированную воду в количестве 0,10; 0,25; 0,50 и 1,00 % снижают набухание глинопорошка в 1,067; 1,070; 1,075 и 1,080 раз соответственно. При добавке 3,0 % и 10,0 % отмечается снижение в 1,523 и 3,139 раза соответственно.

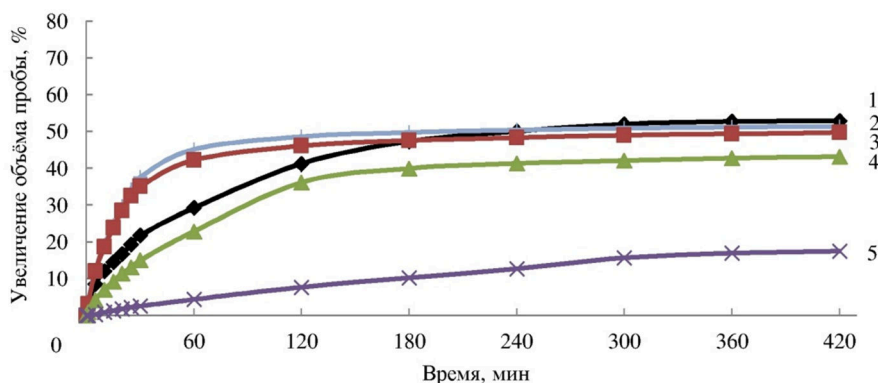


Рисунок 5 – Динамика набухания богдинского глинопорошка при 25 °С в водных растворах, с массовым содержанием ПСТ: 1 – дистиллированная вода; 2 – 0,5 %; 3 – 1,0 %; 4 – 3,0 %; 5 – 10,0 %

Результаты исследований свидетельствуют, что синтезированные продукты обладают высоким ингибирующим эффектом. Их использование в БР на водной основе позволит снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций при разбурировании глинистых пород, уменьшить расход реагентов, улучшить смазочные свойства БР, понизить их показатель фильтрации и предотвратить загрязнение продуктивных пластов фильтратом бурового раствора.

Литература:

1. Зинченко О.Д. Промышочные жидкости для бурения в глинисто-солевых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 58–60.
2. Исследование ингибирующих свойств реагентов для обработки буровых растворов при бурении глинистых пород на НГКМ Заполярья / Н.Г. Кашкаров [и др.] // Обзорная информация. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 144 с.
3. Курдюков А.В., Ядгаров Х.А. Предупреждение разупрочнения глинистых пород // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 3. – С. 77–81.
4. Разработка мероприятий, обеспечивающих безаварийную проводку скважин в интервале залегания пород Фроловской свиты / В.И. Рассадников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 64–67.
5. Соловьев Н.В., Степанов К.В. Мембранообразующая способность полимерных БР при набухании глинодержащих горных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2007. – № 10. – С. 84–93.
6. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промышочные жидкости / Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск, 2014.
7. Уляшева Н.М., Вороник А.М., Михеев М.А. Буровые растворы с пониженными диспергирующими свойствами для вскрытия высококоллоидальных глинистых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 25–28.
8. Усманов Р.А., Хузина Л.Б., Голубь С.И. Лабораторные исследования пластифицирующего, высокоингибируемого бурового раствора для кыновских аргиллитов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 9. – С. 14–18.
9. Балаба В.И. Оценка соответствия при строительстве скважин // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 41–46.
10. Беленко Е.В. Общие технологические принципы промывки скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 3. – С. 2–7.
11. Растегаев Б.А. Современный подход к проектированию ингибирующих свойств буровых растворов для проводки скважин в сложных геолого-технических условиях // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 6. – С. 14–17.
12. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Теоретические предпосылки применения ингибирующей добавки к буровым растворам на основе талового пека // Вестник СевКавГТУ. – 2007. – № 4 (13). – С. 61–63.
13. Применение талового масла и его производных в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Царьков [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2 (20). – С. 8–10.

References:

1. Zinchenko O.D. Flushing liquids for drilling in clay and salt deposits // Management of quality in an oil and gas complex. – 2013. – № 3. – P. 58–60.
2. A research of the inhibiting properties of reagents for processing of boring solutions when drilling clay breeds on the OGCF of the Polar region / N.G. Kashkarov [etc.] // Survey information. Series: Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : LLC Gazprom of an Expo, 2010. – 144 p.
3. Kurdyukov A.V., Yadgarov H.A. Prevention of a razuprochneniye of clay breeds//Management of quality in an oil and gas complex. – 2017. – № 3. – P. 77–81.



4. Development of the actions providing accident-free conducting of wells in the range of bedding of breeds of Frolovsky suite / V.I. Rassadnikov [etc.] // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2015. – № 5. – P. 64–67.
5. Soloviev N.V., Stepanov K.V. Membranoobrazuyushchaya ability of polymeric BR when swelling clay-containing rocks/the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). – 2007. – № 10. – P. 84–93.
6. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids / Southern Russian state polytechnical university (NPI) of M.I. Platov. – Novocherkassk, 2014.
7. Ulyasheva N.M., Voronik A.M., Mikheyev M.A. Boring solutions with the lowered dispersing properties for opening of high-colloid clay breeds // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2009. – № 9. – P. 25–28.
8. Usmanov R.A., Huzina L.B., Golub S.I. Laboratory researches of the plasticizing, high-inhibited drilling mud fluid for kynovsky soapstones // Territory Neftegaz. – 2015. – № 9. – P. 14–18.
9. Balaba V.I. Compliance assessment at construction of wells // Quality management in an oil and gas complex. – 2010. – № 1. – P. 41–46.
10. Belenko E.V. General technological principles of washing of wells//Bulletin of Association of boring contractors. – 2010. – № 3. – P. 2–7.
11. Rastegayev B.A. Modern approach to design of the inhibiting properties of boring solutions for conducting of wells in difficult geological specifications // Territory Neftegaz. – 2009. – № 6. – P. 14–17.
12. Pulya Yu.A., Egorov E.V. Theoretical prerequisites of use of the inhibiting additive to boring solutions on the basis of tall pitch // Messenger of SEVKAVGTU. – 2007. – № 4 (13). – P. 61–63.
13. Use of tall oil and its derivatives in oil and gas branch / A.Yu. Tsarkov [etc.] // Exposition Oil Gas. – 2012. – № 2 (20). – P. 8–10.



УДК 622.245.422

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ БЛАГОДАРЯ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ЕГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО КОМПЛЕКСА «КАСАНДРА»

PREVENTION OF FORMATION FLUIDS MIGRATION IN WELL ANNULAR SPACE DUE TO THE DESIGN OF ITS CEMENTING TECHNOLOGY USING THE COMPUTER COMPLEX «KASANDRA»

Черненко Александр Васильевичкандидат технических наук,
ООО «БурениеСервис»**Лышко Георгий Николаевич**кандидат технических наук,
директор,
ООО «БурениеСервис»
burserv@mail.ru**Chernenko Alexander Vasilievich**Candidate of Technical Sciences,
BurenieServis LLC**Lyshko Georgiy Nikolaevich**Candidate of Technical Sciences,
Director,
BurenieServis LLC
burserv@mail.ru

Аннотация. Использование при проектировании технологии цементирования обсадной колонны в скважине современного компьютерного комплекса, разработанного на основе математических моделей процессов, протекающих в зацементированном пространстве скважины, позволяет предупредить возникновение перетоков пластовых флюидов за колонной. Дается краткое описание комплекса. Его эффективность многократно подтверждена.

Ключевые слова: скважина, цементный раствор, пласт, заколонные перетоки, пластовые флюиды, движение газа по заколонному пространству скважины.

Annotation. Use in the design of well casing cementing technology of a modern computer complex, developed on the basis of mathematical models of processes occurring in cemented well annular space, allows to prevent occurrence of flow of formation fluids behind the column. A short description of the complex is given. Its effectiveness has been repeatedly confirmed.

Keywords: well, cement slurry, formation, annular flows, formation fluids, gas migration in annular space of the well.

Возникновение заколонных проявлений и межпластовых перетоков пластовых флюидов после цементирования обсадной колонны, особенно в начальный период ОЗЦ, остается до настоящего времени актуальной и очень дорогостоящей проблемой.

Но решать эту проблему можно. Современный уровень научных знаний, техники, материалов и технологий в области цементирования скважин позволяет предупреждать возникновение перетоков флюидов по тампонажному раствору – создавать изначально герметичное цементное кольцо, как составную часть крепи скважины. Для этого заказчикам, проектировщикам, исполнителям работ по цементированию скважин безусловно следует выполнять работы на самом высоком из достигнутых научно-техническом уровне. А значит, для проектирования технологии цементирования каждой конкретной обсадной колонны следует использовать специальный самый современный, научно обоснованный, компьютерный комплекс.

Такой компьютерный комплекс (ПК) известен под названием «Кассандра» (разработан А.В. Черненко). Для более подробного ознакомления с разработкой и возможностями ПК см. ссылку на литературный источник. Как и героиня древнегреческого эпоса, современная компьютерная Кассандра превосходно предсказывает. С помощью программы, разработанной с применением выверенных математических моделей процессов, протекающих в зацементированном заколонном пространстве скважины, с высокой степенью достоверности можно прогнозировать вероятность возникновения миграции пластовых флюидов по заколонному пространству скважины после его цементирования.

Как показывают статистические данные, основная доля заколонных перетоков возникает в начальный период ОЗЦ. В это время в тампонажном (цементном) растворе в результате седиментации твердой фазы и суффозионного разрушения коагуляционной структуры восходящими потоками жидкости или газа возможно образование флюидопроводящих каналов. Одновременно из-за падения гидростатического давления столба тампонажного раствора возникает градиент давления, направленный из пласта в скважину – движущая сила миграции пластового флюида в скважину. В некоторый момент времени (ориентировочно через 10–40 мин после момента «стоп»), когда (и если) возрастающий во времени градиент давления, направленный из пласта в скважину, по величине превысит текущий (также меняющийся во времени) начальный градиент фильтрации жидкости по тампонажно-



му раствору, начинается движение пластового флюида из пласта в скважину и далее – по заколонному пространству. Процесс будет развиваться или не возникнет вообще.

Об этом сообщит Кассандра. Просчитав на основе заложенных в нее данных и зависимостей абсолютные значения и кинетику падения давления в скважине, изменения фильтрационных характеристик (проницаемости) тампонажного раствора, учитывая одновременно давления и вид флюида в пластах-потенциальных источниках проявления флюидов, температуры и другие факторы, сопоставив их, Кассандра даст прогноз вероятности возникновения перетоков газа, воды или нефти по зацементированному пространству скважины.

В таблице приведены сведения обо всей информации, получаемой с помощью ПК «Кассандра». Видно, что программный комплекс позволяет решать две задачи: сначала успешно, без осложнений, оптимально провести сам процесс цементирования и потом – получить требуемый результат – герметичность заколонного пространства.

Содержание и порядок действий по применению ПК «Кассандра» следующий:

1. Подбор рецептуры и испытание тампонажного раствора, предназначенного для использования при цементировании конкретной обсадной колонны, с использованием стандартного лабораторного оборудования при максимально возможной имитации скважинных условий (ПК помогает рассчитать скважинные условия). При этом особое внимание уделяют изолирующей способности тампонажного раствора, а именно – повышению начального градиента фильтрации жидкости сквозь структуру-матрицу раствора.

2. Ввод в ПК геолого-технической и технологической информации по конкретной скважине: параметров обсадных колонн, бурового и тампонажного растворов, буферной и продавочной жидкостей, режимов закачивания жидкостей и др. Всего требуется знать около тридцати параметров. Но их значения обычно доступны.

3. Осуществление прогноза вероятности возникновения в период ОЗЦ заколонных проявлений и межпластовых перетоков пластовых флюидов по зацементированному заколонному пространству и получение другой выходной информации, указанной в таблице.

4. В случае неблагоприятного прогноза разработка рекомендаций по изменению параметров технологии цементирования, в первую очередь состава и показателей свойств тампонажного раствора, с тем, чтобы не только успешно провести саму операцию по цементированию, но обязательно снизить вероятность возникновения заколонных перетоков пластовых флюидов практически до нуля.

5. Внесение корректив в планы работ по цементированию, например:

- в параметры тампонажного раствора, путем изменения его рецептуры и соответственно свойств
- в режимы закачивания жидкостей
- при необходимости, предусматривается создание противодавления на голову тампонажного раствора во время ОЗЦ строго по рассчитанной программе
- или другое.

6. Контрольное прогнозирование результата цементирования на основе новой исходной информации.

Таблица – Выходная информация, получаемая с помощью ПК «Кассандра»

1. Прогноз герметичности цементного кольца в период ОЗЦ 1.1. Вероятность флюидопроявлений из пласта на устье 1.2. Вероятность межпластовых перетоков с указанием из какого пласта в какой возможен переток 1.3. Интервалы формирования флюидопроводящих каналов в заколонном пространстве
2. Оптимальная расстановка центраторов с указанием количества центраторов и мест их установки
3. Расчёт максимально допустимых величин скорости спуска колонны и расхода жидкости при промежуточных промывках
4. План цементирования
5. Моделирование процесса цементирования 5.1. Визуализация процесса 5.2. Давление на кровлю и подошву каждого пласта в процессе цементирования 5.3. Термобарический режим «головы» каждой порции тампонажного раствора (необходим для корректного информативного проведения лабораторных испытаний тампонажного раствора) 5.4. Скорость восходящего потока 5.5. Глубина опустошения колонны в процессе цементирования 5.6. Расчётные давления на цементировочной головке 5.7. Режимы восходящего потока согласно теории Рейнольдса



Эффективность применения ПК «Кассандра» для проектирования и реализации технологических приемов предотвращения заколонных проявлений и межпластовых перетоков пластовых флюидов убедительно и неоспоримо подтверждена опытом использования программы при цементировании и эксплуатации сотен скважин на месторождениях нефти и газа во многих районах мира: в РФ: в Западной Сибири, в Астраханском регионе, на Северном Кавказе, на Средней Волге; на Украине, во Вьетнаме, в Ираке.

Результаты применения ПК «Кассандра» доказывают верность нашего утверждение о том, что задача создания заведомо герметичного заколонного пространства скважины решаема.

Но, к сожалению, на практике далеко не всегда для этого применяют все необходимые меры.

Литература:

1. Черненко А., Лышко Г. Негерметичность заколонного пространства скважин. Проблема, которую следует срочно решить. LAP LAMBERT Academic Publishing. ISBN 978-3-659-88860-1.

References:

1. Chernenko A., Lyshko G. Leakage in well annular space. The problem that needs to be solved urgently. LAP LAMBERT Academic Publishing. ISBN 978-3-659-88860-1.



УДК 622.24

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ДОЛОТ PDC С УСИЛЕННЫМ АНТИВИБРАЦИОННЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR THE SELECTION OF PDC BITS WITH REINFORCED ANTI-VIBRATION INSERTS

Чулкова Виктория Валерьевна

кандидат технических наук,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
ChulkovaVV@gmail.com

Chulkova Victoria Valeryevna

Candidate of Engineering Sciences,
Gubkin Russian State University of
Oil and Gas (National Research University)
ChulkovaVV@gmail.com

Аннотация. Приведены разработанные методические и технологические решения по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением для работы в средних по твердости и твердых горных породах.

Annotation. Methodical and technological solutions for the selection of PDC bits with reinforced anti-vibration inserts for work in medium hardness and hard rock are presented.

Ключевые слова: долото, PDC, периферийное вооружение, вибрации, методика выбора.

Keywords: bit, PDC, peripheral inserts, vibration, selection technique.

Современный научно-технический прогресс предъявляет все более высокие требования к конструктивной надежности долот PDC. Одна из приоритетных задач – адаптация долот PDC к эффективной работе в средних по твердости и твердых горных породах, т.к. в данных условиях происходит интенсивный износ периферийного вооружения.

Основной причиной такого износа большинство исследователей и производителей долот PDC считают повышенный уровень вибраций при разбуривании средних по твердости и твердых горных пород.

Применение шарошечных долот в вышеуказанных геологических условиях также сопровождается износом периферийного ряда. Износ обычно представлен скруглением, поломкой, сколами периферийного вооружения [1, с. 199–200, 204, 210–211]. Например, при бурении скважин в Восточной Сибири показатель износа внешнего ряда вооружения по линейной шкале IADC составляет 7 (износ близок к полному) и 8 (полный износ) [2, с. 73]. Указанный износ шарошечных долот часто становится причиной аварий, связанных с оставлением элементов и частей шарошечного долота в скважине.

Интенсивное воздействие динамических факторов при работе бурильного инструмента приводит к неопределенности в оценке действующих нагрузок, что затрудняет выбор эффективного режима бурения для разрушения горных пород. В этих условиях часто прибегают к ограничению параметров режимов бурения или чередованию разных типов долот в одном интервале бурения, что приводит к потерям времени на дополнительные спускоподъемные операции.

Относительно низкая проходка и высокая стоимость долот PDC снижают технико-экономические показатели бурения и не обеспечивают рентабельность их применения.

Российскими и западными производителями долот PDC предлагается ряд основных и второстепенных конструктивных решений по усилению вооружения, основное назначение которых – снижение уровня вибраций на долоте и обеспечение равных энергетических условий изнашивания рабочей поверхности, а также повышение технической и экономической надежности породоразрушающего инструмента. Их описание достаточно широко представлено в научно-технической литературе.

Основные конструктивные особенности:

- двухрядное расположение резцов PDC (например, долота серии «SHARC» – «Smith Bits»);
- антивибрационные вставки по лопастям плоской, сферической и призматической форм.

Второстепенные конструктивные особенности:

- импрегнированная защита за резцом;
- специальное композиционное покрытие и регулировка выступа резца над этим покрытием [4];
- резцы PDC, обладающие ударной, абразивной и термомеханической стойкостью (например, резцы «ONYX» – «Smith Bits»);
- конические резцы (например, долота серии «Stinger» – «Smith Bits», «BULAVA» – Компания АО «НПП «Бурсервис»);
- гребнеобразные резцы (например, долота серии «AxeBlade» – «Smith Bits»);
- резцы овальной формы (например, долота серии «VB» – «Varel»).



Производителями долот PDC усиленное антивибрационное вооружение указывается в шифрах долот согласно собственной классификации.

Например, в шифрах долот ООО НПП «Буринтех» (БИТ215,9ВТ613ТСВ) и ОАО «Пермнефтемашремонт» (215,9-МС-613АРС) буква «С» означает дополнительные стабилизационные вставки, расположенные за основным рядом вооружения.

С целью обоснования правильности решения о выборе рациональной конструкции долота PDC и повышения показателей бурения в условиях вибраций был разработан нижеприведенный комплекс методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением.

Первый этап методики основан на дифференцированном подходе. Решение о замене долота PDC без усиленного антивибрационного вооружения на долото PDC с усиленным антивибрационным вооружением принимается по результатам экспресс-оценки состояния износа сравниваемых долот по среднему показателю максимальных величин износа только периферийных резцов.

Специалистом по технологии бурения при осмотре каждой лопасти отработанного долота выявляются максимальные значения износа из рядов периферийных резцов. Степень износа определяется по линейной шкале IADC (8 – полный износ; 4 – 50 % износа; 0 – отсутствие износа). Измерение износа резцов проводится при помощи штангенциркуля поперек алмазного слоя резцов.

Полученные максимальные значения износа периферийных резцов по всем лопастям суммируются, результат делится на количество измеренных резцов. Таким образом, определяется средний показатель максимальных значений износа периферийного вооружения.

При отработке долот PDC в условиях вибраций предлагаемый подход повышает надежность следующих выводов:

1. О рациональности дальнейшей отработки долота, что связано с требованием выполнения проектных показателей на данной скважине или на последующих скважинах.
2. О возможности аварийного износа с целью своевременной отбраковки долота [4].
3. О своевременности оценки потребности в ремонтных работах отдельных резцов PDC.

Второй этап методики основан на расчете численного показателя Δ , который характеризует отношение средних значений максимальных величин износа периферийного вооружения долот без усиленного антивибрационного вооружения и периферийного вооружения долот с усиленным антивибрационным вооружением.

Таким образом, если значение в числителе больше или равно значению в знаменателе, то целесообразнее выбирать долото с усиленным антивибрационным вооружением. В этом случае $\Delta \geq 1$. Чем выше значение Δ , тем выше степень значимости усиления резцов.

Технологические решения по выбору долота PDC с усиленным антивибрационным вооружением:

1. Поднятое из скважины долото PDC необходимо очистить от остатков горной породы, тщательно промыть и установить на специальной площадке для осмотра и замера износа элементов, визуально проверить состояние резьбы.
2. Каждую лопасть долота необходимо промаркировать и сфотографировать.
3. Используя строго соответствующую конструкцию шаблона, измерить наружный диаметр долота.
4. По системе IADC выполнить описание износа долота.
5. В дополнение к оценке износа по среднеинтегральной системе IADC выполнить описание износа с помощью дифференцированного подхода.
6. Выполняется расчет показателя целесообразности применения долота с усиленным антивибрационным вооружением Δ .
7. На основании полученного показателя Δ готовится заключение о рациональности конструкции долота PDC в заданном интервале бурения.

В интервале разбуривания средних по твердости и твердых горных пород и при потенциальных рисках возникновения вибраций следует придерживаться следующих рекомендаций:

1. В хорошо изученных геологических разрезах при прохождении средних по твердости горных пород, снижать частоту вращения и сохранять осевую нагрузку на долото, что позволит избежать повышенных нагрузок на резцы PDC в процессе перехода в твердые породы.
2. При бурении скважин на новых и малоизученных месторождениях необходимо снижать частоту вращения и осевую нагрузку на долото до минимально допустимых значений, которые указаны в характеристике долота. Например, для долота производства СП ЗАО «УДОЛ» У7-215,9 STD-5CT минимальными значения являются – 40 кН, 80 об/мин [3, с. 17], [4].

Литература:

1. Кершенбаум В.Я. Международный транслятор-справочник Буровой породоразрушающий инструмент / В.Я. Кершенбаум, А.В. Торгашева, А.Г. Мессер. – М. : Нац. инст. нефти и газа, 2003. – Т. 1. – С. 199–200, 204, 210–211.



2. Сираев Р.У. Анализ эффективности применения долот PDC на нефтегазопроисловых скважинах в пределах непского свода // ВЕСТНИК ИРГТУ. – 2013. – № 5 (76). – 73 с.
3. УДОЛ. Каталог продукции [Электронный ресурс]. – URL : [<http://udol.ru/upload/iblock/675/67526db875d80a4e0defa61ab9bc2516.pdf>]. – 17 с. (07.02.2018).
4. Чулкова В.В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15: защищена 28.09.17. – М., 2017.

References:

1. Kershenbaum V.Y. International compiler-directory. Drill rock cutting tool / V.Y. Kershenbaum, A.V. Torgasheva, A.G. Messer. – М. : Nat. inst. oil and gas, 2003. – V. 1. – P. 199–200, 204, 210–211.
2. Siraev R.U. Analysis of the effectiveness of PDC bits application in oil and gas exploration wells within the Nepal arch // BULLETIN OF ISTU. – 2013. – № 5 (76). – 73 p.
3. UDOL. Catalog of production [Electronic resource]. – URL : [<http://udol.ru/upload/iblock/675/67526db875d80a4e0defa61ab9bc2516.pdf>]. – 17 p. (07.02.2018).
4. Chulkova V.V. Development of methodical and technological solutions for the selection of PDC bits with reinforced anti-vibration inserts : dissertation: 25.00.15: protected 28.09.17 – М., 2017.



УДК 622.24.065

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ И ПЕРЕРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

IMPROVEMENT OF THE DEVICE FOR CLEANING AND PROCESSING OF DRILLING MUD

Шамхалова Гюльнара Азер кызы

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

Shamkhalova Gulnara Azer

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

Аннотация. В представленном материале рассмотрены вопросы очистки и переработки буровых растворов с учетом охраны окружающей среды. Представлено описание технических средств и реагентов, позволяющих надежно и качественно очищать от шлама и минеральных примесей буровые растворы с последующей их переработкой для продолжения бурения. Предложено усовершенствованное устройство для полного отделения жидкой фракции от твердой фракции. Устройство разработано для буровых растворов на водной основе для их последующей эксплуатации.

Annotation. In the presented material, the issues of cleaning and processing of drilling fluids with consideration for environmental protection are considered. The description of technical means and reagents allowing reliable and high-quality cleaning of mud and mineral admixtures of drilling fluids with their subsequent processing for the continuation of drilling is presented. An improved device for the complete separation of the liquid fraction from the solid fraction is proposed. The device is designed for water based drilling fluids for their subsequent operation.

Ключевые слова: буровой раствор, очистка, шлам, минеральные примеси, добавки, порода.

Keywords: drilling mud, cleaning, sludge, mineral impurities, additives, rock.

Современные очистительные сооружения, установленные на буровой площадке, производят очистку от шлама и минерализованных примесей не более 80 %, и это считается хорошей показателем. Остатки мелкодисперсного шлама и соли различных минералов оказывают негативное воздействие на скорость проходки и качества формирования стенок скважины, что влияет на силы адгезии и силы сопротивления как буровых труб, так и обсадных труб.

Для решения этой актуальной проблемы не всегда достаточно использования современной дорогостоящей техники иногда достаточно пересмотреть режим бурения и химический состав используемого бурового раствора. Использование буровых растворов основанных на полимерных и эмульсионных добавках также могут создать благоприятные условия для качественной очистки промывочной жидкости, так как являются химически нейтральными к воздействию солей и их производных входящих в состав выбуренной породы.

Многолетний и современный мировой опыт очистки буровых растворов имеет тенденцию к совершенствованию конструкций сеток вибросито, которые классифицируются по стандарту Американского Нефтяного Института (АНИ). К числу их можно отнести Mongoose- вибросито двойного действия входящая в систему очистки бурового раствора PDF, ВЕМ-3 – сбалансированное эллиптическое вибросито, ALS-II-регулируемое линейное вибросито (PDF). Как правило, это надежные высокопроизводительные вибросита, обеспечивающие режим интенсивного бурения скважин, в различных геологических условиях [1].

Но все вышеперечисленные очистительные устройства не меняют качественную картину очистки бурового раствора, причем в комплексе с охраной окружающей среды.

Для решения очистки и переработки бурового раствора с минимально вредными факторами, влияющими на окружающую среду и повышающую степень очистки промывочной жидкости от шлама, необходима комплексная методика подбора состава бурового раствора, анализа химического состава горной породы, выбора оптимального режима бурения, и современного бурового оборудования соответствующих мировым стандартам охраны окружающей среды.

Рассмотрим самые простые на наш взгляд но очень эффективные по сути методы очистки буровых растворов. Флокуляция – метод очистки бурового раствора с полным выведением твердой фазы из промывочной жидкости путем введения в него реагента – флокулянта, который способствует осаждению выбуренной породы в отстойниках. К ним относятся такие реагенты как ИКФ, Суперфлок, ПАА и другие.

ИКФ представляет собой высокомолекулярный флокулянт Гриндрилфл, который предназначен для утилизации буровых растворов на водной основе с различной степенью минерализации. При применении его в цикле очистки бурового раствора вместе с катионным коагулянтом КФ-91 М обеспечивается доведения флокуляции до полного осветления воды. Данный флокулянт используется при безамбарном способе бурения, осуществляемый флокуляционно – коагуляционной установкой (ФКУ, FCU) применяемой в мировой практике.



Несмотря на многофакторные полезные свойства рассмотренных ФКУ, они имеют существенные недостатки. Это объясняется тем, что смесь, состоящая из выбуренной породы, обогащенная химическими реагентами бурового раствора и флокулянтами, выпавшая в осадок, представляет собой жидкую массу которую не всегда безопасно транспортировать, а еще более хранить долгое время.

Нами предлагается установка на основе [2], которая обеспечит процесс отделения жидкой фазы от твердой путем выпаривания и очищения воды от химически активных элементов, причем твердую фазу возможно обрабатывать до полного получения гранулированного или мелко перфорируемого порошка.

На рисунке 1 представлена схема дистиллятора, который осуществляет процесс выпаривания жидкой фракции очищенного бурового раствора (БР) с последующей перфорацией и отгрузкой твердой фракции.

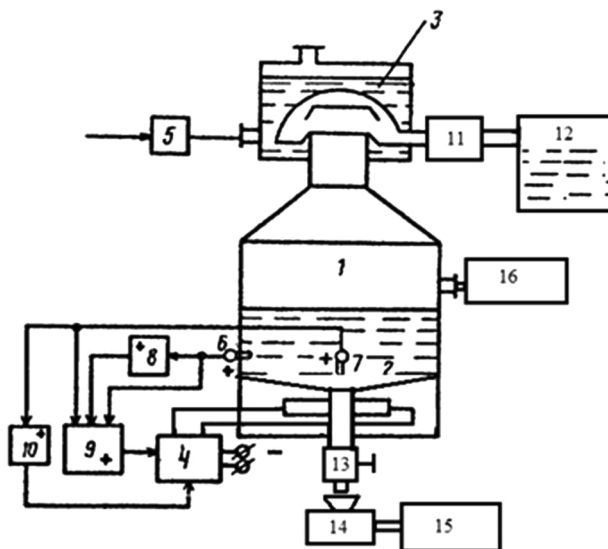


Рисунок 1 – Дистиллятор для выпаривания жидкой фракции

Дистиллятор состоит из испарителя 1, электронагревателя 2, размещенный в испарителе, холодильника 3, расположенного над испарителем 1, устройства 4 для стабилизации и регулирования напряжения (УСРН) и датчика 7 температуры, соединенный с нагревателем. Датчик 6 температуры жидкости подключен к блоку 9 коррекции с одной стороны непосредственно, с другой через блок 8. На два выхода УСРН 4 поступают сигналы с порогового устройства 10 и с блока 9 коррекции. Фильтр 11 очищает выпаренную воду и сливает в приемную емкость 12, твердая фракция проходит через заглушку 13 и попадает в перфоратор 14, после чего на устройство расфасовки и упаковки 15 с последующей транспортировкой. Новая партия очищенного бурового раствора поступает с 16 флокуляционно-коагуляционной установки (ФКУ).

Разработанный дистиллятор для выпаривания жидкой фракции с очищенного бурового раствора, отличается от аналогичного дистиллятора тем, что в него вошли фильтр для очистки воды 11, приемная емкость 12 для хранения и дальнейшего использования новой партии бурового раствора. Вмонтированная заглушка 13 в испаритель 1, для вывода твердой фракции в перфоратор 14, откуда сухой перфорированный порошок поступает на устройство расфасовки и упаковки 15.

Разработанное устройство позволяет отделить твердую фракцию от жидкой фракции с последующим их использованием по назначению.

Экономический эффект от внедрения разработанной установки состоит из повторного использования полностью очищенной воды для последующего приготовления бурового раствора а полученный порошок может быть использован как добавка для изменения реологических свойств промывочных жидкостей.

Литература:

1. Очистка бурового раствора от шлама механическим способом. – URL : <https://neftegaz.ru/science/view/838-Ochistka-burovogo-rastvora-ot-shlama-mehanicheskim-sposobom> (дата обращения 24.03.2018).
2. Дистиллятор А.С. СССР № 1277988 Кл В 01 D 3/42 1986 г. – URL : <http://patents.su/metka/distillyator> (дата обращения 24.03.2018)/

References:

1. Cleaning of drilling mud from slurry mechanically. – URL : <https://neftegaz.ru/science/view/838-Ochistka-burovogo-rastvora-ot-shlama-mehanicheskim-sposobom> (circulation date 24.03.2018).
2. Distiller A.C. USSR № 1277988 Cl in 01 D 3/42 1986. – URL : <http://patents.su/metka/distillyator> (circulation date on March 24, 2013).



УДК 622.24.08

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ СПОСОБА БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ЦЕЛЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ ЕГО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

INVESTIGATION OF THE ADVANTAGES OF THE UNDERBALANCED DRILLING METHOD FOR THE PURPOSE OF ITS APPLICATION IN THE FIELDS OF VIETNAM

Шмончева Елена Евгеньевна

кандидат технических наук,
доцент,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
elena_drill@mail.ru

Нго Доан Дык

магистр,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Shmoncheva Elena Evgenyevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University
elena_drill@mail.ru

Ngo Doan Duc

Master,
Azerbaijan State Oil and Industry University

Аннотация. В статье рассматривается один из способов увеличения скорости бурения скважин – бурение на депрессии. В зависимости от перепада давления механическая скорость и время бурения могут уменьшаться или увеличиваться. Несмотря на явную опасность, этот метод имеет много преимуществ перед традиционными методами бурения. Он позволяет снизить сроки строительства и освоения новых скважин и боковых стволов. Задача поставлена для дальнейших исследований.

Ключевые слова: бурение на депрессии, механическая скорость бурения, время бурения, боковой ствол.

Annotation. The report considers one of the ways to increase the speed of drilling wells – underbalanced drilling. Depending on the pressure drop, the penetration speed and drilling time may decrease or increase. Despite the obvious danger, this method has many advantages over traditional drilling methods. It allows reducing the time of construction and development of new wells and sidetracks. The task is set for further research.

Keywords: underbalanced drilling, penetration speed, drilling time, rat hole.

В буровой практике большое влияние имеет скорость механической проходки долота. По этой причине специалисты пытаются создавать все более совершенные методы и оборудование для увеличения скорости проходки долота [1–5]. Одним из таких методов увеличения скорости проходки является дифференциальное давление.

В зависимости от дифференциального давления может уменьшаться или увеличиваться скорость механической проходки долота. Нормальной практикой в бурении является поддержание гидростатического давления столба бурового раствора выше, чем давление в породе, для лучшего контроля скважины. Но у подобной техники имеется много минусов, таких как, загрязнение продуктивного пласта во время освоения скважины, поглощение и катастрофическое поглощение бурового раствора и т.д. Для специалистов создали другой метод бурения – метод бурения на депрессии. Сущность этого метода заключается в том, что гидростатическое давление столба жидкости поддерживается ниже, чем давление в породе [6–8].

По этой причине этот метод очень опасен по причине заниженного давления внутри скважины и высокого относительно него давление в пласте. Все это может привести к проявлению флюида из пласта внутрь скважины. Поэтому, многие буровики боятся использовать эту технологию и стараются ее избегать.

Но, не смотря на его явную опасность, этот метод успешно используется в мировой практике бурения, так как он:

- позволяет бурить скважины гораздо быстрее, при этом минимизирует уходы бурового раствора;
- сокращает расход материалов для борьбы с поглощениями;
- обеспечивает лучшую буримость пород из-за пониженного давления в скважине;
- облегчает процесс очистки и выноса с забоя шлама, который образуется во время бурения;
- во время осваивания скважины, обеспечивает сохранность продуктивного пласта от загрязнений;
- исключает гидроразрыв пласта, из-за перепада давлений;
- продлевает время использования долота до полного его износа, так как породы легче выбуривать и выносить шлам на поверхность;
- позволяет увеличить дебит, по сравнению со скважинами выбуренными и освоенными по традиционным методам.



Как указано выше, бурение на депрессии имеет много преимуществ, по сравнению с традиционными методами бурения. По фактическим данным со скважин было зафиксировано увеличение скорости проходки долота вплоть до 10 раз, и существенное уменьшение непродуктивного времени на буровой. Также скважины, выбуренные на депрессии, после выдачи их в разработку, показывали дебит, выше ожидаемого, нежели выбуренные по традиционным методам бурения.

В таблице представлены показатели времени и скорости бурения скважин методом на депрессии и традиционным методом.

Таблица – Исследования влияния метода бурения на депрессии на скорость и время бурения

	Выбуренная секция (м)	Общее время бурения (час.)	Средняя скорость бурения (м/час.)
1 – Колумбия			
Бурение на Депрессии Рсж. ≤ Рпл.	735	110,4	6,7
Традиционный метод бурения Рсж. > Рпл.	735	504	1,5
2 – Колумбия, Чурина			
Бурение на Депрессии Рсж. ≤ Рпл.	2523	46,5	54,3
Традиционный метод бурения Рсж. > Рпл.	2523	84	30
3 – Канада			
Бурение на Депрессии Рсж. ≤ Рпл.	1840	459	4,01
Традиционный метод бурения Рсж. > Рпл.	1052	739	1,4
	1076	557	1,75
	1067	609	1,61
	1482	670	2,35
4 – Карибское море			
Бурение на Депрессии Рсж. ≤ Рпл.	4654	533	8,73
Традиционный метод бурения Рсж. > Рпл.	4654	2410	1,93

На рисунках 1 и 2 представлены графические зависимости данных показателей соответственно для времени (рис. 1) и скорости (рис. 2) бурения.

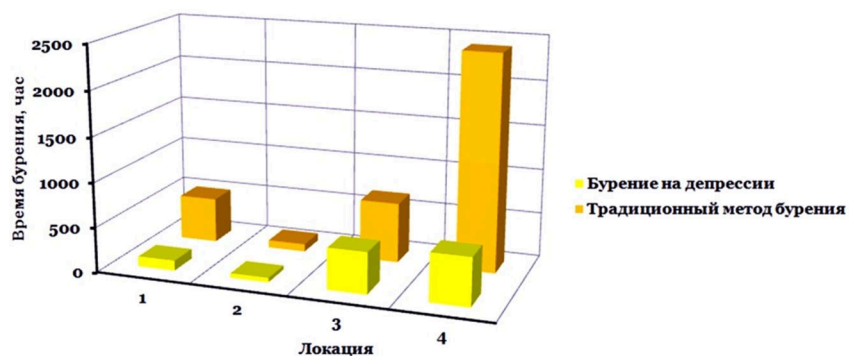


Рисунок 1 – Сравнительный анализ общего времени бурения скважин по двум методам для различных месторождений

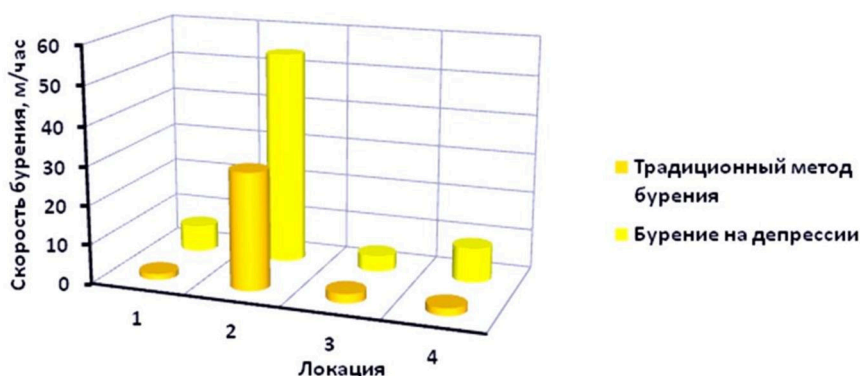


Рисунок 2 – Сравнительный анализ средней скорости бурения скважин по двум методам для различных месторождений



В 2005–2006 гг. СП в компании «Ветсовпетро» уже проводили испытания технологии глушения и промывки скважин № 706БТ МСП-7 и № 91БТ МСП-4 на месторождении «Белый Тигр» пенными системами, которые позволяют сохранить свойства пласта [8].

Бурение на депрессии позволит не только сократить сроки строительства скважин, но и увеличить добычу нефти из бездействующих скважин.

Литература:

1. Ansah J., Shayegi S. and Gil I. Optimizing Reservoir Characterization During Underbalanced Drilling: Tools, Analysis, Methods and Results, AADE-07-NTCE-42 presented at the AADE National Technical Conference and Exhibition. – Houston. – TX, USA. – 2007. – April 10–12.
2. API, Underbalance Drilling Operations, API Recommended Practice 92U, First Edition, API, Washington, DC, USA. – 2008.
3. DuPriest W. et al. Borehole Quality Design and Practices to Maximize Drill-Rate Performance, SPE Drilling and Completion. – June 2011. – P. 303–316.
4. Finley D., Ansah J., Shayegi S., Gil I. and Lovorn R. Reservoir Knowledge and Drilling – Benefits Comparison for Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention and Exhibition, May 2007.
5. Hallman J.H., Cook I., Muqem A.M., Jarrett C.M., Shammari H.A. Fluid Customization and Equipment Optimization Enables Safe and Successful Underbalanced Drilling of High-H₂S Horizontal Wells in Saudi Arabia, SPE 108332 presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Galveston, TX, USA, March 28–19, 2007.
6. Malloy K., Stone C.R., Medley G.H., Hannegan D., Coker O., Reitsma D., Santos H., Kinder J., Eck-Olsen J., McCaskill J., May J., Smith K. and Sonneman P. Managed-Pressure Drilling: What It Is and It Is Not, SPE 122281 presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, February 12–13, 2009.
7. Medley G.H., Moore D. and Nauduri S. Simplifying MPD: Lessons Learned, SPE 113689 presented at the SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, January 28–29, 2008.
8. <http://www.energyland.info/analytic-show-52764>

References:

1. Ansah J., Shayegi S. and Gil I. Optimizing Reservoir Characterization During Underbalanced Drilling: Tools, Analysis, Methods and Results, AADE-07-NTCE-42 presented at the AADE National Technical Conference and Exhibition. – Houston. – TX, USA. – 2007. – April 10–12.
2. API, Underbalance Drilling Operations, API Recommended Practice 92U, First Edition, API, Washington, DC, USA. – 2008.
3. DuPriest W. et al. Borehole Quality Design and Practices to Maximize Drill-Rate Performance, SPE Drilling and Completion. – June 2011. – P. 303–316.
4. Finley D., Ansah J., Shayegi S., Gil I. and Lovorn R. Reservoir Knowledge and Drilling – Benefits Comparison for Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention and Exhibition, May 2007.
5. Hallman J.H., Cook I., Muqem A.M., Jarrett C.M., Shammari H.A. Fluid Customization and Equipment Optimization Enables Safe and Successful Underbalanced Drilling of High-H₂S Horizontal Wells in Saudi Arabia, SPE 108332 presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Galveston, TX, USA, March 28–19, 2007.
6. Malloy K., Stone C.R., Medley G.H., Hannegan D., Coker O., Reitsma D., Santos H., Kinder J., Eck-Olsen J., McCaskill J., May J., Smith K. and Sonneman P. Managed-Pressure Drilling: What It Is and It Is Not, SPE 122281 presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, February 12–13, 2009.
7. Medley G.H., Moore D. and Nauduri S. Simplifying MPD: Lessons Learned, SPE 113689 presented at the SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, January 28–29, 2008.
8. <http://www.energyland.info/analytic-show-52764>



УДК 622.24.054

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ НОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ПРЕВЕНТОРА

DEVELOPMENT OF THE DESIGN OF A NEW TOOL FOR A ROTATING BOP

Шмончева Елена Евгеньевна

кандидат технических наук,
доцент,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
elena_drill@mail.ru

Джаббарова Гюллю Валех кызы

доцент,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Салаев Мирсалех Тамерлан оглы

магистр,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, с которыми сталкиваются операторы, использующие вращающиеся превенторы, рассматривается пилотная конструкция инструмента для шлифовки и очистки труб от следов машинных ключей при борьбе с износом резиновых прокладок вращающегося превентора.

Ключевые слова: бурение на депрессии, превенторы, замки труб, шлифовка.

Shmoncheva Elena Evgenyevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University
elena_drill@mail.ru

Jabbarova Gullu Valeh

Assistant of professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University

Salaev Mirsaleh Tamerlan

Master,
Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. The report examines the problems encountered by operators using rotating preventers, the pilot design of a tool for grinding and cleaning pipes from traces of machine keys in dealing with the wear of rubber pads of a rotating blowout preventer is considered.

Keywords: underbalanced drilling, preventers, pipe locks, grinding.

Несмотря на то, что технология вращающегося превентора была придумана еще в прошлом веке, даже в наше время эта технология не очень широко распространена в мире.

Основная проблема, с которой сталкиваются операторы, использующие вращающиеся превенторы при обычном бурении и при бурении на депрессии [1], – это износ резиновых прокладок. При износе этих изолирующих прокладок их необходимо заменять. Для этого необходимо разбирать сам вращающийся превентор или вращающуюся головку.

Этот процесс занимает определенное время, тем самым увеличивая непродуктивное время. Это явно проявляется на морских платформах. Особенно на полупогружных буровых и буровых судах – где противовыбросное оборудование находится на морском дне. В таком случае это может занять еще большее время для демонтажа райзера, вращающихся превенторов и поднятия их на поверхность для замены резиновых прокладок.

Основной износ этих резиновых элементов происходит от бурильных труб, проходящих через вращающийся превентор во время бурения [2]. Особенно сильный износ происходит от следов на тубах, остающихся от наворачивания труб машинными ключами. Эти следы сильно проявляются на старых бурильных колоннах, которые постоянно заворачиваются и разворачиваются.

Для борьбы с износом резиновых прокладок вращающегося превентора нами предложена пилотная конструкция инструмента для шлифовки и очистки труб от следов машинных ключей.

Этот инструмент монтируется на вращающийся превентор и используется как инструмент для продления времени эффективной работы резиновых прокладок в два-три раза. Тем самым время и затраты на замену резиновых элементов уменьшатся в разы.

Инструмент состоит из нижнего и верхнего корпусов (рис. 1). Внутри корпусов располагается шлифовальная установка с пятью лапами с приваренным на концах шлифовочным материалом.

Лапы состоят из двух частей, которые соединены между собой пружинным механизмом, который позволяет лапам сжиматься и разжиматься в зависимости от размера труб, спускаемых в скважину.

Для того чтобы этот инструмент подходил под любой размер труб в системе используется гидравлическая система регулирования для различного размера труб.

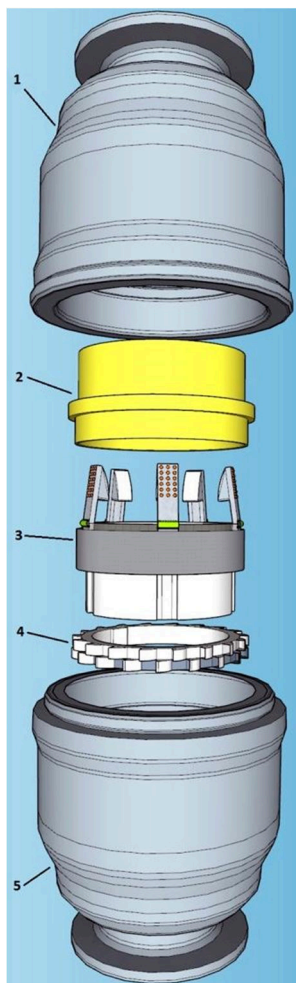


Рисунок 1 – Пилотная конструкция инструмента для вращающегося превентора, состоящая: из верхнего корпуса 1; плунжера 2; шлифовальной установки 3; гидравлической турбины 4 и нижнего корпуса 5

За основу взята гидравлическая система универсального превентора. Для вращения лап их кожух в нижней части оснащен левосторонней двойной гидравлической турбиной, которая вращается под прямым потоком бурового раствора. После приведения в действия турбины, буровой раствор поднимается выше и очищает, и вымывает все стружки, металлическую пыль из инструмента и поступает в очистительные системы.

Тем самым буровой раствор выполняет три основные функции:

1. Приведение в действие гидравлических турбин.
2. Очистка и вымыв металлических стружек и пыли из инструмента для предотвращения попадания ее внутрь вращающегося превентора.
3. Охлаждение и смазывание шлифующей поверхности лап, продлевая их срок службы.

Так как наружный диаметр бурильных труб имеет наибольший размер в замках, следовательно, инструмент будет шлифовать трубы только в замках, что позволит использовать этот инструмент очень долгое время без замены соответствующих деталей.

А гидравлическая система регулирования размера позволяет точно и аккуратно выбирать размер сжатия и разжатия лап под соответствующие размеры труб, без внесения вреда самим трубам.

Литература:

1. Safar H., Azhary S., Hijazi A., Qutob H., Chopty J., and Pham C., 2007. Underbalanced Drilling Successfully Implemented on First Dual Lateral Well in Libya. Paper SPE 104620 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, 11–14 March.
2. [http://www.iadc.org/dcpi/dc-janfeb04/Jan4-deepwater %201.pdf](http://www.iadc.org/dcpi/dc-janfeb04/Jan4-deepwater%201.pdf) (дата обращения 24.03.2018).

References:

1. Safar H., Azhary S., Hijazi A., Qutob H., Chopty J., and Pham C., 2007. Underbalanced Drilling Successfully Implemented on First Dual Lateral Well in Libya. Paper SPE 104620 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, 11–14 March.
2. [http://www.iadc.org/dcpi/dc-janfeb04/Jan4-deepwater %201.pdf](http://www.iadc.org/dcpi/dc-janfeb04/Jan4-deepwater%201.pdf) (circulation date 24.03.2018).

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

**Том 3:
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Сборник статей

Статьи публикуются в авторской редакции

**Технический редактор – А.С. Семенов
Оригинал-макет – Л.С. Попова
Дизайн обложки – Н.Р. Исаян**

Сдано в набор 03.04.2018
Подписано в печать 06.04.2018.
Формат 60 x 84^{1/8}. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 21,5
Изд. № 915. Тираж 500 экз. Заказ № 1876

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com