

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ТИУ)
Институт геологии и нефтегазодобычи
(ИГиН)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых скважин»
_____/Ю.В. Ваганов

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ НА КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к магистерской диссертации
по программе
ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

НОРМОКОНТРОЛЕР,
ассистент

А.Ф. Семененко

РАЗРАБОТЧИК:
обучающийся группы ТВПмз-17-1

О.Р. Разуваев

РУКОВОДИТЕЛЬ:
доцент, канд. техн. наук

А.А. Балугев

Магистерская диссертация
защищена с оценкой
Секретарь ГЭК, ассистент

А.Ф. Семененко

Тюмень 2020

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ТИУ)
Институт геологии и нефтегазодобычи
(ИГиН)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой «Бурение неф-
тяных и газовых скважин»
Ю.В. Ваганов
«___» _____ 2020 г.

**КОНЦЕПЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
ДЛЯ МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ**

Обучающийся 3 курса магистратуры (программа Технология вскрытия
нефтегазовых пластов)

Разуваев Олег Русланович

Формулировка выбранной для исследования темы

Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов на
Комсомольском месторождении

Обоснование актуальности темы

В связи с увеличением объёмов бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами и очевидным ростом затрат энергии на трение, нашли широкое применение смазочные добавки, ориентированные по назначению в основном на профилактику затяжек и прихватов. При этом несколько недооценивается роль смазочных добавок как средства ускорения работ в продуктивных пластах с целью сохранения потенциальной продуктивности.

Объект исследования – вскрытие продуктивных пластов на Комсомольском месторождении.

Цель исследования

разработка и внедрение реагентов многоцелевого действия, направленных на повышение качества первичного вскрытия пласта.

Задачи исследования

1 Дать краткую характеристику Комсомольскому месторождению;

2 Проанализировать технологии первичного вскрытия пласта на Комсомольском месторождении;

3 Разработать комплекс улучшения свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов.

Какие концептуальные модели применимы к теме

Теоретические и исследовательско-аналитические

Какие методы исследования будут использоваться в ходе исследования

Теоретические исследования: сбор и анализ информации

Практические исследования на месторождении

В чем будет состоять результат исследования

Перспективным направлением совершенствования свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия коллекторов и глушения скважин является разработка реагентов комплексного действия на основе синтетических и растительных растворителей, модифицированных композициями ПАВ.

Научный руководитель _____ А.А. Балувев

подпись

Разработчик _____ О.Р. Разуваев

подпись

Нормоконтролер _____ А.Ф. Семененко

подпись

Дата _____

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| РЕФЕРАТ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ..... | 7 |
| 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 9 |
| 1.1 Характеристика района работ | 9 |
| 1.2 Характеристика продуктивного пласта | 11 |
| 1.3 Фактическое состояние разработки | 13 |
| 2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 18 |
| 2.1 Технология первичного вскрытия пластов на Комсомольском месторождении | 18 |
| 2.2 Теоретические предпосылки и обоснование выбора компонентного состава реагентов комплексного действия..... | 22 |
| 2.3 Методы и средства улучшения свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов..... | 32 |
| 3 КОМПЛЕКСНОЕ УЛУЧШЕНИЕ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ..... | 37 |
| 3.3 Изучение влияния различных реагентов на противоизносные и антифрикционные свойства промывочных жидкостей..... | 37 |
| 3.2 Изучение влияния различных реагентов на антифрикционные свойства промывочных жидкостей для снижения затяжек инструмента и прихватопасности в скважинах | 45 |
| 3.3 Изучение влияния реагентов на устойчивость стенок стволов скважин и качество вскрытия продуктивных пластов..... | 54 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 62 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 64 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (магистерская диссертация) содержит 70 страниц, 8 рисунков, 13 таблиц, 60 источников.

Цель диссертационного исследования - разработка и внедрение реагентов многоцелевого действия, направленных на повышение качества первичного вскрытия пласта.

Методы решения задач. Поставленные задачи решались путём аналитических и экспериментальных исследований в лабораторных и промысловых условиях.

В связи с увеличением объёмов бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами и очевидным ростом затрат энергии на трение, нашли широкое применение смазочные добавки, ориентированные по назначению в основном на профилактику затяжек и прихватов. При этом несколько недооценивается роль смазочных добавок как средства ускорения работ в продуктивных пластах с целью сохранения потенциальной продуктивности.

Перспективным направлением совершенствования свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия коллекторов и глушения скважин является разработка реагентов комплексного действия на основе синтетических и растительных растворителей, модифицированных композициями ПАВ.

ABSTRACT

The final qualifying work (master's thesis) contains 70 pages, 8 figures, 13 tables, and 60 sources.

The purpose of the dissertation research is to develop and implement multi-purpose reagents aimed at improving the quality of the primary opening of the reservoir.

Methods for solving problems. The tasks were solved by analytical and experimental research in laboratory and field conditions.

In connection with the increase in the volume of drilling of directional wells with large waste and the obvious increase in energy costs for friction, lubricants have been widely used, focused mainly on the prevention of puffs and tacks. At the same time, the role of lubricant additives as a means of accelerating work in productive formations in order to preserve potential productivity is somewhat underestimated.

The development of complex reagents based on synthetic and vegetable solvents modified with surfactant compositions is a promising direction for improving the properties of process fluids for primary opening of reservoirs and silencing wells.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Важные тенденции развития нефтегазовой отрасли страны связаны со строительством скважин с большими и сверхдальними отходами, вскрытием продуктивных пластов горизонтальными стволами в условиях возрастающих требований к экологической безопасности создаваемых эксплуатационных объектов. В связи с неизбежным увеличением продолжительности основных этапов и операций на завершающей стадии строительства скважин, связанных с первичным вскрытием, креплением стенок ствола и проведением ремонтно-восстановительных работ в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости, требуется разработка более современных технических средств и технологий. В совершенствовании технологий заканчивания скважин большая роль принадлежит буровым промывочным и тампонажным растворам, а также жидкостям глушения скважин, используемым при ремонтно-восстановительных работах. Улучшение их качества в настоящее время достигается ограничением или исключением содержания в них твёрдой фазы, повышением степени сродства фаз в системе «жидкость - газ - твёрдое тело», усилением ингибирующей, пассивирующей и гидрофобизирующей способностей применяемых специальных реагентов и др.

В связи с увеличением объёмов бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами и очевидным ростом затрат энергии на трение, нашли широкое применение смазочные добавки, ориентированные по назначению в основном на профилактику затяжек и прихватов. При этом несколько недооценивается роль смазочных добавок как средства ускорения работ в продуктивных пластах с целью сохранения потенциальной продуктивности. Научные основы совершенствования технологических жидкостей, используемых в современном нефтегазовом деле, предусматривают концепцию последовательного применения на каждом этапе заканчивания скважин улуч-

шающих, облагораживающих их свойства реагентов, повышающих в конечном счёте эксплуатационные показатели скважин.

Цель диссертационного исследования - разработка и внедрение реагентов многоцелевого действия, направленных на повышение качества первичного вскрытия пласта.

Основные задачи диссертационного исследования:

- 1 Дать краткую характеристику Комсомольскому месторождению;
- 2 Проанализировать технологии первичного вскрытия пласта на Комсомольском месторождении;
- 3 Разработать комплекс улучшения свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Характеристика района работ

Комсомольское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 87 км от административного центра п. Тарко-Сале (рисунок 1). В географическом отношении месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в районе лесотундры.

Ближайшие месторождения, запасы которых утверждены в ГКЗ РФ - Губкинское, Вынгайхинское, Восточно-Таркосалинское, находятся на расстояниях, соответственно - 20, 43 и 98 км. Газопровод Уренгой-Челябинск проходит в 40 км восточнее от площади. Непосредственно на территории месторождения существует достаточно мощная сеть промысловых нефте- и газопроводов и автомобильных дорог.

Район представляет собой слабо всхолмленную заболоченную равнину, с небольшим количеством озер, приуроченных к слаборасчлененным, заболоченным водораздельным участкам и поймам рек. Глубина озер не превышает 0,8-1 м, размеры – до 2-3 км в диаметре. Абсолютные отметки местности над уровнем моря изменяются от 30 до 88 м, на территории месторождения эти отметки составляют 34 – 86 м.

Гидрографически месторождение расположено в междуречье и по берегам рек Пякупур и ее левого притока Пурпе, относящимися к бассейну реки Пур и являющимися основными водными артериями этого района. Реки спокойные, равнинные, с извилистыми руслами, с большим количеством протоков, рукавов и песчаных кос. Глубина рек не превышает летом 0,5 м, во время паводков – до 2,5 – 5 м.

Сильная заболоченность этого района связана с наличием мощного слоя многолетнемерзлых пород, играющего роль водоупора.



Рисунок 1 – Обзорная карта

Климат района резко континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Среднегодовая температура составляет 3-4 °С. Высота снежного покрова в понижениях рельефа достигает 2 м, на водоразделах 0,5-0,6 м.

Глубина промерзания грунта составляет 1,5-2,0 м и более. Основная часть осадков выпадает в период с апреля по октябрь, чаще всего, в виде морозящих дождей, зимой выпадает 30-40 % от общего количества осадков. Преобладающее направление ветров летом - северное, зимой - южное.

Лесные массивы, состоящие из лиственницы, ели, кедра, сосны и березы развиты, в основном, в виде узких полос вдоль берегов рек. Среди болот часто встречаются островки редколесий, в долинах рек встречаются луга и заросли кустарников.

Лицензией на право разработки сеноманской залежи обладает ООО «Газпром Добыча Ноябрьск» (лицензия СЛХ 00740 НЭ 21.12.1999),

держателями лицензий на нижележащие продуктивные горизонты являются ОАО «Пурнефтегазгеология» и ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз».

Эксплуатационное разбуривание сеноманской залежи проводила «ТюменБургаз», добычу газа осуществляет ООО «Газпром Добыча Ноябрьск».

1.2 Характеристика продуктивного пласта

Газоносная толща сеномана представлена чередованием песчано-алевритовых пород. Песчано-алевритовые породы характеризуются слабой отсортированностью обломочного материала с преобладанием округлых и полуокруглых форм зерен.

По гранулометрическому составу в коллекторах преобладают мелкопсаммитовая и крупноалевролитовая фракции. Причем в чистом виде алевролиты и песчаники встречаются редко. Среди песчано-алевролитовых пород выделяются крупнозернистые и мелкозернистые виды. В крупнозернистых алевролитах встречаются песчаные фракции до 20-34 %. Нередко песчаная и алевролитовая фракции встречены примерно в равных соотношениях. Мелкозернистые породы более однородны. Для всех проанализированных образцов керн средние значения медианных диаметров изменяются от 0,057 до 0,040 мм.

По минералогическому составу песчано-алевролитовые породы изменяются от аркозовых до полимиктовых. Они характеризуются слабой степенью цементации. Для коллекторов характерен глинистый цемент каолинит-гидрослюдистого состава. По типу цемент поровый, пленочно-поровый, реже базальный.

Породы-коллекторы разделяются прослоями глин. Глинистыми составляющими являются каолинит, смешаннослойные гидрослюды, реже хлорит и монтмориллонит. Коллекторские свойства коллекторов высокие. Слабосцементированные разности пород, составляющие основную часть

продуктивной толщи, поднимались, в основном, в нарушенном состоянии. Поэтому основная масса образцов керна представляет уплотненную часть разреза.

Всего из продуктивной толщи сеномана проанализировано на пористость 1421 образцов, в том числе 479 образцов (71,5%) – из специальной скважины 151.

В таблице 1 приведена характеристика пород по керну и другим исследованиям.

Таблица 1 - Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пласта ПК₁

| Метод определения | Количество образцов | Параметры | Среднее | Коэффициент вариации | Интервал изменения | |
|-------------------|---------------------|---|---------|----------------------|--------------------|------------|
| | | | | | от | до |
| По керну | 1421 | Пористость, % | 34,6 | 12,8 | 21,4 | 43,0 |
| | 70 | Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | 1198 | 255 | 5,4 | 4806 |
| По ГИС | 5915 | Пористость, % | 36,0 | 9,91 | 22,4 | 42,0 |
| | 5963 | Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | 1120 | 83 | 3,2 | 7880 |
| | 3921 | Газонасыщенность, д.ед. | 0,59 | 34,16 | 0,12 | 0,97 |
| По ГДИ | 303 | Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | 790 | 133,87 | 20,0 3 | 9554, 3 |
| | | Газонасыщенность, д.ед. | | | | |

Средневзвешенное значение пористости по толщине составляет 34,6%. Проанализировано на остаточную водонасыщенность 71 образец, в том числе 43 образца - из газонасыщенных коллекторов. Средневзвешенное по толщине значение остаточной водонасыщенности равно 35,5%. Определения

проницаемости выполнены на 70 образцах, в том числе на 45 - из газонасыщенных коллекторов. Средневзвешенное по толщине значение проницаемости коллекторов составляет 1,198 Дарси.

1.3 Фактическое состояние разработки

На Комсомольском месторождении в период с 1988 по 2017 гг. пробурено 185 скважин, в том числе: 166 эксплуатационных, 15 наблюдательных и четыре поглощающие. Из разведочного фонда приняты 19 скважин в качестве наблюдательных и пьезометрических (для контроля за реакцией водонапорного бассейна). Четыре скважины разведочного фонда (16-р, 17-р, 30-р, 35-р) ликвидированы.

На восточном куполе пробурены 92 эксплуатационные скважины (18 кустов по четыре - семь скважин), девять наблюдательных и одна поглощающая. Шесть наблюдательных скважин (1030, 1090, 1100, 1110, 1160, 1180) пробурены на кустовых площадках эксплуатационных скважин и три – одиночные в периферийных частях залежи (101-н, 102-н, 103-н).

На западном куполе пробурено 38 эксплуатационных скважин, расположенных на 17 кустовых площадках по две-три скважины в кусте, и четыре наблюдательные скважины (1350, 1390, 140, 1450) пробурены на кустовых площадках эксплуатационных скважин.

На северном куполе пробурены 28 эксплуатационных скважин (меньше проектного фонда на две единицы), две одиночных наблюдательных (1271, 106-н), одна пьезометрическая (104-н) и две поглощающих. Эксплуатационные скважины расположены на 14 кустовых площадках по две скважины в кусте.

На центральном куполе в настоящее время пробурено семь эксплуатационных скважин из девяти запроектированных: куст 151 (скв.1511, 1512, 1513), куст152 (скв.1521, 1522, 1523) и куст 153 (скв. 1533). По материалам ГИС в открытом стволе пробуренных скважин отмечается

значительный подъем ГВК. Так в скв. 1533 обводнен практически весь продуктивный разрез, в связи с этим она переведена в разряд пьезометрических. В 2017 г. введены в эксплуатацию шесть скважин центрального купола.

По состоянию на 01.07.2019 общий фонд месторождения составляет 210 скважин, из них 162 действующих, четыре находятся в бездействии, пять поглощающих, 35 наблюдательных, четыре скважины ликвидированы.

На восточном куполе общий фонд скважин всего 119 ед., при этом действующих 91 ед. За первое полугодие 2019 года в бездействие вышли две скважины №1113 и №1154. Наблюдательные скважины насчитываются в количестве 20 ед., поглощающих - две единицы. Четыре ликвидированные на месторождении скважины являются скважинами восточного купола.

Центральный купол эксплуатируется шестью скважинами и три скважины в куполе наблюдательные. Изменений за прошедшие шесть месяцев на северном и центральном куполах нет. Состояние и динамика фонда скважин приведены на рисунке 2.

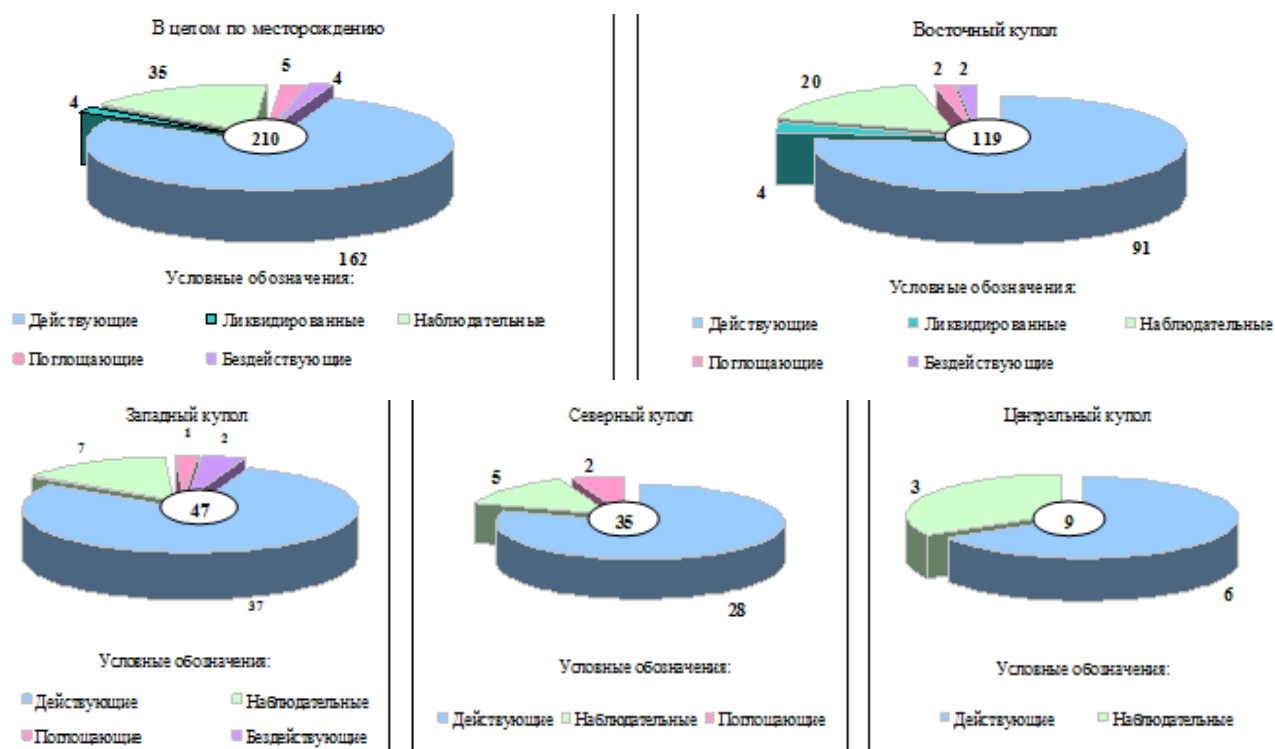


Рисунок 2 - Состояние фонда скважин на 01.07.2019

По состоянию на 01.07.2019 среднее пластовое давление в зоне отбора газа восточного купола снизилось с начала разработки на 62,4% от начального (9,73 МПа) и равняется 3,65 МПа. Динамика падения приведенного пластового давления в зоне размещения скважин и по всей площади куполов в зависимости от накопленного отбора газа приведена на рисунке 3.

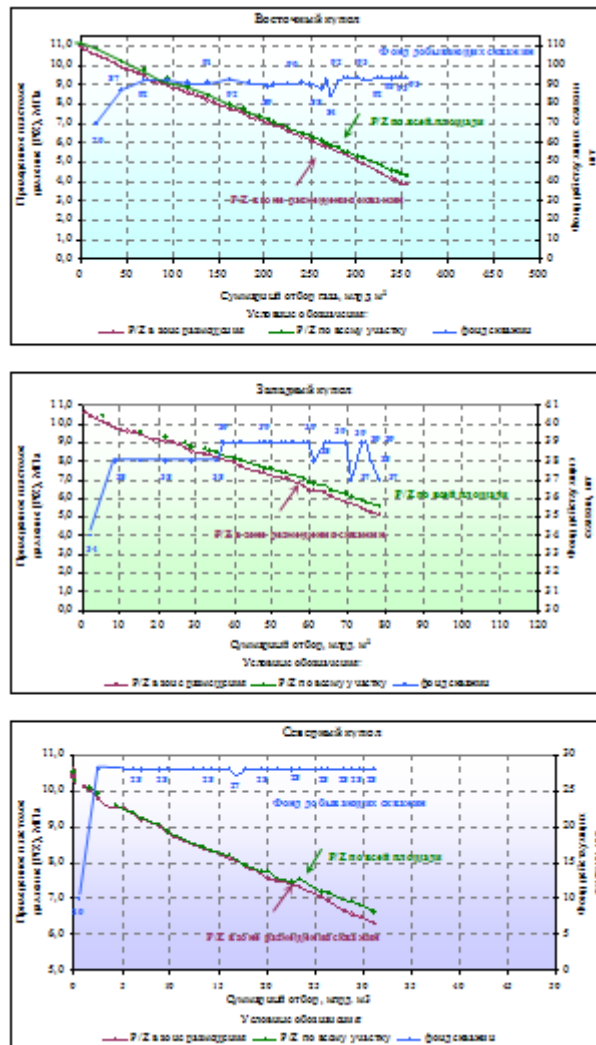


Рисунок 3 - Зависимость снижения приведенного пластового давления по всему месторождению и по зоне размещения скважин от суммарного отбора газа и динамика фонда скважин

На рисунке 4 приведен профиль распределения пластового давления по годам разработки вдоль условной длинной оси месторождения. Анализ характера распределения пластового давления по площади

залежисвидетельствует, что наиболее крупный восточный участок отрабатывается достаточно равномерно. Значительных депрессионных воронок в районах эксплуатационных кустов не отмечается. Аналогичная картина фиксируется и на других куполах, что свидетельствует об их хорошей отработке по площади.

На западном куполе замеры пластовых давлений в период с 1993 по 1994 гг. не производились из-за отсутствия освоенных скважин. Первые данные о величине пластового давления здесь были получены по результатам исследования эксплуатационных скважин до ввода их в промышленную эксплуатацию.

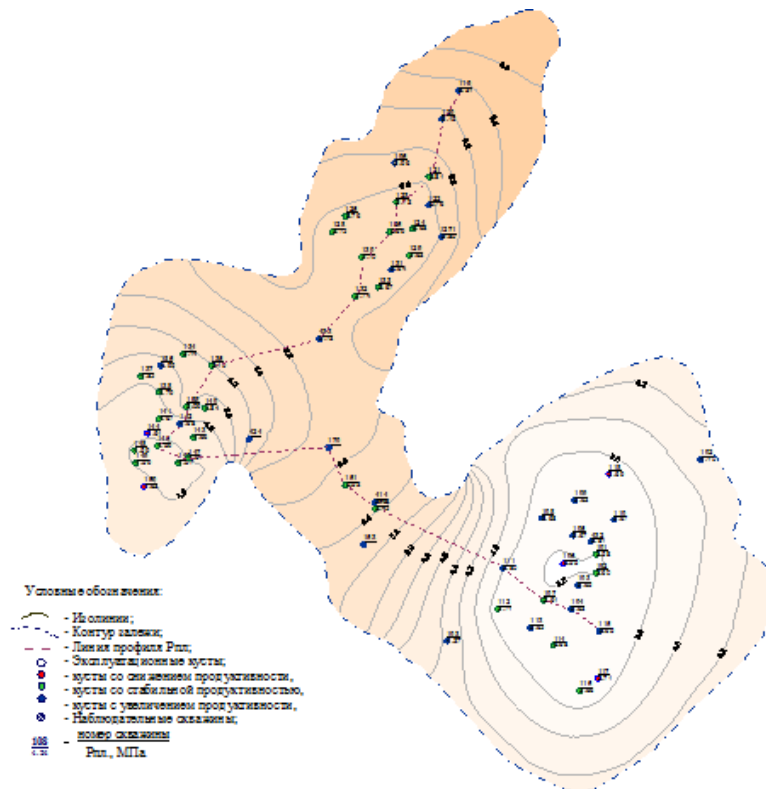


Рисунок 4 - Карта изобар на 01.07.2019 г.

При этом было установлено снижение пластового давления от начального на 0,25 МПа, что объясняется перетоками газа на восточный купол с западного. Среднее пластовое давление в зоне размещения скважин западного купола на 01.07.2019 г. составило 4,77 МПа, т.е. снизилось от начального на 50,96%.

На северном куполе величина пластового давления в первых двух освоенных скважинах (№№ 1311, 1312) в 1997 г. составила 9,420 МПа, т.е. была на 0,308 МПа ниже начального. Среднее пластовое давление по 28 эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.07.2019 г. составило 5,79 МПа и снизилось относительно начального на 40,5%.

Среднее пластовое давление по шести эксплуатационным скважинам центрального купола составило 5,46 МПа и снизилось относительно начального на 43,7%.

С целью равномерной отработки запасов газа по разрезу продуктивных отложений на месторождении применена дифференцированная система вскрытия. Характер распределения перфорированных интервалов по эксплуатационным скважинам восточного купола показывает, что 60% дренируемой толщины приходится на верхнюю и среднюю части разреза. Однако, существенного различия в величинах пластовых давлений по разрезу не отмечается. Анализ замеров пластовых давлений по 15 скважинам, дренирующих различные части разреза, показывает, что разница в текущих их величинах не превышает в среднем 0,12 МПа и в целом контролируется глубиной вскрытия пласта.

2АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Технология первичного вскрытия пластов на Комсомольском месторождении

В зависимости от горно-геологических условий и гидродинамического состояния месторождения используются три способа первичного вскрытия продуктивных пластов, главным отличительным признаком которых является перепад давления, создаваемый при бурении продуктивного пласта.

– Первый способ основан на принципе избыточного давления в скважине над пластом (вскрытие на вытеснение). Создание репрессии позволяет поддерживать безопасные с точки зрения предотвращения ГНВП условия бурения скважины. Этот способ вскрытия пластов является основным в мировой и отечественной практике. Полевой опыт показывает, что эффективность репрессивного метода бурения скважин в несложных условиях. В сложных условиях (низкая прочность горных пород, наличие в разрезе поглощающих пластов, пластов с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД)) применение данного способа сопровождается:

- гидроразрывами горных пород,
- поглощениями бурового раствора,
- прихватами инструмента,
- значительным загрязнением ПЗП и др. явлениями

Второй способ вскрытия пластов включает регулирование давления в скважине на уровне, близком к пласту (вскрытие пластов при "равновесии"). Во избежание газонефтяных и водных явлений (ГНВП) и выбросов, применение данного способа возможно только при определенных условиях бурения и допустимых пределах снижения давления в скважине. Данный способ реализуется с использованием растворов низкой плотности, аэрированных жидкостей и пен. Иногда используются 2 вида бурового раствора.

– Третий способ вскрытия пластов реализуется по принципу поддержания забойного давления на уровне ниже пласта (вскрытие пластов на депрессии). Этот метод в настоящее время все более широко применяется в буровой практике в условиях низких пластовых давлений.

Способ вскрытия слоев на депрессии предполагает использование промывочных жидкостей, характеризующихся низкой плотностью (аэрированные растворы, пены, газы). Вскрытие пластов на режиме вытеснения осуществляется с применением буровых растворов такой плотности, при которой обеспечивается минимально необходимое вытеснение по пласту:

- 10% - при глубине пластов до 1200м;
- 5% - при глубине пластов более 1200м.

Пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) характеризуются повышенным коэффициентом аномальности ($k_a \geq 1,2$). Вскрытие пластов с АВПД в основном осуществляется на режиме репрессии.

В то же время отмечается, что чем выше коэффициент аномалии, тем меньше разница между пластовым давлением и давлением разрыва пласта или пластовым давлением поглощения. Поэтому следует ограничивать и верхний предел репрессии:

- при глубине пластов до 1200м – 1,5 МПа;
- при глубине пластов более 1200 – 2,5 - 3,0 Мпа.

Для снижения риска нефтегазопрооявлений ограничивают скорость подъема бурильной колонны при СПО (поршневой эффект), снижают вязкость бурового раствора, ограничивают время нахождения скважины без промывки.

В случае необходимости замены бурового раствора в скважине на бурение должен быть его запас в объеме, равном полуторакратному объему скважины.

При вскрытии пластов с аномально высоким пластовым давлением необходима возможность герметизации устья скважины при возникновении

нефтегазопроявлений. Это достигается путем монтирования противовыбросного оборудования.

В процессе вскрытия пласта используют два вида бурового раствора – для бурения (плотность подбирается в соответствии с гидростатическим и пластовым давлениями) и для предотвращения нефтегазопроявлений (более высокая плотность).

Перед началом последующего долбления операцию смены растворов проводят в обратной последовательности.

Для получения азрированных жидкостей и пен используются газогенераторные установки и компрессоры.

В качестве основы буровых растворов используются техническая вода с поверхностно-активными веществами, нефть, дизельное топливо.

Сепараторы нефти и газа, дегазаторы, сепараторы шлама, механические разрушители пены и другие приборы использованы для того чтобы очистить буровой раствор от просверленной породы, входящей жидкости резервуара.

Отрицательный перепад давления предотвращает ухудшение пластовых свойств ПЗП, поскольку в процессе вскрытия пласта происходит движение пластовой жидкости из пласта в скважину и кольматация пор и каналов твердой фазой и фильтратом раствора не происходит.

Это значительно сокращает последующие сроки освоения скважины и ее ввода в эксплуатацию, удельный дебит скважин увеличивается в 2-4 раза.

Рассмотренная технология вскрытия пластов предполагает использование роторного метода бурения или применение винтовых забойных двигателей.

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Наиболее доступный для изменения фактор - обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с це-

лью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся пре-венторы, дистанционные управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет превалирующее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия является также причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Таким образом, выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта рассматривается как ключевой момент сохранения коллекторских свойств пласта. Методический выбор компонентного состава бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта обосновывается по результатам оценки его влияния на изменение проницаемости пористой среды и по коэффициенту восстановления проницаемости образцов керна после фильтрации бурового раствора при реальных перепадах давлений, возникающих при первичном вскрытии.

2.2 Теоретические предпосылки и обоснование выбора компонентного состава реагентов комплексного действия

Отрицательные последствия воздействия промывочных жидкостей на ФЕС продуктивных пластов связаны с состоянием поверхностей границы раздела фаз «жидкость - горная порода», их полярностью и адсорбционной активностью молекул инфильтратов и пластовых флюидов, характеристиками создаваемых в процессе бурения на репрессии кольматационных экранов, временем воздействия, зоной проникновения в пласт ТЖ, их фильтратов и др. Поэтому успешное решение задачи качественного вскрытия продуктивных пластов может быть достигнуто только комплексным улучшением состава и свойств промывочных жидкостей, согласованным непосредственно с технологией промывки.

Технология промывки скважин при разбуривании различных интервалов разреза, в т.ч. интервала продуктивного пласта, имеет главной целью ускоренное разрушение горных пород, предупреждение возможных осложнений. Вероятность риска возникновения осложнений, как и их тяжесть, в большинстве случаев также зависит от времени бурения. В связи с этим в составе промывочной жидкости должны быть комплексные реагенты (или комплекс реагентов), улучшающие буримость горных пород и не допускающие проявления возможных осложнений при соблюдении проектной технологии бурения. Буримость горных пород является интегральным показателем, зависящим от многих факторов, в т.ч. от наличия, концентрации и уровня целевых свойств смазочных добавок. Последние являются основным, хотя и не единственным, средством предупреждения затяжек, сальникообразований и прихватов инструментов в скважинах. Большие возможности ТЖ в улучшении качества вскрытия продуктивных пластов, предупреждении осложнений также связаны с ингибирующими, гидрофобизирующими и коркообразующими свойствами. Перспективными средствами решения задачи улучшения вышеуказанных характеристик ТЖ являются реагенты многоцелевого дейст-

вия, способные положительно воздействовать на многие физико-химические свойства и технологические показатели. Исследования в подобной постановке задачи, на наш взгляд, правомерны в связи с тем, что сложные по своему существу механизмы регулирования различных свойств промывочных жидкостей во многом подобны и могут управляться одними и теми же средствами комплексного действия.

Используемые в буровой технологии промывочные жидкости относятся к гетерогенным системам, и методы управления их свойствами опираются на фундаментальные положения коллоидной химии в области стабилизации и устойчивости дисперсных систем в единстве с многообразными поверхностными явлениями на границах раздела фаз. Адсорбция, смачивание, образование двойных электрических слоев, капиллярные и электрохимические явления оказывают решающее влияние на свойства промывочных жидкостей. Термодинамическая неустойчивость границ раздела фаз, связанная с наличием свободной поверхностной энергии и степенью гетерогенности, в конечном счете, определяют эффективность действия средств управления свойствами дисперсных систем. В основе управления устойчивостью и стабильностью промывочных жидкостей лежит принцип повышения степени сродства гетерогенных поверхностей и среды за счёт образования на них соответствующих граничных (адсорбционных, двойных электрических, структурных) слоёв. Свойства граничных слоёв при прочих равных условиях связаны со структурой, строением и кинетической характеристикой дисперсной системы.

Основным методом формирования граничных слоёв в свободнодисперсных системах, к которым относится большинство технологических жидкостей, является обработка их химическими реагентами преимущественно органической природы, отличающимися высокой реакционной способностью. Свойства органических соединений определяются составом, а также химическим, пространственным и электронным строением молекул [41]. В состав многих органических соединений, кроме углерода и водорода, входят

и другие элементы в виде функциональных групп - групп атомов, определяющих химические свойства и класс органических соединений. Некоторые наиболее характерные показатели функциональных групп представлены в таблице 2 [26].

Таблица 2 - Характеристики функциональных групп

| Функциональная группа | Свободная энергия взаимодействия | | Электронный эффект | | |
|--|------------------------------------|---------------------------|---|--|-----------|
| | Аво (с органическим растворителем) | АО _в (с водой) | 1 ₅ - индукционный статический | Е _{сГ} электромерный динамический | Суммарный |
| -ОН гидроксильная | 4,15 | 14,6 | -1 | +2 | +1 |
| =СН алифатическая | 1,84 | -0,75 | + 1 | +2 | +1 |
| -С ₆ Н ₅ фенильная | 1,92 | 0,125 | -1 | ±1 | -1 |
| -О- эфирная (простого эфира) | 2,51 | 12,1 | -1 | +2 | - |
| =СО карбонильная | 3,6 | 10,9 | -1 | -3 | -3 |
| -СНО альдегидная | - | 6,28 | -1 | -2 | -1 |
| -COOH карбоксильная | 8 | 14,6 | | -1 | -1 |
| —ЫНг аминогруппа | 2,72 | 10 | -1 | +2 | +2 |
| -N02 нитрогруппа | 4,7 | 5,85 | -2 | -3 | -3 |
| =№1 амидная | 1,67 | 14,6 | -1 | +2 | - |
| ИМ имидная | 1,67 | 20 | -1 | +2 | +1 |
| -COOI. эфирная (сложного эфира) | 3,3 | 6,7 | -1 | -2 | -2 |
| -8- сульфидная | - | - | -1 | +2 | - |
| -СК нитрильная | 4,6 | 7,52 | -1 | +2 | -3 |
| - БОЗНсульфонатная | - | - | -2 | - ¹ | -2 |

Из таблицы 2 видно, что функциональные группы в разной степени взаимодействуют с полярными и неполярными растворителями, и это необходимо учитывать при оценке их адсорбционной способности и образовании сольватных слоёв на глинистых частицах, на поверхности металлов.

В основе взаимодействия функциональных групп с молекулами окружающей среды и поверхностей адсорбентов лежат:

- 1) силы межмолекулярные (силы Ван-дер-Ваальса $\sim 1-3$ ккал/моль), характерные для радикалов алкильных цепей;
- 2) ионно-полярные и поляризационные силы (1030 ккал/моль) - для карбоксильной группы;
- 3) силы водородной связи (2-15 ккал/моль) - для гидроксильной группы;
- 4) силы электронодонорно- акцепторных (ЭДА) взаимодействий (15-50 ккал/моль) и комплексов с переносом заряда (15-80 ккал/моль) - для amino-, амидо-, имидо- и карбонильных групп [26].

Характеристиками полярности и поляризуемости функциональных групп служат, соответственно, индукционный статический и электромерный динамический электронный эффекты. Функциональные группы высокой полярности (следовательно, низкой поляризуемости) придают реагентам большую стабильность свойств.

Функциональные группы, обладающие дипольным моментом, склонны к взаимодействию по ионно-полярному механизму в среде соответствующего растворителя. Способность функциональной группы к образованию Н-связей коррелирует с энергией взаимодействия её с водой. В целом, рассмотренные выше особенности основных функциональных групп органических соединений необходимо учитывать при предварительном выборе компонентного состава реагентов комплексного действия, предназначенных для решения конкретных задач на этапах первичного вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин. Анализ работ, П.А.Ребиндера, Г.И.Фукса, Ю.Н.Шехтера, С.Э.Крейна и др. в области создания реагентов различного целевого назначе-

ния выбором органических соединений с соответствующими функциональными группами, а также работ современных авторов Т.Д.Дихтярь, В.Н.Кошелева, Ю.В.Зеймана и др. позволил выделить наиболее перспективные, на наш взгляд, функциональные группы, для получения РКД с целью совершенствования свойств ТЖ, используемых при заканчивании скважин (таблица 3).

Таблица 3 - Рекомендуемые функциональные группы реагентов для улучшения качества вскрытия коллекторов и глушения скважин

| Цели применения | Функциональные группы |
|---|---|
| 1 Улучшение качества вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин: а) уменьшением набухания глин в коллекторе; | Гидроксильная (-OH), фенильная (-C ₆ H ₅), аминная(-NH ₂), амидная (=NH), имидная(=N), нитрильная (- CN), сульфидная (-S-), карбоксильная (-COOH), сложноэфирная (-COOR) |
| | -OH, -C ₆ H ₅ , -NH ₂ |
| | б) удалением со стенок пор прочно-связанной воды; |
| | -OH, -SO, -COOH, = NH, =N |
| в) уменьшением межфазного натяжения, капиллярных давлений; | -COOH, -COOMe, -OH, -COOR |
| г) улучшением буримости горных пород. | -COOH, -COOMe, -S-, -SO ₃ H, -OH |
| 2 Повышение устойчивости стенок ствола | -OH, -NH ₂ , -C ₆ H ₅ , -CN, -COOH |
| 3 Стабилизация ТЖ | -OH, -COOH, -COOMe, -NH ₂ , -O-, -COOR |
| 4 Защита от коррозии | -OH, =NH, |

Опираясь на известные возможности функциональных групп и механизмы явлений в системах «металл - среда», «металл - горная порода» и

«горная порода - среда», задачу повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов улучшением буримости горных пород (п.3.1.), предупреждением возможных осложнений процесса бурения, снижением коррозионной активности среды и улучшением проницаемости нефтегазовых коллекторов целесообразно решать на основе:

1) создания на металлических поверхностях трения стойких сложнопостроенных защитных граничных слоев, а на стенках ствола тонких, плотных и с малым сопротивлением сдвигу непроницаемых фильтрационных корок;

2) придания фильтрату промывочной жидкости высоких ингибирующих, гидрофобизирующих, поверхностно-активных и деблокирующих свойств. Стойкость образуемых на металлических поверхностях трения граничных слоев определяется, при прочих равных условиях, прочностью связи их компонентов с подложкой и способностью локализовать трение в тонких поверхностных слоях [70].

Этим требованиям в большой мере отвечают соединения с гидроксильной группой, способной в ряде случаев образовывать не только промежуточные химические Н-связи с металлом, но и проявлять пластифицирующие свойства за счёт ЭДА комплексов. Поскольку трение бурильных труб по обсадной колонне характеризуется высокими нагрузками и скоростями скольжения, в состав реагента комплексного действия целесообразно, на наш взгляд, вводить элементы, химически модифицирующие поверхности трения, например медь, фосфор, цинк и др.

Для улучшения буримости горных пород широко применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ), реализующие эффекты адсорбционного понижения прочности твёрдых тел (эффект Ребиндера). При этом всегда возникает необходимость обеспечения совместимости ПАВ с промывочной жидкостью из-за возможности пенообразования в ней, что зачастую недопустимо по требованиям технологии бурения. Наличие в составе реагента комплексного действия гидроксильных групп может предупредить пенообразование, что, однако, устанавливается только экспериментальным путём. В то

же время известно, что пеногасящей способностью обладают неколлоидные неионогенные ПАВ типа низкомолекулярных спиртов, карбоновых кислот и их солей, использование которых в составе реагента комплексного действия может быть полезным.

Важной особенностью разделяющих поверхности трения граничных слоев является способность их локализовать возникающие при трении напряжения в поверхностной части граничного слоя за счёт его гидрофобизации, т.е. адсорбции на внешней поверхности граничного слоя неполярных фрагментов молекул, обладающих малым силовым полем. Как правило, это алифатическая, фенильная или эфирные функциональные группы [1].

Реализация механизма гидрофобизации очень важна и для формирования непроницаемых фильтрационных корок с низким сопротивлением сдвигу. Причём, выполненные ранее исследования показали [33], что в случае глинистой фильтрационной корки низкая проницаемость и высокие антифрикционные свойства достигаются при гидрофобизации частиц дисперсной фазы мономолекулярными граничными слоями.

Что касается формирования непроницаемого экрана безглинистыми промывочными жидкостями, то здесь решающее значение имеет не настенная фильтрационная корка, а зона кольматации приствольной части пористого пространства толщиной в 5-6мм, в которой создаётся непроницаемый экран из полимер-дисперсной системы. Дисперсии высокомолекулярных соединений (полимеров) совместно с мельчайшими частицами твёрдой фазы (шлама), образующие настенную часть фильтрационной корки, оказывают влияние на трение колонны в скважине и могут быть повышенным источником опасности возникновения прихватов.

Структура, состав и антифрикционные свойства таких корок изучены недостаточно и требуют постановки соответствующих исследований с целью разработки смазочных добавок для безглинистых полимерных растворов. Высокомолекулярные соединения имеют существенные отличия от дифильных низкомолекулярных ПАВ и используются, как правило, в качестве ста-

билизаторов дисперсных систем, хотя и являются многофункциональными. В современной буровой технологии они практически не имеют альтернативы для снижения показателя фильтрации, регулирования вязкости и псевдопластичности безглинистых промывочных жидкостей на водной основе.

По структуре и свойствам создаваемые высокомолекулярными соединениями на поверхности раздела фаз граничные слои (оболочки) подразделяются на проницаемые и непроницаемые [1], что связано с ориентировкой молекул адсорбционного слоя и его структурой. Проницаемыми являются адсорбционные граничные слои с сетчатой структурой. В целом, управление свойствами полимердисперсных систем, как в объёме растворов, так и в фильтрационных корках, основывается на регулировании всех видов межмолекулярных взаимодействий, включая взаимодействия между углеводородными цепями (гидрофобные взаимодействия), функциональных групп между собой и с линейными звеньями полимеров. Характерной особенностью современных безглинистых растворов является регулирование их структурно-механических и антифильтрационных свойств применением композиций «ПАВ - биополимер - полисахарид» [21].

В качестве ПАВ используются коллоидные неионогенные соединения, упрочняющие образуемые полимерами водородные связи. Для улучшения смазочных, реологических и антифильтрационных свойств рекомендуется подбирать полимерные реагенты типа модифицированных крахмалов, полианионной целлюлозы и др. Следует, однако, отметить, что эффективность смазочного действия высокомолекулярных соединений, как и многих других смазочных добавок, существенно зависит от энергетических условий трения. Поэтому подбор смазочного компонента (компонентов) в составе РКД лабораторными методами должен проводиться при воспроизведении реальных условий трения, в т.ч. и по энергетической нагрузке пар трения. Это требование в современных экспериментальных исследованиях смазочных материалов буровой технологии в большинстве случаев игнорируется.

Наряду с формированием соответствующих фильтрационных корок и зон кольматации, для улучшения качества первичного вскрытия продуктивного пласта большое значение имеют состав и свойства фильтрата промывочной жидкости. Как ПАВ, так и полимеры практически всегда присутствуют в фильтрах современных промывочных жидкостей. Поэтому свойства фильтратов определяются в основном взаимодействиями ПАВ с полимерами в водной среде, содержащей, как правило, катионные ингибиторы, характеризующиеся повышенной коагулирующей способностью.

Образуемые при взаимодействии ПАВ, полимеров и катионов солей поликомплексы обладают различными по уровню проявления показателями гидрофобизирующих, ингибирующих и поверхностно-активных свойств. Теоретическими предпосылками создания поликомплексов с требуемыми свойствами является учёт состава и характеристик функциональных групп полимеров, использование сбалансированных композиций ионных и неионных ПАВ коллоидного типа для обеспечения улучшенных поверхностно-активных и гидрофобных свойств фильтратов. Для быстрого экранирования гидравлической связи «скважина-пласт» в процессе первичного вскрытия продуктивных пластов в фильтрате промывочной жидкости желательно иметь соответствующего литологического и фракционного состава кольматант, который можно практически полностью удалить при подготовке скважины к эксплуатации.

Очень важно, на наш взгляд, в составе фильтрата промывочной жидкости иметь соединения, разрушающие прочно связанные водные граничные слои в поровом пространстве коллектора. К таким соединениям относятся спирты, которые, кроме того, имеют высокую водопоглощающую способность, что важно для очистки пор от водных дисперсий полимеров. Сочетать в одном реагенте различные функциональные группы целесообразно в связи с неоднозначным зарядовым состоянием поверхностей и горных пород, и металлов.

Логика постановки и проведения дальнейших экспериментальных исследований, направленных на разработку РКД для улучшения качества первичного вскрытия продуктивных пластов, заключается в следующем. Решение общей задачи улучшения качества вскрытия продуктивного пласта осуществляется поэтапно и последовательно.

На первом этапе исследуются перспективные компоненты РКД, целенаправленно улучшающие противоизносные и антифрикционные свойства базовой промывочной жидкости. Поскольку основным средством решения данного этапа названной задачи являются смазочные добавки, то наиболее актуальным является обоснование выбора их для вязко- и псевдопластичных промывочных жидкостей, наиболее часто используемых при вскрытии продуктивных пластов.

Обычно это растворы малой плотности на основе высококачественных бентонитовых порошков и безглинистые жидкости, стабилизированные (и те, и другие) реагентами класса полисахаридов.

Модель РКД нами представляется как композиция соединений с различными функциональными группами, распределёнными в основе реагента. Если какие-либо соединения не растворимы в основе, то необходимо обеспечить их седиментационную устойчивость.

Для сохранения ФЕС продуктивных пластов, особенно с высокой проницаемостью, как было показано выше, проникающий вглубь порового пространства фильтрат технологической жидкости не должен содержать твёрдой нерастворимой фазы и быть физико-химически инертным по отношению к гидрофильным поверхностям и пластовым флюидам. В наибольшей мере этим условиям отвечают спирты, высокая реакционная способность которых зависит от количества и места расположения гидроксильных групп (оксигрупп) в молекуле спирта. По количеству оксигрупп спирты бывают одно-, двух- и многоатомными. По месту присоединения оксигрупп к атому углерода выделяют первичные, вторичные и третичные спирты. При этом молекулы

спиртов могут быть как насыщенными, так и ненасыщенными, как линейными, так и циклическими.

В целом спирты относятся к неионогенным ПАВ и, следовательно, характеризуются устойчивостью при солевой агрессии. В большинстве случаев они способны гасить пену, а также имеют низкую температуру застывания, что немаловажно для применения реагентов в полевых условиях строительства и эксплуатации скважин. Есть и недостатки спиртов для получения РКД, в частности высокие летучесть, пожароопасность, стоимость. Поэтому выбор спиртов проведён нами с учётом названных преимуществ и недостатков их, а так же совместимости с водными жидкостями.

Подбор компонентов к основе РКД является сложной задачей, и при её решении необходимо учитывать все возможные межмолекулярные взаимодействия, прежде всего в объёме РКД на стадии его получения, а так же взаимодействия на границах раздела фаз: «жидкость - РКД - металл», «жидкость - РКД - горная порода» и «жидкость - РКД - воздух».

В основе межфазных взаимодействий лежат: расклинивающее давление Дерягина и поверхностное натяжение; электростатические силы двойных электрических слоев; силы механической прочности, упругости и вязкости граничных слоев; структурные силы адгезионно-когезионного и адсорбционно-хемосорбционного взаимодействий.

2.3 Методы и средства улучшения свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов.

Для успешного бурения глубоких скважин, качественного вскрытия продуктивных пластов промывочные жидкости должны эффективно выполнять комплекс гидростатических, гидродинамических и физико-химических функций.

Выполнение этих функций направлено на решение следующих основных технологических задач:

- 1) качественное вскрытие продуктивных пластов;
- 2) обеспечение получения достоверной информации по результатам геофизических исследований скважин;
- 3) сохранение устойчивости стенок ствола, предупреждение осыпей и обвалов горных пород, проявлений пластовых флюидов, поглощений технологической жидкости;
- 4) качественная, своевременная очистка забоя и ствола от шлама;
- 5) предупреждение сальникообразований, затяжек и прихватов приборов и инструментов в скважинах;
- 6) улучшение показателей работы породоразрушающих инструментов и в целом ТЭП бурения;
- 7) обеспечение экологической безопасности нефтегазовой скважины как промышленного объекта.

Современная глубокая бурящаяся скважина представляет собой сложную высокотехнологичную систему, успешность функционирования которой во многом определяется, наряду с высокой квалификацией персонала, качеством буровой промывочной жидкости. В мировой практике находят применение десятки составов и сотни рецептур промывочных жидкостей. Некоторые рецептуры современных промывочных жидкостей и продувочных агентов, используемых, по нашему мнению, наиболее часто, при первичном вскрытии продуктивных пластов.

В последние годы увеличился объём применения азота для работы с продуктивными пластами на этапах бурения на депрессии, при освоении газовых скважин и др. Однако по известным причинам объём применения газов, газосодержащих жидкостей (аэрированных жидкостей, пен) ограничен. Более широкое применение имеют жидкости на углеводородной основе, обеспечивающие высокое качество вскрытия продуктивных пластов. Основными причинами, ограничивающими их область применения, являются нетехнологичность и, главное, повышенная пожарная и экологическая опас-

ность. Поэтому в настоящее время ведётся разработка промывочных жидкостей на основе биоразлагаемых углеводов.

Наиболее распространёнными в буровой технологии являются промывочные жидкости на водной основе, что обусловлено их технологичностью, высокой экологической безопасностью, способностью к модифицированию, приспособляемостью к различным условиям бурения. Если в процессе бурения скважины хотя бы одна из перечисленных выше задач не решается в силу субъективных или объективных причин, уровень эффективности вскрытия продуктивного пласта, как и в целом строительства скважины, снижается. Поэтому в современных рецептурах промывочных жидкостей содержатся, кроме реагентов, которые можно отнести к обязательным, обеспечивающим соответствие технологических параметров геолого-техническому наряду, также и реагенты для регулирования специальных свойств растворов.

Расширение реагентной базы для промывочных жидкостей является актуальной задачей, и решается она в основном в направлении создания смазочных добавок, реагентов для улучшения ингибирующих, гидрофобизирующих и стабилизирующих свойств промывочных растворов для различных условий бурения.

Активная разработка смазочных добавок была начата в 60-70х годах прошлого века. Массовое бурение велось на глинистых растворах, поэтому и смазочные добавки создавались именно к этим растворам. Были разработаны смазочные добавки на основе технических продуктов, содержащих жирные кислоты и их соли, оксикислоты, сложные эфиры и их смеси, линейные и циклические спирты и др.

При этом в понятие смазочных добавок вкладывалось их целевое предназначение как средств, улучшающих в целом триботехнические свойства промывочных жидкостей, т.е. их способность положительно воздействовать на противоизносные и антифрикционные свойства жидкостей. Разработка смазочных добавок проводилась на основе лабораторно-промысловых исследований с использованием различных приборов и машин трения.

Выполненные в указанный период исследования показали, что эффективность смазочных добавок существенно зависит от их совместимости с базовой жидкостью и энергетических параметров трения. Достаточно широкое применение при бурении скважин нашли смазочные добавки СГ (смесь гудронов) и СМАД-1 (смазочная добавка на основе окисленного петролатума). Общим недостатком их является низкая эффективность при поступлении в промывочную жидкость солей поливалентных катионов.

Исследования в 80-е - 90-е годы проводились в основном в направлении создания смазочных добавок, реализующих эффект поверхностного пластифицирования, трибополимеризации и химического модифицирования, включая эффекты избирательного переноса. Реализация указанных эффектов наиболее перспективна для таких тяжело нагруженных пар трения, как подшипники опор шарошечных долот, опор турбобуров, элементов вооружения породоразрушающих инструментов и др. Методы и средства реализации указанных эффектов достаточно хорошо изучены и обоснованы в общем машиностроении применительно к улучшению триботехнических свойств масел и пластичных смазок.

Выполненные исследования применительно к буровой технологии показали, что использование присадок к маслам в качестве добавок к водным промывочным жидкостям, как правило, не дает ожидаемого эффекта. И только в ряде случаев удалось разработать совместимые с глинистыми растворами смазочные добавки на основе серо-, хлор-, фосфор- или медь-содержащих соединений, существенно улучшающие показатели работы долот. Однако, в связи с ростом объемов бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами (пологих, горизонтальных) и увеличением вероятности прихватов приборов, бурильных и обсадных колонн, актуальными стали смазочные добавки в качестве профилактических средств затяжек, сальникообразований и прихватов в скважинах. Разработанные в последнее десятилетие смазочные добавки практически не испытываются на трение и износ материалов приме-

нительно к породоразрушающим и бурильным инструментам, буровым насосам, гидравлическим забойным двигателям.

Следует отметить, что механизмы взаимодействий пар трения в условиях затяжек, сальникообразований и прихватов имеют свои особенности, что необходимо учитывать при разработке смазочных противоприхватных добавок. Так, в работах показано, что на величину сил сопротивления движению бурильных труб по стенке скважины в среде промывочной жидкости, наряду с трением, большое влияние оказывают силы адгезии (прилипания) и структурно-механические свойства фильтрационных корок.

Роль структурно-механической составляющей в энергетике взаимодействий между частицами в дисперсных системах достаточно глубоко изучена применительно к водным граничным слоям. Показано, что между коллоидными частицами или твёрдыми поверхностями при их сближении и перекрытии граничных слоёв жидкой среды (характерно для фильтрационных корок) возникают силы взаимодействия, названные Б.В. Дерягиным «структурными силами». Эти силы могут, как повышать сопротивление сдвигу взаимодействующих поверхностей (если они гидрофильные), так и облегчать сдвиг (если они гидрофобные).

3 КОМПЛЕКСНОЕ УЛУЧШЕНИЕ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

3.1 Изучение влияния различных реагентов на противоизносные и антифрикционные свойства промывочных жидкостей

На предварительной стадии подбора компонентов РКД для улучшения противоизносных и антифрикционных свойств промывочных жидкостей исследования проводятся в два этапа:

1) подбираются компоненты или смазочные добавки на основе имеющейся теоретической и экспериментальной информации по литературным и промысловым данным;

2) проводится экспериментальное изучение влияния компонентов в составе РКД на противоизносные и антифрикционные свойства базовых промывочных жидкостей с привлечением методов экспресс-испытаний, позволяющих дать оценку их эффективности применительно к трению и изнашиванию материалов обсадных труб (сталь 45, сталь 40Х). Реагенты, показывающие лучшие (из положительных) результаты, исследуются по влиянию на другие свойства технологических жидкостей. В качестве базовых объектов сравнения используются реагенты аналогичного назначения, наиболее широко применяемые при первичном вскрытии и глушении скважин. Для удобства анализа результаты триботехнических испытаний представляются в виде отношений коэффициентов пары трения «сталь-сталь» и скоростей изнашивания стали, полученных при испытании опытных промывочных жидкостей (базовая жидкость + опытный реагент), к аналогичным показателям для базовых жидкостей.

В соответствии с предложенными выше теоретическими предпосылками и принципами подбора компонентов был разработан ряд реагентов комплексного действия, улучшающих показатели свойств промывочных жидко-

стей, предназначенных для первичного вскрытия продуктивных пластов - буровые комплексные реагенты БКР-1 ... БКР-4. Реагенты и способы их приготовления защищены патентами РФ.

БКР-1 (пат.РФ № 2199570) представляет собой смесь сложных этаноламиновых эфиров кубовых остатков синтетических жирных кислот (КОСЖК) и непрореагировавших остатков КОСЖК в керосине или дизельном топливе. Для этерификации высокомолекулярных синтетических жирных кислот (C_{20} и выше) используются этаноламины в виде моно-, ди- или триэтаноламинов. Соотношение кубовых остатков синтетических жирных кислот и этанол аминов находится в пределах 48-53 %масс. При содержании последних в растворителе более 53% возрастает температура застывания реагента, что приводит к необходимости его разогрева перед вводом в технологическую жидкость.

При разработке реагента БКР-1 ставилась задача придания ему способностей:

1) стабилизации инвертных эмульсий (ИЭР), используемых при первичном вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин перед проведением ремонтных работ;

2) улучшения триботехнических свойств используемых при первичном вскрытии продуктивных пластов промывочных жидкостей на водной основе. И в первом, и во втором случае эффективность достижения целей связана с составом и содержанием функциональных групп в реагенте, которые представлены сложноэфирной, карбоксильной, гидроксильной и аминогруппами. Этаноламиновый эфир $RCO-2H_3NCH_2CH_2OH$, где R - углеводородный радикал синтетической жирной кислоты, в силу дифильности строения молекул, слабой растворимости в воде и хорошей в органических растворителях может быть эффективным эмульгатором второго рода, что является необходимым условием для получения ИЭР. Наличие в эмульсии щелочной воды при частичном гидролизе сложного эфира и находящейся в реагенте БКР-1 свободной жирной кислоты приводит к образованию мыл (солей), что усили-

вает стабилизирующие свойства реагента и снижает показатель фильтрации ИЭР.

При вводе БКР-1 в промывочную жидкость на водной основе растворимость его затруднена, что требует интенсивного перемешивания системы, а иногда и её прогрева. Активно протекающий процесс омыления (солеобразования) присутствующих в реагенте жирных кислот, а также наличие различных функциональных групп способствуют созданию на металлических поверхностях трения защитных адсорбционных слоёв и, как следствие, улучшают их износостойкость.

Экспериментальные данные, характеризующие триботехнические свойства промывочных жидкостей с реагентом БКР-1, приведены ниже.

БКР-2 (пат.РФ №2236286) представляет собой смесь продукта взаимодействия КОСЖК с триэтаноламином и эфира, полученного взаимодействием указанного продукта с оксипропилированным глицерином в растворителе, в качестве которого используется керосин или дизельное топливо. По существу БКР-2 является модификацией реагента БКР-1, дополнительно содержащим триглицериды. Встраивание в структуру молекул БКР-2 указанного эфира имело целью повысить его эффективность как эмульгатора-стабилизатора ИЭР (прежде всего улучшение термостойкости) и как смазочной добавки к промывочным жидкостям на водной основе.

Реагенты БКР-1 и БКР-2 разработаны нами совместно с А.Я. Соловьевым, Ф.Н. Янгировым и др., они прошли промышленную апробацию в качестве реагентов для инвертных эмульсий [95].

БКР-3 (пат.РФ №2269562) - композиция сырого талового масла, полигликолей, флотореагентаоксаль и мелассы свекловичной. Целью разработки БКР-3 было расширение ассортимента смазочных добавок, улучшение антифрикционных, противоизносных и стабилизирующих свойств промывочных жидкостей на водной основе, предупреждение ценообразования в них.

БКР-4 (пат.РФ №2367676) - композиция растительных масел (сурепного или соевого), феррохромлигносульфоната (ФХЛС), нейтрализатора (КОН)

ирегулятора температуры застывания (изопропанол). При гидролизе в щелочной воде триглицеридов, содержащихся в названных растительных маслах, образуются мыла высших жирных кислот. ФХЛС усиливает комплексообразующие и поверхностноактивные свойства БКР-4, а также улучшает коркообразующие свойства глинистых растворов.

Исследования влияния вышеуказанных реагентов на показатели триботехнических свойств промывочных растворов проведено при использовании в качестве базовых полимерглинистых и безглинистых промывочных жидкостей, в которые для сравнения вводились достаточно известные в буровой технологии реагенты (смазочные добавки) аналогичного назначения.

Для рассматриваемых условий в таблице 4 приведены значения коэффициентов трения пары «сталь 45 - сталь 40Х».

Таблица 4 - Значения коэффициентов трения пары «сталь 45 – сталь 40Х» в различных средах

| № | Промывочная жидкость | Коэффициент трения при удельной нагрузке, Н/см ² | | |
|---|----------------------|---|------|------|
| 1 | ПГР | 0,33 | 0,32 | 0,28 |
| 2 | №1+1 % ДСБ -4ТМ | 0,22 | 0,19 | 0,17 |
| 3 | №1+1%ФК-2000 | 0,23 | 0,2 | 0,18 |
| 4 | №1+1%БКР-1 | 0,25 | 0,22 | 0,2 |
| 5 | №1+1%БКР-2 | 0,15 | 0,16 | 0,17 |

Как видно из таблицы 4, относительная скорость изнашивания стали 45 при вводе изучаемых реагентов с ростом удельной нагрузки снижается, что указывает на повышение их эффективности при увеличении энергетической загрузки пары трения. Энергия трения стимулирует защитную роль смазочных добавок, что может быть связано с возрастанием хемосорбционной составляющей в образовании адсорбционных граничных смазочных слоев.

Из таблицы 4 видно, что исследуемые реагенты проявляют достаточно высокие антифрикционные свойства: коэффициент трения пары «сталь-

сталь» снижается от 30-40% до 2-х раз. Благодаря этому снижаются затраты энергии на трение, повышается долговечность бурильных и обсадных колонн. Из приведённых данных также видно, что опытные реагенты БКР-1 и БКР-2 являются вполне конкурентоспособными по триботехническим показателям с известными смазочными добавками. Следует, однако, отметить, что указанные опытные реагенты слабо совмещаются с жидкостями на водной основе, что создаёт трудности при их применении на буровой. В то же время они достаточно хороши для получения и регулирования свойств ИЭР.

Поскольку БКР-2 обладает несколько лучшими показателями триботехнических свойств, чем БКР-1, были выполнены исследования по улучшению его совместимости с водными системами и повышению антифрикционных и противоизносных свойств. Это было достигнуто улучшением эмульгирующей способности реагента вводом неионогенного ПАВ Синтанол БВ (ТУ 6-36-5744684-85-90) и сернистой присадки на основе пипериленовой фракции, являющейся крупнотоннажным побочным продуктом получения изопрена. Противоизносные и антифрикционные свойства разработанного модифицированного реагента БКР-2М охарактеризуем на примере обработки им и аналогами безглинистого биополимерного промывочного раствора.

На рисунках 5 и 6 приведены графики зависимости соответственно относительного коэффициента трения пары «сталь 45 - сталь 40Х» и относительной скорости изнашивания стали 45 от удельной нагрузки при промывке безглинистым раствором с различными добавками. Исходный промывочный раствор (ИР) содержал: 0,2% Ca_2CO_3 + 0,2% CaOH + 0,4% биополимера «Гаммаксан» + 1,5% модифицированного крахмала «Фито РК» + 5 % CaCO_3 и имел следующие параметры: плотность 1010 кг/м³ (АГ-ЗПП), вязкость 46с (СПВ-5), показатель фильтрации 17 см³/30 мин (ВМ-6).

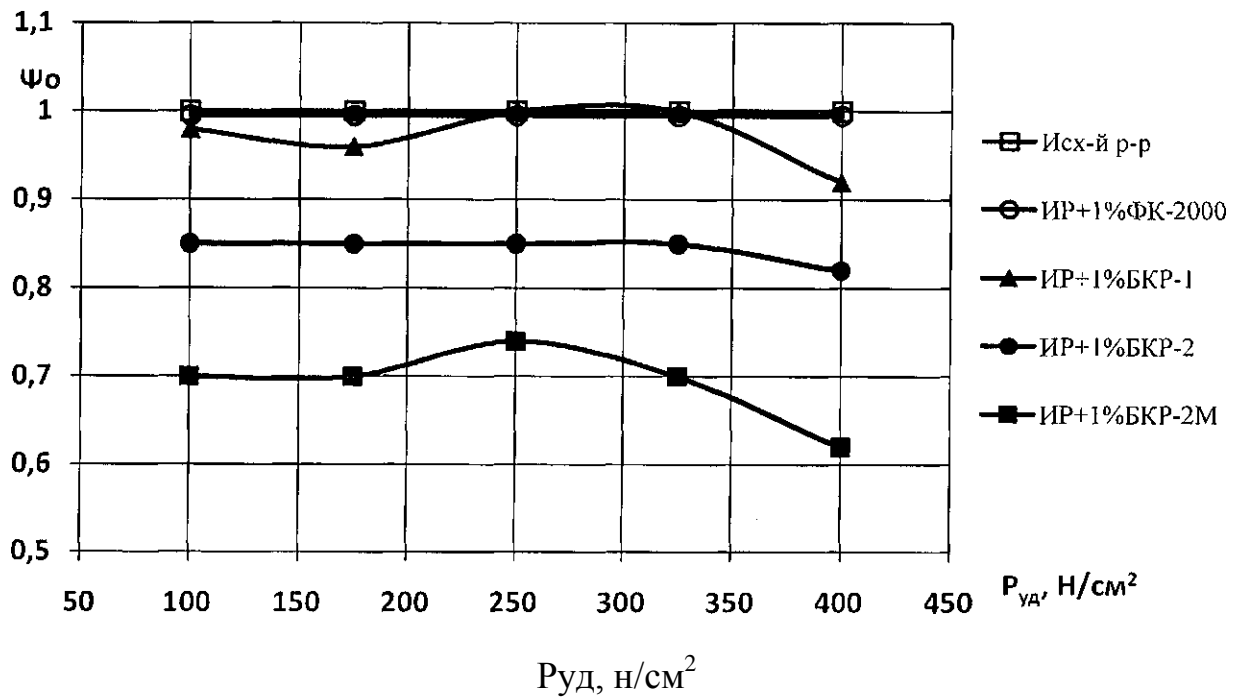


Рисунок 5 - Влияние различных реагентов на относительную скорость изнашивания стали

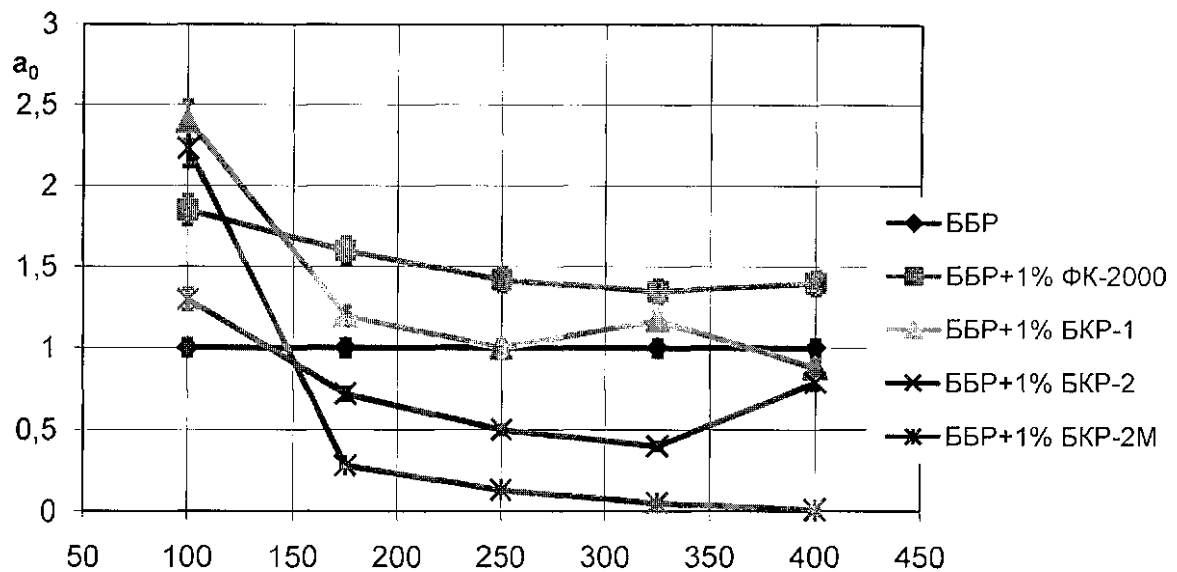


Рисунок 6 - Влияние различных реагентов на относительный коэффициент трения пары «сталь-сталь»

Из рисунка 6 видно, что реагенты БКР-1 и БКР-2 практически не влияют на коэффициент трения стали, а реагенты ФК-2000 и БКР-2М снизили его на 15 ... 17% и 30 ... 35% соответственно. Более существенное и неоднознач-

ное влияние оказали изучаемые реагенты на противоизносные свойства исходного раствора (рисунок 6). Реагент ФК-2000 повысил скорость изнашивания стали (Сталь 45) по всей исследованной области изменения удельных нагрузок, а другие реагенты повысили её при $P_{уд}$ менее 150-170 Н/см². При больших удельных нагрузках эти же реагенты снизили скорость изнашивания стали: БКР-1 - незначительно, БКР-2 - до 2,5 раз, а БКР-2М до 10 раз.

Приведённые данные согласуются с известным явлением химического модифицирования поверхностей трения присадками, содержащими такие элементы как сера, фосфор, цинк, барий и др. (рисунок 7) Для расширения области положительного влияния серосодержащих присадок натриботехнические свойства сред рекомендуется вводить в них фосфор, цинк, хлор и ряд других элементов [22].

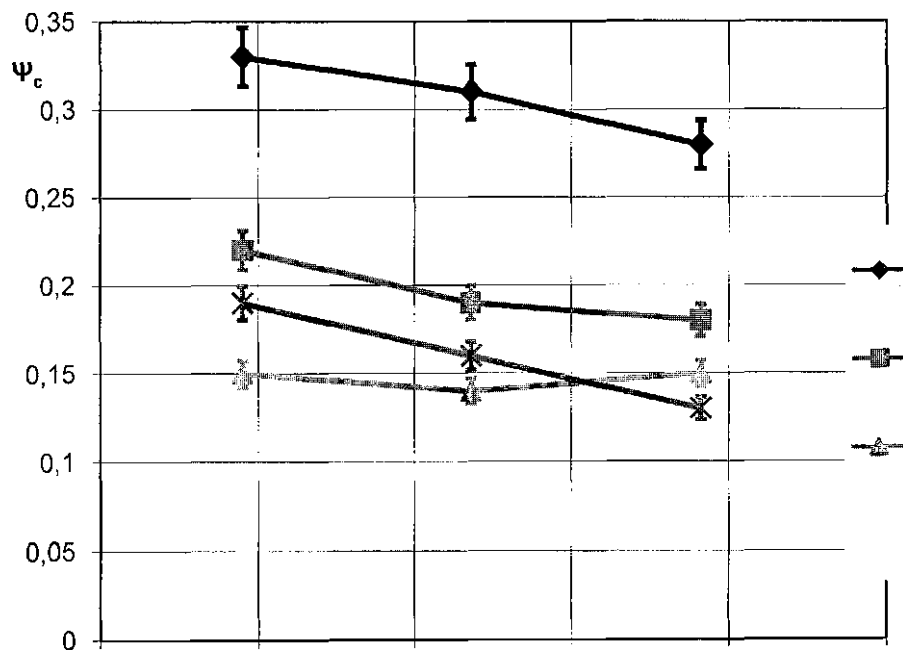


Рисунок 7 - Влияние различных реагентов на коэффициент трения пары «сталь-сталь»

Реагенты комплексного действия БКР-3 и БКР-4 разрабатывались с целью, прежде всего, профилактики затяжек и прихватов бурильных и обсадных колонн в скважинах, а также как противоизносные и смазочные добавки

к промывочным жидкостям на водной основе. С указанными жидкостями эти реагенты хорошо совмещаются, легко эмульгируются, не образуют пены.

Для характеристики их триботехнических свойств в таблице 5 приведены соответственно графики зависимости коэффициента трения от удельной нагрузки и значения относительной скорости изнашивания стали 45 при промывке полимерглинистым раствором с различными добавками. Из приведенных данных видно, что базовая смазочная добавка ДСБ-4МТ и опытные реагенты в 1,5 ... 2 раза снижают коэффициент трения пары «сталь-сталь». Скорость изнашивания стали они также снижают, при этом опытные реагенты имеют более высокие, чем базовая добавка, показатели противоизносных свойств.

В целом, выполненные исследования показали, что высокие показатели противоизносных и антифрикционных свойств реагентов связаны с наличием в них таких функциональных групп как гидроксильная, карбоксильная, простого и сложного эфиров, азотосодержащих и некоторых элементоорганических соединений. Однако соотношение в комплексном реагенте компонентов, содержащих указанные группы, существенно влияет на технологичность реагента, в т.ч. на его растворимость, эмульгируемость, пенообразование и пеногашение.

Таблица 5 - Значения относительной скорости изнашивания стали 45

| № | Промывочная жидкость | Значения относительной скорости изнашивания при $P_{уд}$, Н/см ² | | |
|---|----------------------|--|------|------|
| 1 | ПГР | 1 | 1 | 1 |
| 2 | № 1+1% ДСБ-4ТМ | 0,69 | 0,74 | 0,95 |
| 3 | № 1+1% БКР-3 | 0,38 | 0,43 | 0,52 |
| 4 | № 1+1% БКР-4 | 0,55 | 0,6 | 0,68 |

Поскольку реагенты разрабатываются для технологических жидкостей на водной основе, то неизбежны процессы гидролиза и омыления определённых компонентов при взаимодействии реагента с водой и металлами, осо-

бенно в щелочной среде. Поэтому научный и практический интерес представляет задача установления эффективности различных целевых свойств реагентов от соотношения в них функциональных групп, особенно спиртовой и кислотной.

В данной работе представлена попытка хотя бы в первом приближении решить указанную задачу. Разработанные и описанные выше реагенты комплексного действия имеют, на наш взгляд, важное самостоятельное значение для буровой технологии. Однако для достижения цели диссертации необходимо исследовать влияние их на другие свойства технологических жидкостей, оказывающих существенное влияние на качество первичного вскрытия продуктивных пластов и глушение скважин. В частности, при необходимости следует улучшить их коркообразующие, ингибирующие-гидрофобизирующие, поверхностно- активные и др. свойства.

3.2 Изучение влияния различных реагентов на антифрикционные свойства промывочных жидкостей для снижения затяжек инструмента и прихватопасности в скважинах

В современной буровой технологии эти осложнения наиболее распространены и занимают около 50% времени из затрачиваемого на преодоление всех видов осложнений. При этом основным доступным средством профилактики затяжек и прихватов инструментов в скважинах является улучшение антифрикционных (противоприхватных) свойств промывочных жидкостей. В обзорной главе было подробно рассмотрено состояние вопроса по затяжкам и прихватам инструментов в скважинах. Здесь лишь отметим, что средства профилактики должны снижать трение и адгезию в паре «металл-корка» и уменьшать аутогезионные связи внутри корок.

Проведём оценку антифрикционных свойств различных реагентов для пары «металл - фильтрационная корка» при использовании в полимерглинистых и безглинистых биополимерных промывочных жидкостях.

В экспериментах использовались приборы КТК-2 и ФСК-2М. Фильтрационные корки получали при измерении показателя фильтрации на ВМ-6 или фильтр-прессах. В таблице 6 приведены составы и значения параметров полимерглинистого раствора (ПГР).

Таблица 6 - Влияние различных реагентов на параметры ПГР

| № | Состав раствора | Параметры раствора | | | | | Относительный коэффициент трения пары «металл- корка» при времени контакта, мин. | | |
|----|---|-------------------------|-------|-------------------------------|-------------|-----|--|------|------|
| | | Р> г/см ³ | УВ, с | ПФ, см ³ /30мин | Л, мПахс | дПа | 5 | 10 | 20 |
| 1 | ИР-1: вода + глина + 0,3%КМЦ + 0,2 %Са ₂ СО ₃ | 1,08 | 23 | 6 | 3,5 | 16 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | № 1 + 1 % Сонбур 1101 | 1,08 | 28 | 8 | 8,6 | 23 | 0,67 | 0,6 | 0,63 |
| 3 | № 1+1% ФК-2000 | 1,07 | 28 | 7 | 4,2 | 16 | 0,66 | 0,6 | 0,75 |
| 4 | № 1+1% БКР-1 | 1,08 | 27 | 7 | 5,6 | 18 | 0,58 | 0,67 | 0,8 |
| 5 | № 1+1% БКР-2 | 1,08 | 29 | 6 | 5,8 | 20 | 0,81 | 0,8 | 0,87 |
| 6 | № 1+1% БКР-2М | 1,07 | 29 | 6,5 | 6,3 | 22 | 0,8 | 0,73 | 0,6 |
| 7 | № 1+1% БКР-3 | 1,08 | 30 | 5 | 7,2 | 23 | 0,61 | 0,67 | 0,64 |
| 8 | № 1+1% БКР-4 | 1,08 | 24 | 5 | 10,1 | 28 | 0,78 | 0,72 | 0,8 |
| 9 | № 8+1% СаСl ₂ | 1,09 | 26 | 7 | 4 | 15 | 0,96 | 1 | 1 |
| 10 | № 9+1% БКР-4 | 1,09 | 28 | 6 | 4,1 | 27 | 0,91 | 0,86 | 0,84 |

Из таблицы 6 видно, что как базовые, так и опытные реагенты не оказывают существенного влияния на общетехнологические параметры ПГР и в разной мере снижают коэффициент трения пары «металл - корка». Опытные реагенты БКР-1, БКР-2М и БКР-3 вполне конкурентоспособны с базовыми смазочными добавками Сонбур-1101 и ФК-2000. Реагенты Сонбур-1101 и ФК-2000 иногда вспенивают полимерглинистые растворы, в отличие от БКР-

3. Все исследуемые реагенты максимально снижают коэффициент трения до 40%, что следует признать недостаточным. Характерным для безглинистых биополимерных растворов (без смазочных добавок) является неудовлетворительные противоприхватные свойства.

В таблице 7 приведены составы и значения параметров безглинистого биополимерного раствора (ББР).

Таблица 7 - Влияние реагентов на параметры ББР

| № | Состав раствора | Параметры раствора | | | | | | | Коэффициент трения пары «металл-корка» при времени контакта, мин | | |
|---|---|----------------------|---------------|----------------------------|----------|---------|----|-------|--|------|------|
| | | Р, г/см ³ | УВ 200/100, с | ПФ, см ³ /30мин | Л, мПа·с | То, дПа | рН | К, мм | 5 | 10 | 20 |
| 1 | H ₂ O + 0,2% Ma ₂ CO ₃ + 0,2 %MaOH + 0,4 % Гаммаксан + 1,5%ФИТО-РК + 5% CaCO ₃ | 1,06 | 12 | 17 | 4,5 | 9,1 | 12 | 1 | 0,3 | 0,43 | ПР |
| 2 | №1+10% MaCl | 1,11 | 11 | 18 | 7 | 7,5 | 12 | 1 | 0,3 | ПР | ПР |
| 3 | №1+20% №01 | 1,22 | 5 | 19 | 2 | 3 | 12 | 1 | 0,2 | ПР | ПР |
| 4 | №2+1% СБД-М | 1,12 | 13 | 23 | 3,2 | 8 | 11 | 1,5 | 0,3 | 0,4 | 0,42 |
| 5 | №2+1% ДСБ-4ТТ | 1,12 | 15 | 28 | 4,5 | 7,5 | 10 | 1,5 | 0,3 | 0,35 | 0,45 |
| 6 | №2+1% БКР-1 | 1,12 | 18 | 17 | 4 | 8,5 | 12 | 1 | 0,3 | 0,32 | 0,32 |
| 7 | №1+1% БКР-3 | 1,06 | 17 | 12 | 3,4 | 5,4 | 11 | 1,5 | 0,3 | 0,38 | 0,4 |
| 8 | №1+1% БКР-4 | 1,07 | 19 | 15 | 3,8 | 6,2 | 10 | 1,5 | 0,3 | 0,36 | 0,42 |

Здесь функцию псевдопластика выполняет биополимер Гаммаксан, а понизителем фильтрации является модифицированный крахмал ФИТО-РК.

Из таблицы 7 видно, что фильтрационная корка ББР при продолжительности контакта эталонного образца и корки 20 мин. «прихватывает» металлический цилиндр. При поступлении в ББР галита антифрикционные свойства корки ещё больше ухудшаются.

Из таблицы 7 также видно, что все изучаемые реагенты предупреждают «прихват» в условиях опыта, однако значения коэффициента трения остаются высокими.

На рисунке 8 приведены графики зависимости относительного коэффициента трения пары «металл - корка» от времени контакта в покое.

Из рисунка 8 видно, что смазочная добавка ФК-2000 снижает коэффициент трения максимально на 20% при времени контакта металлического образца с коркой до 10 мин. При дальнейшем увеличении времени контакта реагент не снижает коэффициент трения корки. До 25 % снижает коэффициент трения корки и реагент БКР-2, однако это наблюдается во всём изученном интервале изменения времени контакта (5 ... 20 мин).

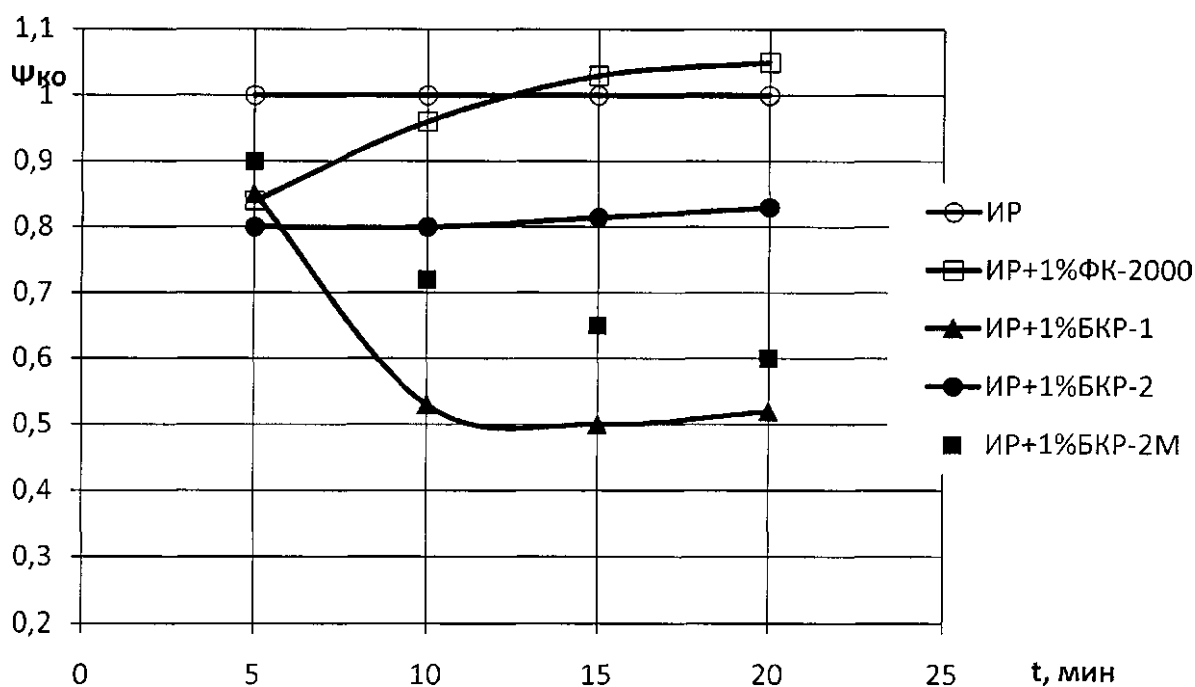


Рисунок 8 - Влияние различных реагентов на относительный коэффициент трения пары корка «металл-корка»

Более эффективным для профилактики прихватов инструментов в скважинах являются реагенты БКР-1 и БКР-2М. Предпочтение следует от-

дать реагенту БКР-2М благодаря его большей технологичности и лучшей совместимости с промывочной жидкостью.

В целом, следует отметить, что и базовые, и опытные реагенты имеют недостаточно высокие показатели антифрикционных свойств применительно к паре «металл - корка». Поэтому исследования по улучшению антифрикционных (противоприхватных) свойств глинистых и безглинистых растворов нами были продолжены.

Учитывая все положительные качества этих кислородосодержащих соединений, особенно их положительное влияние на проницаемость продуктивных коллекторов, нами были выбраны две композиции одноатомных и многоатомных спиртов для дальнейшей разработки реагента комплексного действия (РКД). В работах Р.Г. Салихова показана высокая эффективность оксалей для улучшения проницаемости продуктивных пластов, поэтому они были также использованы в качестве компонента основы РКД. По химическому составу оксали представляют собой смесь гетероциклических соединений с содержанием до 50% диоксановых спиртов.

Композиции обозначены ТЖ-К1 и ТЖ-К2 (технологическая жидкость концентрат), содержащие по массе: ТЖ-К1 – 85% полигликоля (ТУ2422-130-05766801-2003) и 15% изопропилового спирта (ТУ2421-011-57285790-06); ТЖ- К2 – 45% полигликоля, 40% флотореагента - оксаль (ТУ2452-029-05766801) и 15% изопропилового спирта.

Подбор компонентов к основе РКД и экспериментальное исследование их эффективности выполнялось по двум направлениям:

- 1) использование во до- и водомаслорастворимых ПАВ различного целевого назначения;
- 2) использование доступных соединений, содержащих жирные кислоты и аминокислоты.

ПАВ широко применяются в промышленности для управления свойствами технологических жидкостей, смазочных материалов, ингибиторов коррозии и др. В буровой технологии применяются ПАВ практически всех пяти

групп по классификации П.А.Ребиндера и П.А.Демченко [10]: для улучшения свойств пластичных смазок и масел применяют ПАВ 4-ой и 5-ой групп, для технологических жидкостей - ПАВ 1-ой - 3-ей групп. При разбуривании и разработке нефтегазовых месторождений часто встречаются соли кальция и магния, поэтому предпочтение отдается неионогенным и комплексным ПАВ, устойчивым к солям жёсткости. Реже применяются катионные ПАВ, в основном в качестве гидрофобизаторов, но они обладают повышенной промышленной, экологической опасностью.

Нами выполнены исследования влияния на параметры и коркообразующие свойства полимерглинистого и безглинистого биополимерного растворов композиций ТЖ-К1 и ТЖ-К2 со следующими ПАВ:

- Неионогенными:

1 Синтанол АЛМ-2 (ТУ2483-005-71150986-2006);

2 Синтанол АЛМ-7 (ТУ 2483-004-71150986-2006);

3 Синтанол АЛМ-10 (ТУ2483- 003-71150986-2006). Это оксиэтилированные жирные спирты фракции C_{12} - C_{14} с различным количеством оксиэтилированных звеньев в молекуле (2;7;10 моля оксиэтилена в молекуле);

4 Синтанол БВ (ТУ6-36-5744684-85-90) - композиция оксиэтилированных продуктов, не содержащих алкилфенолэтоксилатов. Перечисленные ПАВ имеют высокие значения гидроксильного числа (г.ч.);

5 Неонол АФ9-12 (ТУ39.57-94-688-003-88) оксиэтилированные моноалкилфенолы на основе триммеров пропилена (аналог ОП-Ю);

- Катионактивными:

1 Ethoquad - импортное ПАВ, представляет собой частично аминированную соль;

2 Алкамон ОС-3 (ТУ2482-163-05744685-2003) четвертичная аммониевая соль на основе оксиэтилированных жирных спиртов;

3 гидрофобизатор ИВВ -1 (ТУ2482-006-48482528-99) - водный раствор смеси алкилдиметилбензиламмонийхлорида и четвертичной аммониевой соли третичного амина;

- Комплексными:

1 ПКД-515 (ТУ39-05656570-001-211-95) - композиция неионогенного ПАВ (неонол), азотосодержащей добавки и растворителя;

2 ИКС - средство для селективного удаления сероводорода и меркаптана из газов - смесь моноэтаноламина и формальдегида (или параформа) по пат. РФ № 2359739;

3 МЛ-82 - композиционное ПАВ, может использоваться для удаления АСПО.

Кроме указанных ПАВ использовались следующие соединения, содержащие карбоксильные и аминокгруппы: олеиновая кислота (ОК), окисленное масло (ОМ), таловое масло (ТМ), жирные кислоты растительных масел (ЖКРМ), моноэтанол амин (МЭА) и метилэтанол амин (МетЭА).

Методика проведения опытов заключалась в следующем. Пробы реагентов комплексного действия получали простым смешиванием основы ТЖ-К1 или ТЖ-К2 и образцов ПАВ в соотношении 66:34 объёмн.%. Полученную пробу РКД вводили в исходный глинистый или безглинистый раствор в количестве 1% от объёма раствора.

Лабораторные исследования показали, что базовые реагенты ФК-2000 и Сонбур-1101 снижают коэффициент трения пары «металл-корка» до 1,5-1,6 раза, опытный реагент ТЖ-К1+Синтанол АЛМ-2 не оказал влияния на коэффициент трения корки, реагенты ТЖ-К1+Синтанол АЛМ-7 и ТЖ-К1+неонол АФ9-12 снизили коэффициент трения на 12-25%, реагент ТЖ-К1+Синтанол БВ снизил коэффициент трения в 1,5-2,2 раза. Более существенно, до 4-х раз, снижает коэффициент трения корки полимерглинистого раствора опытный реагент ТЖ-К1+Синтанол АЛМ-10. Опытный реагент, содержащий импортное катионное ПАВ, уже при 5 мин. контакта приводит к прихвату.

Таким образом, выполненные исследования показали, что лучшими антифрикционными свойствами в паре «металл-корка» из изученных комбинаций основы РКД с ПАВ обладает реагент ТЖ-К1+Синтанол АЛМ-10, который можно рекомендовать для профилактики прихватов при бурении сква-

жин с промывкой глинистыми растворами. Использование для получения РКД amino- и жирнокислотных соединений, хотя и сохраняет свою перспективность, однако в наших опытах не дало хороших результатов. Представляет интерес проба №19-1 (ТЖ-К2+ТМ+СаОН), однако необходимо изучить её влияние на свойства безглинистого промывочного раствора.

По антифрикционным свойствам применительно к паре «металл-корка» безглинистый раствор существенно уступает малоглинистому полимерному раствору. Изучаемые реагенты и базовые, и опытные в большинстве своём также малоэффективны в безглинистом биополимерном растворе, особенно при времени контакта в покое пары «металл-корка» более 10 мин. Особое положение занимает проба опытного реагента № 19-1, который обладает высокими антифрикционными свойствами как в полимерглинистом, так и в безглинистом промывочных растворах. Обозначим реагент условно БКР-5 и проведём оценку его антифрикционных свойств с использованием разработанного с участием автора нового прибора ФСК-2М.

В таблице 8 приведены состав и параметры полимерглинистого раствора с различными добавками.

Из таблицы 8 видно, что реагент БКР-5 хорошо совмещается с исходным полимерглинистым раствором, на общетехнологические параметры влияния практически не оказал.

Как и следовало ожидать, динамический коэффициент трения в паре «металл-корка» кратно ниже, чем при страгивании. Лучшими показателями антифрикционных свойств обладает реагент БКР-5, который по сравнению с реагентом «Лубриол» снижает коэффициент трения при страгивании до 3-х раз, при движении - до 1,3 раза. Аналогичные опыты были проведены с безглинистым биополимерным раствором (ББР).

Таблица 8 - Состав и параметры ПГР с различными добавками.

| № | Состав раствора | Параметры раствора | | | | | | | Коэффициент трения $F_K / F_{K(при\ времени\ контакта, мин)}$ | | |
|---|----------------------|----------------------|---------------|------------------------------|------------|----------------------|----------------|-------------------------|---|------------|-----------|
| | | Р, г/см ³ | УВ 200/100, С | ПФ, см ³ /30 мин. | Л» мПа • с | т ₀ , дПа | С ₃ | р ¹ УД' Ом-м | 5 | 10 | 20 |
| 1 | Вода +11%ГП +0,4%КМЦ | 1,08 | 20 | 5 | 13 | 21 | - | 0,91 | 0,257/0,07 | 0,4/0,059 | 0,76/0,25 |
| 2 | №1 + 1%Сонбу р110 1 | 1,06 | 21 | 5 | 10 | 15 | 71,8 | 0,85 | 0,19/0,045 | 0,27/0,06 | 0,52/0,15 |
| 3 | №1+1%Лубриол | 1,06 | 22 | 5,5 | 12 | 30 | 69,2 | 0,72 | 0,16/0,049 | 0,29/0,09 | 0,48/0,12 |
| 4 | №1+1% БКР-5 | 1,08 | 23 | 5,4 | 11 | 18 | 84,5 | 0,94 | 0,07/0,036 | 0,085/0,05 | 0,14/0,08 |

В таблице 9 приведены состав и параметры ББР с различными добавками. Из приведённых данных видно, что коэффициент трения при движении, как и в ИГР, ниже, чем при страгивании, а лучшими антифрикционными свойствами обладает опытный реагент БКР-5.

Таблица 9 – Состав и параметры ББР с различными добавками

| № | Состав раствора | Параметры раствора | | | | Коэффициент трения ${}^1P_K / {}^1P_{KЛ}$ при времени контакта, мин | | |
|---|-----------------|----------------------|-------|-------------------------------|----|---|----|----|
| | | р' г/см ³ | УВ, с | ПФ, см ³ / 30 мин. | рН | 5 | 10 | 20 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |

Продолжение таблицы 9

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|--|-----|----|---|-----|------------------|----------------|------------------|
| 1 | Вода+10 % CaCl ₂ + 3 % ФитоРК+0,4 % ВиоУ1э+ 0,4 % бакте- рицид+ 3 % CaCO ₃ | 1,1 | 32 | 3 | 7 | 0,29 / 0,22 | 0,3 / 0,23 | 0,33 / 0,22 |
| 2 | № 1 + 1 % Лубриол | 1,1 | 52 | 4 | 7 | 0,15 / 0,108 | 0,22 / 0,19 | 0,24 / 0,17 |
| 3 | № 1+1 % БКР-5 | 1,1 | 32 | 4 | 7,5 | 0,065 / 0,032 | 0,1 / 0,048 | 0,144 / 0,084 |

Таким образом, реагент комплексного действия БКР-5 имеет высокие антифрикционные свойства в паре «металл-корка» в полимерглинистых и безглинистых биополимерных растворах, хорошо с ними совмещается, технологичен.

3.3 Изучение влияния реагентов на устойчивость стенок стволов скважин и качество вскрытия продуктивных пластов

Исследования направлены на улучшение свойств технологических жидкостей с целью:

- 1) снижения интенсивности набухания глинистого компонента пород продуктивных пластов и склонных к потере устойчивости стенок стволов скважин, посредством гидрофобизации и ингибирования поверхности глин;
- 2) снижения интенсивности загрязнения пристволенной области продуктивных пластов, сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов посредством усиления поверхностно-активных свойств фильтратов жидкостей, снижения капиллярного барьера в пористом пространстве. Набухание

глин обусловлено ослаблением межчастичных сил связи при изменении естественной влажности в процессе бурения скважин на водных промывочных жидкостях. По данным ряда исследователей, при изменении влажности глин с 4...6% до 8...9% силы связи между частицами убывают в десятки раз. Также сильно подвержены разупрочнению при повышении влажности и более плотные глиносодержащие породы - аргилиты и глинистые сланцы. Поскольку глины являются практически непроницаемыми или малопроницаемыми горными породами, изменение их влажности обусловлено, прежде всего, капиллярным всасыванием и осмотическими перетоками.

Поэтому основными профилактическими приемами ограничения роста влажности глин являются снижение капиллярных давлений и управление осмотическими перетоками. Изучение влияния различных реагентов на потенциальную склонность глин к набуханию проводилось нами с помощью капилляриметров и прибора Жигача-Ярова.

Таблица 10 - Результаты изучения влияния различных сред на скорость капиллярной пропитки глины

| № | Состав раствора | Диаметр капиллярной пропитки, мм | Скорость капиллярной пропитки, мм/мин | Уменьшение скорости пропитки, % |
|---|-----------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| 1 | Вода дистиллированная | 24 | 4,8 | - |
| 2 | №1+1% полигликоля | 15 | 3 | 37,5 |
| 3 | №1+1% ГКЖ-11 | 17 | 3,4 | 29,2 |
| 4 | №1+1% оксаль Т-92 | 16 | 3,2 | 33,3 |
| 5 | №1+1% КС1 | 18 | 3,6 | 25 |
| 6 | №1+1% $Al_2(8O_4)_3$ | 17 | 3,4 | 29,2 |
| 7 | №1+1% НСООК | 14 | 2,8 | 41,7 |
| 8 | №1+1% НСООЫа | 17 | 3,4 | 29,2 |

Предварительно проведено сравнение по ингибирующей способности основных компонентов БКР-5 (полигликоля и флотореагента оксаль Т-92) и

известных ингибиторов и гидрофобизаторов ГКЖ-11Н, KCl, $Al_2(SO_4)_3$, формиатов калия HCOOK и натрия HCOONa. В таблице 10 приведены средние значения диаметра и скорости капиллярной пропитки, полученные на капилляриметре Н.Г. Деминской для воды с указанными реагентами.

Из таблицы 10 видно, что все изучаемые реагенты существенно замедляют капиллярную пропитку глин. Наиболее эффективен формиат калия, который снижает скорость капиллярной пропитки на 41,7 %. Достаточно высокими ингибирующими набухание глин свойствами обладают полигликоли и оксали.

Оценка ингибирующей способности указанных реагентов на основе двухатомных и диоксановых спиртов в составе БКР-5 проведена по методике изучения высоты капиллярного поднятия с использованием прибора Г.Н.Каменского.

Каждый опыт повторялся три раза. Видно, что воспроизводимость опытов очень высокая, максимальное отклонение результатов опытов от среднего значения не превышает 2%. Наиболее высокие капиллярные давления возникают при взаимодействии глиносодержащего образца песчаника с дистиллированной водой. Все реагенты уменьшают капиллярные давления и тем значительнее, чем выше их концентрация.

Лучшими ингибирующими свойствами обладает комплексный реагент БКР-5.

Необходимо отметить, что для стабилизации содержащих формиаты щелочных металлов полимерглинистых промывочных жидкостей используются модифицированные крахмалы, в частности Фито РК, т.к. КМЦ не работает при наличии солей муравьиной кислоты в ПГР. Параметры всех составов промывочных растворов примерно одинаковы, что обусловлено требованиями технологии бурения.

В таблице 11 приведены значения скорости набухания образцов глины в среде перечисленных выше промывочных растворов при продолжительности их контакта от 1 мин. до 720 мин. (прибор Жигача-Ярова).

Таблица 11 - Влияние различных растворов на набухание глины.

| Номер рас- твора (по табли- це 10) | Значения скорости набухания, мм/мин при времени контакта, мин. | | | | | | | | | | |
|--|--|-----------|-----------|-----------|------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1 | 3 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 60 | 120 | 720 |
| 1 | 0,06 | 0,02 3 | 0,01 4 | 0,00 8 | 0,006 | 0,005 | 0,004 4 | 0,004 | 0,002 7 | 0,001 75 | 0,000 7 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,000 33 | 0,000 16 | 0,000 58 | 0,000 84 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0,00 0 | 0,000 5 | 0,000 57 | 0,000 4 | 0,000 3 | 0,000 3 | 0,000 16 | 0,000 8 |
| 4 | 0,03 | 0,01 3 | 0,01 | 0,00 6 | 0,004 6 | 0,003 5 | 0,003 2 | 0,003 | 0,002 | 0,001 4 | 0,001 2 |
| 5 | 0,02 5 | 0,01 1 | 0,01 | 0,00 6 | 0,005 | 0,004 | 0,003 5 | 0,003 | 0,001 5 | 0,001 3 | 0,001 |

Лучше всего подавляет набухание глин промывочная жидкость, содержащая формиат калия с ГКЖ (№ 2); особенно в начальной стадии взаимодействия водного фильтрата с глиной. По истечении 12 часов контакта скорости набухания глины во всех рассматриваемых рецептурах ПГР сближаются и составляют 0,7-1,0 мкм/мин. Даже при таких, казалось бы, малых скоростях набухания глины в течение реальной продолжительности бурения скважин (20-30 суток) возможны значительные затяжки инструментов в скважинах в связи с уменьшением диаметра скважин.

Как видно из таблицы 3.15, проницаемость фильтрационных корок очень низкая. По сравнению с проницаемостью коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти, она на несколько порядков ниже. Тем не менее, способность исследуемых реагентов снижать проницаемость фильтрационных корок является их важным положительным качеством, поскольку низкая

проницаемость корок способствует резкому затуханию процесса набухания глин.

Таблица 11 - Проницаемость фильтрационных корок растворов с различными добавками

| Раствор | Исходный раствор (ИР) | ИР+1%Сонбур 1101 | ИР+1%ФК-2000 | ИР+1%БКР- 5 |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Проницаемость корки, мкм^2 | $7,1 \times 10^{-7}$ | $6,44 \times 10^{-7}$ | $5,92 \times 10^{-7}$ | $4,11 \times 10^{-7}$ |

С точки зрения качества вскрытия продуктивных пластов, как отмечалось выше, важной особенностью технологических жидкостей является их способность воздействовать на проницаемость пород продуктивных пластов.

Ниже приведены результаты опытов по фильтрации безглинистого биополимерного раствора с различными добавками (состав и параметры которого приведены в таблице 12), через образец керна (крупнозернистый песчаник Нарыкско-Осташкинского месторождения) на приборе РРА (FANN).

Таблица 12 - Состав и параметры ББР с различными добавками

| № | Состав раствора | Параметры раствора | | | | | | |
|---|--|--------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|---------|-----------|----|
| | | Р, г/см^3 | УВ _{200/100} , С | ПФ, $\text{см}^3/30 \text{ мин.}$ | л, мПа-с | То, дПа | 1/10, дПа | РН |
| 1 | Вода+3,5 %ФитоРК+3%Гаммаксан+0,2% Ca_2CO_3 +0,2% NaCN +0,1 %Формалин+9,7% KCl +8,4%мел | 1,1 | 5,8 | 4 | 7,5 | 29,3 | 3,4/4,3 | 11 |
| 2 | №1+1 %Сонбур 1101 | 1,1 | 7,2 | 5 | 8 | 32,4 | 4,8/7,0 | 10 |
| 3 | №1+1%ФК-2000 | 1,1 | 7 | 4 | 7,1 | 24,1 | 1,7/3,3 | 10 |
| 4 | №1+1%БКР-5 | 1,1 | 6,9 | 4 | 8,96 | 32,0 | 4,3/6,8 | 10 |

После соответствующей подготовки образца керна определялась его начальная проницаемость K_0 (по керосину) и проницаемость после воздействия (фильтрации) на образец породы исследуемых составов K_1 .

В таблице 13 приведены значения проницаемости керна и коэффициента восстановления проницаемости при фильтрации промывочной жидкости с различными реагентами. Абсолютная проницаемость керна по керосину составила 0,16 мкм.

Таблица 13 - Значение проницаемости образца керна и коэффициента восстановления проницаемости для растворов с различными реагентами

| Раствор | ИР | ИР+ 1% Сон- бур1101 | ИР+1% ФК- 2000 | ИР+ 1% БКР-5 |
|---|------|------------------------|-------------------|-----------------|
| Проницаемость керна, мкм ² | 0,11 | 0,13 | 0,129 | 0,151 |
| Коэффициент восста- новления проницаемо- сти, % | 68,8 | 81,3 | 80,6 | 94,4 |

Из таблицы 13 видно, что, как и следовало ожидать, реагенты Сон-бур1101, ФК-2000 и БКР-5 лучше сохраняют, по сравнению с исходным раствором, проницаемость керна, что, по-видимому, связано с содержанием в них гидроксильных групп.

Таким образом, разработан реагент многофункционального действия для промывочных жидкостей на водной основе, комплексно улучшающий их противоизносные, антифрикционные, гидрофобизирующие, ингибирующие и поверхностно-активные свойства, применение которого в буровой технологии позволит улучшить качество первичного вскрытия продуктивных пластов. Комплексные реагенты представлены пятью модификациями (БКР-1...БКР-5), в составе которых присутствуют соединения с гидроксильной, карбоксильной, эфирной др. функциональными группами.

Достоинства и недостатки комплексных реагентов БКР-1...БКР-4 были представлены выше, все они уступают реагенту БКР-5 именно по многофункциональности и уровню эффективности целевых свойств.

Выполнено поэтапное и последовательное изучение влияния на противоизносные свойства ряда композиций реагентов комплексного действия, содержащих различные сочетания функциональных групп:

- 1) карбоксильную, гидроксильную и аминогруппу (БКР-1);
- 2) гидроксильную, карбоксильную, аминогруппу и сложного эфира (БКР-2). Последняя в указанной комбинации функциональных групп улучшает целевые свойства реагента;
- 3) модификация реагента БКР-2 сульфидной функциональной группой существенно улучшает его противоизносные свойства (БКР-2М).

В указанных реагентах в качестве соединений с карбоксильными группами использованы синтетические жирные кислоты.

Разработаны и исследованы реагенты комплексного действия БКР-3 и БКР-4 на основе растительных масел. Установлено, что реагенты БКР-1...БКР-4 улучшают показатели триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей, являются хорошими профилактическими средствами против затяжек и прихватов инструментов в скважинах при промывке глинистыми растворами. Указанные реагенты защищены патентами РФ.

Установлено, что реагенты комплексного действия БКР-1 ...БКР-4 недостаточно эффективны в безглинистых биополимерных промывочных жидкостях. С целью создания реагента многофункционального действия для улучшения качества первичного вскрытия продуктивных пластов обоснован выбор хорошо совместимой с глинистыми и безглинистыми промывочными жидкостями базовой части реагента. Предложены две композиции: ТЖ-К1 и ТЖ-К2 .

Выполнено исследование влияния добавок различных ПАВ, кислото-содержащих масел и жирных кислот, а также аминсоединений к базовой части реагента комплексного действия на антифрикционные (противоприх-

ватные) свойства глинистых и безглинистых биополимерных промывочных жидкостей. Установлено, что реагент комплексного действия БКР-5 более эффективен для снижения коэффициента трения пары «сталь-корка» по сравнению с базовыми реагентами Лубриол, ФК-2000 и Сонбур-1101.

На базе экспериментальных исследований выполнен сравнительный анализ опытного реагента БКР-5 и базовых реагентов Лубриол, ФК-2000 и Сонбур-1101 по влиянию их на технологические параметры, включая показатели гидрофобизирующих и ингибирующих свойств промывочных жидкостей на водной основе. Установлено, что реагент комплексного действия БКР-5 вполне конкурентоспособен с базовыми аналогами и зачастую превосходит их по основным показателям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом преддипломной практики стало закрепление теоретических знаний и применение их на практике в области бурения газовых скважин. Получена информация о методах вскрытия пластов; методах регулирования технологических параметров буровых растворов; техническом обслуживании и ремонте бурового оборудования; методах обработки и систематизации геолого-технической и технологической информации при проведении буровых работ.

В зависимости от горно-геологических условий и гидродинамического состояния залежи применяются три способа первичного вскрытия продуктивных пластов, основным отличительным признаком которого является дифференциальное давление, создаваемое в процессе разбуривания продуктивного пласта.

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно - главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Наиболее доступный для изменения фактор - обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

Анализ многочисленных исследований фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов указывает на общность механизмов снижения их проницаемости на всех этапах заканчивания скважин, включая первичное вскрытие, ремонтно-восстановительные работы и временную консервацию скважин при кустовом бурении.

Управление свойствами технологических жидкостей, используемых при первичном вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин, является одним из основных и результативных методов повышения эффективности строительства последних.

Основные тенденции улучшения качества технологических жидкостей на водной основе, преимущественно используемых на завершающей стадии строительства скважин, связаны с профилактикой различных видов блокировок и ограничением их зоны в пространстве продуктивных пластов.

Используемые в научных исследованиях методики экспериментального изучения свойств технологических жидкостей для работы с продуктивными пластами, особенно на этапе первичного вскрытия, не всегда достаточно хорошо обоснованы, что требует их совершенствования. Необходима разработка новых методов испытаний триботехнических и коркообразующих свойств промывочных жидкостей на водной основе для вскрытия продуктивных пластов.

Перспективным направлением совершенствования свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия коллекторов и глушения скважин является разработка реагентов комплексного действия на основе синтетических и растительных растворителей, модифицированных композициями ПАВ.

В процессе проведения диссертационного исследования был обоснован комплекс экспериментальных методов исследований с целью выбора компонентного состава реагентов многофункционального действия, согласованно улучшающих свойства технологических жидкостей для повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов и эффективность глушения скважин при выполнении ремонтных работ. Усовершенствованы методики по изучению триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей и по определению коэффициента трения пары «металл - фильтрационная корка».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 300 с.
2. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – Печора: Изд-во "Печорское время", 2012. – 894с.
3. Безумов, В. В. Совершенствование технологии забуривания вторых стволов турбинным способом: Дис... канд. техн. наук [Текст] / В.В. Безумов. - М.: ВНИИБТ, 1986.
4. Богомазов, Л. Зарезка боковых стволов. Сроки зарезки: выбор технологии [Текст]. // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - № 4. - С. 58-59.
5. Гауф, В.А. Разработка технологий реконструкции малодебитных скважин сооружением боковых стволов [Текст]: дис.... канд. тех. наук: 25.00.15: защищена 19.07.2004: утверждена 09.11.2004 / Гауф Владимир Андреевич, - Тюмень, 2004. - 188 с.
6. Гилязов, Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами [Текст]. - М.: Недра, 2002.-255 с.
7. Гилязов, Р.М. Разработка и совершенствование технологий строительства нефтяных скважин с боковыми стволами [Текст]: дис. ... доктора технич. наук: 25.00.15: защищена 05.04.03: утверждена 10.10.03 / ГилязовРаильМасалимович. - Уфа, 2003. - 242 с.
8. Гусейнов, Ф.А. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах [Текст] / Ф.А. Гусейнов, А.М. Раулов, Т.М. Гасанов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - 48 с.
9. Зозуля, Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин [Текст] / Г.П. Зозуля. - Тюмень, 2009. – 205 с.
10. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства до-

полнительного наклонно направленного или горизонтального ствола скважины [Текст]. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. ИМ. Губкина, 2003.

11. Ишбаев, Г.Г. Комплексы инструментов для вырезания обсадных колонн [Текст]. / Г.Г. Ишбаев, А. Соломатин // Бурение и нефть. - 2005. - № 6. - С. 36-38.

12. Кагарманов, И.И. Ремонт нефтяных и газовых скважин [Текст] / И.И. Кагарманов, А.Ю. Дмитриев. - Томск, 2007 г. – 243 с.

13. Каибханов Р.Б. Особенности вырезки бокового окна при бурении [Текст] / Р.Б. Каибханов, З.М. Закарьяев // АНС «СибАК», научный журнал «Студенческий» № 22(42), 2018.

14. Калинин, А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник [Текст] / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий. - М., Недра, 2003. - 648 с.

15. Кириллов, А.И. Оценка эффективности бурения боковых стволов по месторождениям ОАО «АНК «Башнефть» [Текст]. // Сборник научных трудов ООО «Башгеопроект». - Уфа: изд. Башгеопроект, 2007. - С. 59-64.

16. Комплекс подземного скважинного оборудования Ресурс-4. Конструкторская документация.- Саратов: ОАО "Саратовгазавтоматика", 2001.

17. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 697 с

18. Коррективы технологических показателей разработки Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения», выполненные институтом «ТюменНИИгипрогаз» (Протокол № 23-р/2004 от 24 мая 2014 г.).

19. Кудинов, В.И. Горизонтальное бурение и зарезка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах [Текст] /В.И. Кудинов, В.А. Савелов, Е.И. Богомольный // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 5. - С. 17-20.

20. Курочкин, Б.М. Особенности забуривания вторых стволов с цементного моста [Текст] / Б.М. Курочкин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2009. – № 12. – С.27–29.

21. Кустышев А.В. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири, А.В.Кустышев, И.И.Клещенко, А.П.Телков.- Тюмень, Изд-во "Вектор Бук", 1999.- 204 с.

22. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири.- Тюмень: Изд-во "Вектор Бук", 2012.- 168 с.

23. Методика определения забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважине с учетом наличия в потоке газа жидкости/ Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев и др. – М.: изд. ИРЦ Газпром, 1997.

24. Методические указания по организационно-экономической части дипломных проектов студентов специальности 0907 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" - 43с.

25. Михайлов, А.Н., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С. Результаты промысловых испытаний инструмента для резки боковых стволов, разработанных в ДООО «Башнипинефть» [Текст] // Сборник научных трудов ДООО «Башнипинефть». - Уфа: изд. Башнипинефть, 2003. - С. 76-84.

26. Михайлов, А.Н., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С. Результаты промысловых испытаний инструмента для резки боковых стволов, разработанных в ДООО «Башнипинефть» [Текст]. // Сборник научных трудов ДООО «Башнипинефть». - Уфа: изд. Башнипинефть, 2003. — С. 76-84.

27. Морозов, Ю.Т., Зарипов Р.Р. «Устройство для искривления скважины» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/244/2444604.html> .

28. Мухаметшин, А.А. Разработка отклонителей для забурирования боковых стволов без установки цементных мостов[Текст] / А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров // Нефть Татарстана. - 2001. - № 3. - С. 36-38.

29. Мухаметшин, А.А. Сравнительный анализ применения отклонителей различных конструкций для забурирования боковых стволов в Азнакаевском УПНП и КРС[Текст] / А.А. Мухаметшин, А.Г. Зайнуллин, Ф.И. Юсупов, М.Т. Хисматов // Нефтепромысловое дело. — 2003. - № 5. — С. 26-27.

30. Мухаметшин, А.А., Ахмадишин Ф.Ф., Илалов Р.Х. и др. Испытания извлекаемого отклонителя для строительства многозабойных скважин [Текст]. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ВНИИОЭНГ, 2009. - с. 222-229.
31. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства безклиново-гозабурирования дополнительных стволов скважин с искусственных забоев [Текст] / В.В. Нескоромных - М.: МГП «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.
32. Нескоромных, В.В. Совершенствования технологии забурирования дополнительных стволов скважин в твердых и очень твердых горных породах отклонителями непрерывного действия [Текст] / В.В. Нескоромных, А.Д. Елисеев, А.В. Гринчук, А.А. Надеяев// Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – Иркутск: Изд-во ИГТУ, 2009. - № 1 (34). С. 154 – 159.
33. Никоненко И.С., Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система. – М.:ОАО "Издательство Недра", 2008. – 343 стр.
34. Оганов, А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин [Текст] / А.С. Оганов, А.С. Повалихин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1994. - №3. – С. 43-48.
35. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- М.: ФГУП "НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2004.- 312 с.
36. Повалихин, А.С. Вопросы забурирования бокового ствола скважины с цементного моста забойным двигателем-отклонителем[Текст] / А.С. Повалихин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2007. – № 10. – С. 8 – 10.
37. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ-08-124-03) [Текст]. - М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Ростехнадзора России», 2013 г.

38. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: Недра, 1971.- 66 с.
39. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн [Текст] /Калинин А.Г., Солодкий К.М., Никитин Б.А., Повалихин А.С. - М.: Недра,2019. – 354 с.
40. Разуваев О.Р. Классификация методов интенсификации притока и повышения качества вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири // Студенческий: электрон.научн. журн. 2019. № 41(85). URL: <https://sibac.info/journal/student/85/162539> (дата обращения: 31.01.2020).
41. Разуваев О.Р. Особенности и условия повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов на Комсомольском месторождении // Студенческий: электрон.научн. журн. 2020. № 3(89). URL: <https://sibac.info/journal/student/89/168487> (дата обращения: 31.01.2020).
42. Разуваев О.Р. Технология первичного вскрытия пластов на Комсомольском месторождении // Студенческий: электрон.научн. журн. 2019. № 41(85). URL: <https://sibac.info/journal/student/85/162531> (дата обращения: 31.01.2020).
43. Разуваев О.Р. Характеристика Западно-сибирского нефтегазоносного бассейна // Студенческий: электрон.научн. журн. 2019. № 41(85). URL: <https://sibac.info/journal/student/85/162515> (дата обращения: 31.01.2020).
44. РД 39-0148052-550-88. Инструкция по забурированию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины [Текст]. - М.: ВНИИБТ, 1986.
45. Руководство по исследованию скважин/ А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.:Наука, 1995.
46. Самигуллин, В.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забурирования боковых стволов за один рейс [Текст]. / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 4. - С. 25-27.
47. Скоробогатов В.А. Юрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: запасы, ресурсы, будущее / В.А. Скоробогатов, Н.Ю. Юферова, Л.В.

Строганов // Материалы научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Ч. 1. – Тюмень, 2004. – С. 98–120.

48. Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов.-М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2011. – 204 с.: ил.

49. СТП 119-2005 Порядок зарезки и бурения наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [Текст]. – Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2005. – 85 с.

50. Тихонов, О.В. Оборудование и инструмент для зарезки боковых стволов [Текст]. / О.В. Тихонов, М. Рыбальченко // Технология ТЭК. - 2006. - № 3. - С. 46-47.

51. Тряпичкин, М.А. Технологические приемы забуривания дополнительных направлений с искусственных забоев в необсаженных стволах скважин [Текст] / М.А. Тряпичкин// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2015. – Т.2. – С. 372 – 374.

52. Хайн, Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. Пер. с англ. [Текст] / Н.Дж. Хайн. - М., ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. - 752 с.

53. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие / Р.С. Хисамов. - Казань: Изд-во «Фэн» академии наук РТ, 2013, - 310 с.

54. Хисамов, Р.Х. Реанимация старого фонда скважин Ромашкинского месторождения путем зарезки боковых стволов и боковых горизонтальных скважин [Текст] / Р.Х. Хисамов; Р.Р. Ибатуллин; И.Н. Хакимзянов; Р.Т. Фазлыев; В.Н. Петров // HIGHTECHWELLRUSSIA Высокотехнологичные скважины, 2003.

55. Хисматов, Р.И. Особенности разработки пластов АС 4-8 Федоровского месторождения [Текст] // Сер. Геология, разведка и разработка нефтегазовых месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 2015. - № 10. - С. 26-33.

56. Чернышов, С.Е. Обоснование профиля дополнительного ствола скважины при строительстве в осложнённых условиях [Текст] / С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008., - Л'« 8. - С. 45-48.

57. Чернышов, С.Е. Особенности технологии бурения наклонно-направленных скважин с условно горизонтальным участком на территории Верхнекамского месторождения калийных солей [Текст] / С.Е. Чернышов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XI международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2007. - С. 451-452.

58. Чернышов, С.Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин [Текст] / С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина // Проблемы геологии и освоения недр: труды XII международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2008. - С. 524-525.

59. Чернышов, С.Е. Совершенствование технологии вскрытия 99 продуктивных пластов на депрессии [Текст] / Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, Т.И. Соболева, С.Е. Чернышов, А.П. Предеин // Научные исследования и инновации: научный журнал 2008. - Т.2, № 4. - С. 89-92.

60. Юсупов, И.Г. Восстановление бездействующих скважин резкой вторых стволов в ОАО «Татнефть» [Текст]. / И.Г. Юсупов, Р.Г. Габдуллин, М.Ф. Асадуллин // Нефтяное хозяйство. — 2001. - №2. - С. 53-56.