

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Табатабаи Моради Сейед Шахаб

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ
НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Николаев Николай Иванович

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| ГЛАВА 1 ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР | 9 |
| 1.1 Понятие высоких давлений и температур при строительстве скважин..... | 9 |
| 1.2 Современное состояние крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур..... | 12 |
| 1.3 Устойчивость горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин..... | 22 |
| Выводы по главе 1..... | 25 |
| ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ | 28 |
| 2.1 Основные свойства тампонажного раствора и камня, методы их исследования..... | 28 |
| 2.2 Подход к определению оптимального тампонажного состава с помощью гранулометрических исследований..... | 31 |
| 2.3 Методика исследования седиментационной устойчивости тампонажного раствора..... | 34 |
| 2.4 Методика исследования прочностных характеристик цементного камня..... | 36 |
| 2.5 Основные свойства буферной жидкости и методы их исследования..... | 37 |
| 2.6 Методика исследования устойчивости горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин..... | 39 |
| 2.7 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований..... | 44 |
| Выводы по главе 2..... | 49 |
| ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН | 51 |
| 3.1 Гранулометрические исследования по определению оптимального тампонажного состава..... | 51 |

| | |
|---|------------|
| 3.2 Исследование седиментационной устойчивости тампонажного раствора..... | 53 |
| 3.3 Исследование реологических свойств тампонажного раствора..... | 61 |
| 3.4 Исследование физико-механических характеристик цементного камня..... | 63 |
| 3.5 Исследование свойств буферной жидкости..... | 71 |
| Выводы по главе 3..... | 81 |
| ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА КОНТУРЕ СТВОЛА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН..... | 82 |
| Выводы по главе 4..... | 89 |
| ГЛАВА 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ..... | 91 |
| 5.1 Экономическая оценка разработанного тампонажного состава..... | 91 |
| 5.2 Экономическая оценка разработанной буферной жидкости..... | 94 |
| Выводы по главе 5..... | 96 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 98 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 100 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования:

За последние годы добыча углеводородов из крупных месторождений нефти и газа заметно снижается. Одновременно ухудшаются коллекторские свойства продуктивных пластов. В связи с этим увеличивается объем работ по эксплуатации более сложных месторождений и мало продуктивных пластов, а также повышению эффективности их разработки с целью сохранения уровня добычи углеводородов.

В настоящее время эффективная разработка нефтегазовых месторождений достигается строительством наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов из пробуренных скважин старого фонда [23, 48, 67], позволяющих увеличить нефтеотдачу пласта, снизить эксплуатационные затраты на инфраструктуру, проводку стволов на нефтеносные пласты, залегающие под соляными куполами, обходить осложненные зоны горных пород, осваивать труднодоступные нефтегазовые месторождения, повысить эффективность извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки и т.д. [13, 44, 53, 57].

По оценкам специалистов, капитальные вложения в строительство наклонно направленных и горизонтальных скважин в мире могут возрасти до 10.3 млрд долларов в 2021 году. Однако, в большинстве случаев строительство указанных скважин связано с многими проблемами в техническом и технологическом плане. Около 25% нефтяных и газовых скважин имеют межпластовые перетоки пластового флюида, что обусловлено некачественным цементированием [11, 34, 86].

Важным направлением обеспечения качественного крепления наклонно направленных скважин является разработка составов буферных и тампонажных жидкостей, повышающих степень очистки ствола скважины от глинистой корки и герметичность затрубного пространства. В этом направлении выполнен большой объем исследований такими учеными как Агзамов Ф.А., Вахрамеев И.И., Гринько

Ю.В., Булатов А.И., Рябова Л.И., Крысин Н.И., Кривошей А.В., Ахмадеев Р.Г., Белоусов Г.А., Николаев Н.И., Живаева В.В., Мищенко Р.Н., Данюшевский В.С., Крылов В.И., Мелехин А.А., Shadravan A., Krakowiak K., Mangadlo J.D., Choolaei M., Appah D., Velayati A., Ulm F.J., Pang X., Carman P., Theron V.E. и др. Однако в их работах уделялось мало внимания исследованию влияния повышенных температур и давлений на свойства растворов.

В связи с истощением существующих легко доступных месторождений, все больше работ, связанных со строительством наклонно направленных скважин, приходится проводить в условиях высоких давлений и температур. В связи с этим, разработка составов технологических жидкостей (буферных и тампонажных растворов), удовлетворяющих требованиям крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур представляется весьма актуальной задачей.

Цель работы – Повышение качества крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Идея работы состоит в разработке составов технологических жидкостей, обеспечивающих повышение седиментационной устойчивости цементного раствора, прочности цементного камня и его адгезии к горным породам и обсадным трубам.

Задачи исследования:

1. Анализ современной технологии крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, а также применяемых материалов и реагентов в составе технологических жидкостей.

2. Исследование гранулометрических составов цемента и предполагаемых реагентов.

3. Исследование структурно-реологических и физико-механических свойств тампонажного раствора и цементного камня и их изменения в условиях высоких давлений и температур и разработка составов тампонажных смесей для применения в этих условиях.

4. Исследование свойств буферных жидкостей и разработка их составов для условий высоких давлений и температур.

5. Анализ устойчивости горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

6. Проведение экономической оценки предложенных разработок.

Научная новизна работы заключается в установлении механизма повышения моющей способности буферных жидкостей от состава и свойств входящих в них компонентов, а также в установлении зависимости прочностных характеристик цементного камня от плотности упаковки исходной смеси.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в разработке рецептур седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов, а также буферной жидкости с улучшенной моющей способностью для строительства наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур и их использовании в практических и лабораторных работах студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Методология и методы исследования – В работе использовалась комплексная методика исследования, включающая анализ литературных источников, статистический анализ результатов исследований и экспериментальные исследования в соответствии с общепринятыми и вновь разработанными методиками.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный тампонажный состав, содержащий портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100 (65%), утяжелитель гематит (20%), кварцевую пыль (15%) с добавками структурообразователя каолинит (1%), стабилизатора гипан (2,25%), пластификатора лигносульфонат (1%) и оксида магния (2%) позволяет повысить качество крепи наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений (до 4 МПа) и температур (до 170 °С) за счет повышения седиментационной устойчивости цементного раствора и прочностных характеристик цементного камня (на 30-40%).

2. Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан (8%) и гематит (33%) с добавками поверхностно-активного вещества ОП-10 (0,5%) и кварцевого песка (5%) позволяет повысить степень очистки

поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора (на 10-15%), и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Достоверность научных положений и выводов подтверждается современным уровнем теоретических и большим количеством лабораторных исследований, достаточной сходимостью их результатов, воспроизводимостью полученных данных и апробацией полученных результатов на международных и всероссийских конференциях.

Апробация работы:

Основные положения и результаты теоретических и экспериментальных исследований диссертационной работы докладывались и обсуждались на SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (г. Москва, 2014 г.); SPE Russian petroleum technology conference (г. Москва, 2015 г.); Международной геолого-геофизической конференции и выставке EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр» (г. Санкт Петербург, 2016 г.); 4th EAGE International conference GeoBaikal 2016: From East Siberia to the Pacific – Geology, Exploration and Development (г. Irkutsk, 2016); Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт Петербург, 2016 г.); Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» (г. Санкт Петербург, 2017 г.); 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Student Program (г. Париж, 2017 г.) и II Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт Петербург, 2017 г.).

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 23 печатных работы, в том числе 4 статьи в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки Российской Федерации, 7 в изданиях, индексируемых международной научной базой цитирования SCOPUS.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение и список литературы из 117 наименований. Материал диссертации изложен на 114 страницах, содержит 31 таблицу, 61 рисунок.

ГЛАВА 1 ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР

1.1 Понятие высоких давлений и температур при строительстве скважин

Поиск, разведка и разработка месторождений с условиями высоких давлений и температур (НРНТ) ведутся по нескольким причинам. Во-первых, существующие и легкодоступные месторождения истощаются. Во-вторых, высокое пластовое давление на данных месторождениях свидетельствует об относительно большом объеме углеводородов по сравнению с месторождениями с обычным давлением. Поэтому такие месторождения являются экономически привлекательными, несмотря на технологические и технические трудности, которые возникают при бурении и строительстве скважин [54].

Риски, связанные со строительством скважин в данных условиях, растут по мере повышения забойных давлений и температур. В условиях НРНТ технические осложнения возникают в течение всего срока строительства и эксплуатации скважин. Однако, несмотря на серьезность этих осложнений, число скважин на месторождениях с условиями НРНТ постоянно растёт во многих регионах мира (рисунок 1.1) [80].

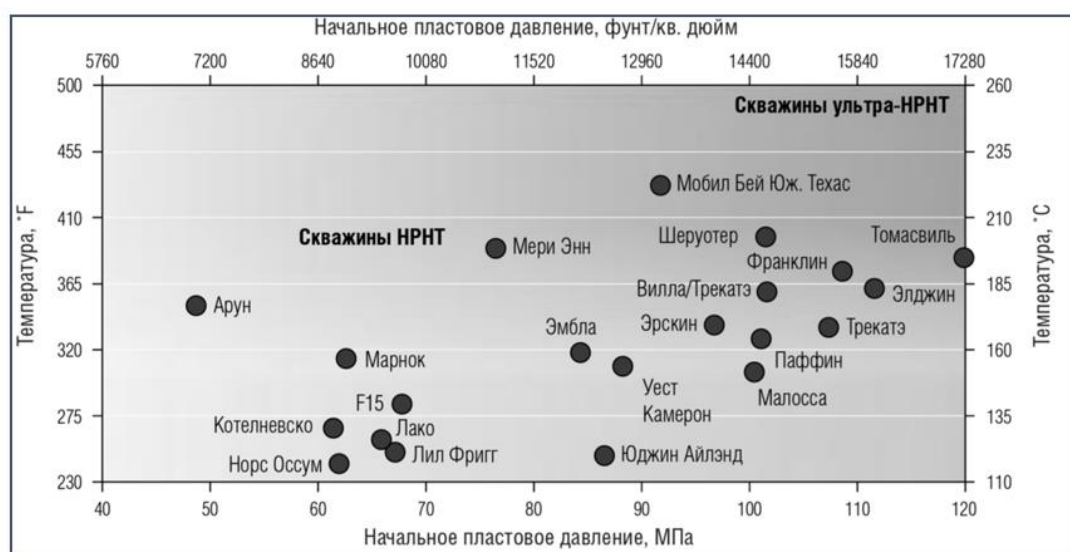


Рисунок 1.1 – Скважины с условиями НРНТ

Основы строительства, мониторинга и эксплуатации скважин в условиях НРНТ, по сути, не отличаются от скважин, вскрывающих пласты с обычными давлениями и температурами. Однако в данных условиях ограничивается диапазон возможных технологий и материалов, пригодных для освоения подобных месторождений. Возникшие проблемы, связанные с условиями НРНТ, решаются разработкой современных видов материалов, оборудования, и химических продуктов [70].

В нефтегазовой промышленности уже много лет были попытки дать характеристику условий высоких давлений и температур, тем не менее, в настоящее время не существует общепринятых стандартов, определяющих условия НРНТ. В таблице 1.1 записаны определения условий НРНТ в нормативных документах крупнейших нефтегазовых компаний.

Таблица 1.1 – Критерии определения условий высоких давлений и температур

| Компания | Критерии определения* |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Американский институт нефти (API) | $P > 100$ МПа или $T > 177$ °С |
| HALLIBURTON | $P > 206$ МПа или $T > 205$ °С |
| BAKERHUGHES | $T > 150$ °С и $h > 7620$ м |
| Weatherford | $P > 86$ МПа или $T > 205$ °С |
| RWE DEA | $P > 69$ МПа или $T > 140$ °С |

* P – давление, T – температура, h – глубина бурения

По нормативным документам компании Шлюмберже (Schlumberger) скважины с условиями НРНТ разделяются на три основные категории (рисунок 1.2) [80].

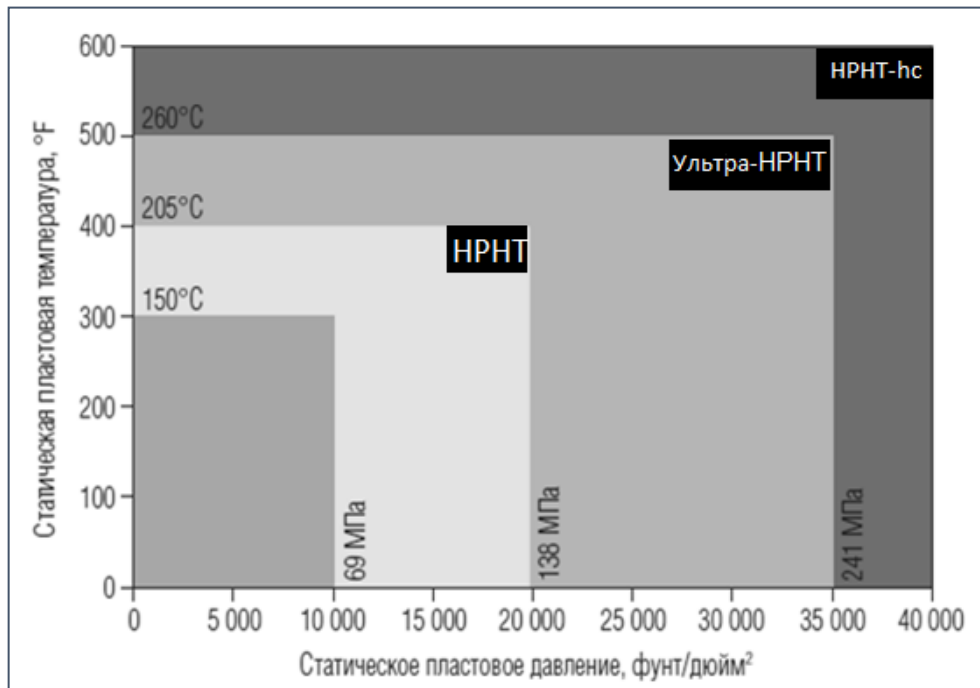


Рисунок 1.2 – Классификация условия НРНТ

По данной классификации, категория скважин НРНТ относится к скважинам с температурой выше 150 °С или давлением выше 69 МПа (10000 фунт/дюйм²) на забое. Нужно отметить, что эта классификация применяется не только для скважин, удовлетворяющих существующим критериям и по давлению, и по температуре одновременно. Даже если только один из этих параметров попадает в пределы одной из указанных категорий НРНТ, скважина классифицируется как принадлежащая к этой категории. Более сложные условия существуют при одновременном повышении давления и температуры. Такие условия наблюдаются в Анголе, Йемене, США и в Северном море, где забойная температура скважины может превышать 177 °С [80].

Количество проектов на месторождениях с условиями НРНТ постоянно увеличивается. Основные месторождения с условиями НРНТ находятся в США, Северном море, Норвежском море, Тайланде и Индонезии [50].

Условия НРНТ относятся к одним из многих обстоятельств, в которых осуществляется строительство наклонно направленных скважин. Проблема некачественного крепления скважин может усугубляться из-за технических и технологических сложностей, связанных с негативным воздействием высоких температур и давлений [25, 52].

1.2 Современное состояние крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур

Истощение крупных месторождений углеводородов и ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов приводят к увеличению объема работ по добыче более сложных месторождений. При этом важнейшую роль играет их эффективная разработка для достижения максимального уровня добычи углеводородов [23, 48, 67].

Под наклонно направленным бурением понимается сооружение скважины с отклонением от вертикали по заданному направлению. В настоящее время способ наклонно направленного бурения широко применяется в мире при эксплуатации нефтегазовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. К основным преимуществам наклонно направленного бурения перед вертикальным относятся следующие [13, 44]:

- увеличение продуктивности скважины в результате повышения площади контакта с пластом;
- повышение эффективности закачки агентов в пласт;
- продление периода безводной эксплуатации;
- освоение труднодоступных нефтегазовых месторождений;
- снижение эксплуатационных затрат на инфраструктуру;
- возможность разработки пластов с низкими коллекторскими свойствами и с нефтью высокой вязкости;
- повышение эффективности добычи углеводородов на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки;
- улучшение технологии подземных хранилищ газа;
- возможность обхода осложненных зон горных пород и аварийных участков ствола скважины.

Способ наклонно направленного бурения первоначально использовался на шельфе, при разведке труднодоступных месторождений углеводородов, бурении в карбонатных коллекторах с вертикальной трещиноватостью, залежах на поздней

стадии разработки, залежах высоковязкой нефти и низкопроницаемых коллекторах малой мощности.

В большинстве случаев применение наклонно направленного бурения связано с многими проблемами в техническом и технологическом плане. Данные проблемы в основном связаны со следующими факторами [44]:

- неустойчивостью ствола скважины;
- неправильным управлением эквивалентной циркуляционной плотностью (ЭЦП) бурового и тампонажного раствора;
- ошибками в проектировании буровых работ;
- параметрами бурения;
- неправильным выбором долота;
- некачественным цементированием обсадных колонн;
- низкой степенью очистки ствола скважины от остатков бурового раствора.

Качественное цементирование наклонно направленных скважин является важной и трудно решаемой задачей. Следующие основные факторы могут влиять на качество цементирования нефтяных и газовых скважин [8, 57]:

- основные свойства тампонажного раствора (седиментационная устойчивость, время загустевания, реологические свойства, сроки схватывания, водоотделение и т.д.);
- совместимость буровых и тампонажных растворов с буферной жидкостью;
- объем цемента и время его контакта со стенкой скважины;
- центрирование колонны;
- температура;
- давление и его перепады;
- качество и объем буферной жидкости.

Неудачи при проведении качественного цементирования могут привести к осложнениям в период эксплуатации скважин и стать причиной прорыва вод из соседних пластов; подтягивания подошвенной воды к перфорационным отверстиям; прорыва газа из соседних пластов и газовой шапки к

перфорационным отверстиям; потери нефти и газа за счет их перетока в пласты с низкими пластовыми давлениями; заколонных водоперетоков в непродуктивной части разреза; грифонообразований; загрязнения недр и окружающей среды [20, 21, 24, 37, 39, 57, 60].

Для цементирования наклонно направленных скважин применяются седиментационно устойчивые тампонажные растворы. Седиментационная устойчивость дисперсной системы определяется разностью плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды [61].

По формуле Стокса можно найти скорость осаждения твердой фазы:

$$v = \frac{2gr^2(\rho_c - \rho_\phi)}{9\mu} \quad (1.1)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; r – радиус твердой фазы, м; ρ_c – плотность дисперсионной среды, кг/м³; ρ_ϕ – плотность дисперсной фазы, кг/м³; μ – вязкость дисперсионной системы, кг/м.с [61].

Из формулы 1.1 следует, что скорость осаждения твердой фазы прямо пропорциональна разности плотностей фаз и квадрату радиуса твердой фазы, и обратно пропорциональна вязкости дисперсионной среды. Очевидно, что радиус твердой фазы оказывает гораздо более сильное влияние, чем остальные факторы.

С целью обеспечения седиментационной устойчивости тампонажных растворов применяются стерический, вытеснительный и электростатический механизмы стабилизации. При стерическом и вытеснительном методах стабилизации применяются полимеры, которые способствует формированию адсорбционных оболочек на поверхности твердых фаз, в результате чего общая плотность системы снижается. Ввод полимеров также приводит к повышению вязкости системы, а следовательно, снижению скорости оседания твердых фаз [53].

В таблице 1.2 представлена классификация тампонажных растворов по различным признакам [7].

Таблица 1.2 – Классификация тампонажных растворов

| По вещественному составу | | | | | | |
|---|---|---------------------------------------|--|-------------------------------------|---|---|
| Без добавок | | | | С добавками | | |
| По температуре применения (°С) | | | | | | |
| Ниже 15 °С низкие температуры | 15 до 50 °С нормальные температуры | 50 до 100 °С умеренные температуры | 100 до 150 °С повышенные температуры | 150 до 250°С высокие температуры | Выше 250 °С сверхвысокие температуры | Циклически меняющиеся температуры |
| По плотности (кг/м³) | | | | | | |
| Ниже 1400 (легкие) | 1400-1650 (облегченные) | 1650-1950 (нормальные) | 1950-2300 (утяжеленные) | Выше 2300 (тяжелые) | | |
| По устойчивости цементного камня к воздействию агрессивных пластовых вод | | | | | | |
| Устойчивые к хлоркальциево- натриевым водам | Устойчивые к сульфатным и хлоркальциево- натриевым водам | | Устойчивые к полиминеральным водам | | Устойчивые к магнезиальным водам | |

Кроме растворов, указанных в таблице 1.2, на практике применяются быстросхватывающиеся тампонажные составы для борьбы с поглощением растворов, тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с солями, аэрированные тампонажные растворы, тампонажные растворы на нефтяной основе, органоминеральные композиции и др. [7, 12].

Неэффективное вытеснение бурового раствора из заколонного пространства может привести к низкой степени сцепления цемента со сталью и горной породой, в результате чего качество цементирования снижается.

С целью повышения качества цементирования обсадных колонн используются буферные жидкости, которые закачиваются в скважину перед тампонажным раствором с целью разделения двух растворов разнородных по физико-химическим свойствам. Отсутствие буферных жидкостей может привести к коагуляции бурового и тампонажного раствора в зоне их смешения, в результате чего снижается степень вытеснения бурового раствора. Кроме того, смешение бурового и тампонажного растворов приводит к потере подвижности

тампонажного раствора и его недоподъему до проектной высоты (рисунок 1.3) [17, 44].

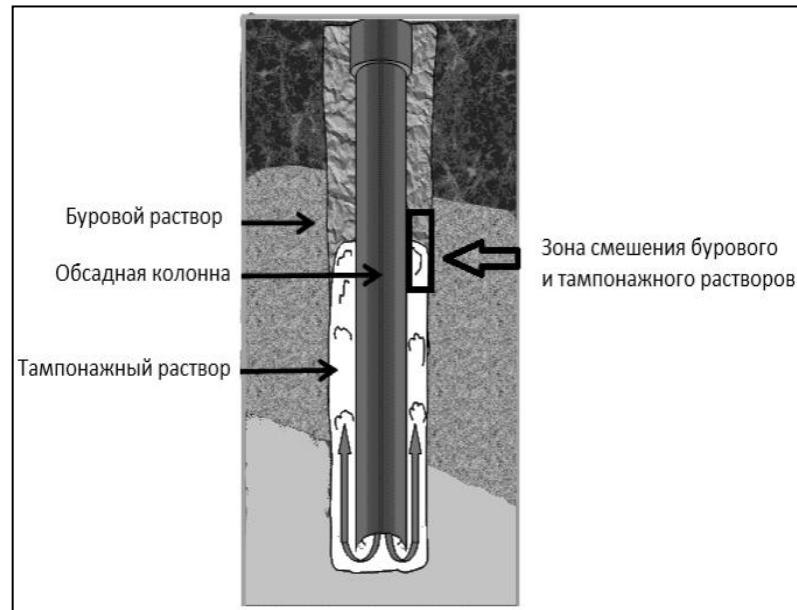


Рисунок 1.3 – Зона смешения бурового и тампонажного растворов при отсутствии буферной жидкости

Основная функция буферной жидкости – максимальное вытеснение остатков бурового раствора из заколонного пространства и удаление глинистой корки с поверхности горных пород. Использование буферной жидкости, эффективно удаляющей глинистую корку, является одним из важнейших элементов, повышающих качество крепления скважин. Если на поверхности обсадных колонн и/или на стенке скважины останется даже тонкий слой бурового раствора, то адгезия цементного камня с породой и трубами будет существенно снижена [4, 55].

Кроме разделения бурового и тампонажного растворов, буферные жидкости также выполняют другие важнейшие функции, в том числе [4, 46, 61]:

- разрушение глинистых корок, формирующих на стенках скважины;
- очистка поверхности ствола скважины и обсадных колонн от остатков бурового раствора для повышения степени сцепления цементного камня с контактирующими поверхностями;
- перевод поверхности обсадной колонны и пласта в гидрофильное состояние для лучшего их сцепления с цементом.

Моющая способность буферных жидкостей определяется степенью очистки поверхности обсадных колонн от остатков бурового раствора и удаления глинистой корки с поверхности горных пород.

К основным факторам, определяющим эффективность применения буферной жидкости, относятся следующие:

- стабильность реологических свойств буферной жидкости при требуемых термобарических условиях;
- совместимость буферной жидкости с буровым и тампонажным растворами;
- время контакта и скорость закачки буферной жидкости;
- объем применяемой буферной жидкости, необходимый для обеспечения эффективного разделения бурового и тампонажного раствора.

Буферные жидкости классифицируются по физическим свойствам (вязкоупругие, вязкие), составу (однофазные, двухфазные, трёхфазные), плотности, воздействию на стенки скважины (абразивные, неабразивные), основе буферной жидкости (водной, нефтяной и т.д.), устойчивости к температурному воздействию и т.д. На рисунке 1.4 приведена классификация буферных жидкостей, в наибольшей степени используемых в практике крепления скважин [61].



Рисунок 1.4 – Классификация буферных жидкостей

В качестве буферных жидкостей чаще всего используются вода, нефтепродукты и водные растворы химических реагентов (гипан, КМЦ, ССБ, соли и др.) [61].

Вода применяется, когда геологический разрез скважины представлен устойчивыми породами. Авторы работы [29] отмечают, что вода способна выполнять основные функции буферной жидкости, но имеет низкую моющую способность, особенно при ее насыщении глинистой фазой. С целью повышения данной способности в ряде случаев в воде растворяют поверхностно-активные вещества (ПАВ).

В работах [4] и [68] даются характеристики низковязких буферных жидкостей, динамическая вязкость которых не превышает 0,01 Па.с, а плотность – 1100 кг/м³. Авторы [68] указывают, что при высокой кавернозности ствола и больших углах наклона, наиболее эффективными являются низковязкие буферные жидкости, обладающие высокой моющей способностью. Однако, низкая плотность и неудовлетворительные реологические свойства указанных буферных жидкостей ограничивают их применение, особенно при разделении утяжеленных буровых и тампонажных растворов.

В зонах с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) или с осложненными интервалами в виде обвалов пород используют утяжеленные буферные жидкости [35], примером которых служат водные растворы солей (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Плотность водных растворов солей

| Водный раствор соли | Плотность не более, кг/м ³ |
|---|---------------------------------------|
| NaCl | 1200 |
| CaCl ₂ | 1400 |
| ZnCl ₂ | 1570 |
| FeCl ₃ | 1550 |
| Fe ₂ (SO ₄) ₃ | 1610 |

В качестве утяжеленных буферных жидкостей также можно использовать композиции на полимерной основе, рекомендуемые для температурных условий в скважине до 200 °С.

Авторы [99] разработали состав утяжеленной буферной жидкости для цементирования скважин в условиях высоких забойных давлений и температур. Разработанный состав характеризуется удовлетворительными реологическими свойствами и высокой степенью совместимости с тампонажным и буровым растворами. Однако, при температурах выше 150 °С теряется седиментационная устойчивость буферной жидкости.

С целью повышения моющей способности высоковязких и высокоплотных утяжеленных буферных систем применяются эрозионные буферные жидкости, которые улучшают очистку поверхности горных пород от глинистой корки и турбулизацию потока при низких скоростях движения. Абразивные частицы являются центрами турбулизации в воде. Во время применения эрозионных буферных жидкостей важное значение имеет изучение седиментационной устойчивости системы [35, 49].

Вид буферной жидкости выбирается на основе проведения лабораторных исследований, к основным из которых относятся следующие:

- исследование совместимости буферной жидкости с буровым и тампонажным растворами;
- исследование реологических свойств буферной жидкости при нормальных и повышенных температурах;
- измерение показателей фильтрации буферной жидкости;
- исследование моющих свойств буферных жидкостей по отношению к остаткам бурового раствора в затрубном пространстве.

Сравнительные результаты данных исследований используются для выбора правильного вида буферной жидкости, которая должна [29]:

- иметь вязкостные свойства, превышающие аналогичные параметры бурового раствора;

- иметь плотность, занимающую промежуточное значение между разделяемыми растворами;
- сохранять физико-химические свойства при высоких температурах и давлениях;
- быть седиментационно устойчивой;
- иметь минимальное воздействие на устойчивость пород и коллекторские свойства продуктивных пластов;
- обеспечивать технологичность и экологичность;
- иметь химическую инертность.

Многочисленные российские и зарубежные ученые изучили основные свойства тампонажных растворов, предназначенных для цементирования наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Авторы работы [18] исследовали основные свойства пластифицированного и стабилизированного тампонажного раствора, предназначенного для цементирования наклонно направленных и горизонтальных участков ствола скважины. Разработанный состав включает в себя цемент марки ПЦТ Д20, полые стеклянные микросферы, сульфатцелл и суперпластификатор С-3. В качестве жидкости затворения использован раствор хлористого натрия плотностью 1070 кг/м³. К основным свойствам разработанного тампонажного состава относятся низкие значения водоотдачи и плотности цементного раствора, что позволяют применять его в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД).

В работе [43] рассмотрен вопрос качественного крепления горизонтальных и пологих скважин. Авторы отмечают, что в процессе цементирования горизонтальных скважин применяются седиментационно устойчивые тампонажные растворы с целью исключения осаждения твердых фаз на нижнюю стенку ствола и образования водяных каналов у верхней стенки. Седиментационно устойчивые тампонажные растворы разработаны с применением полимерных регентов Сульфатцелл С, Rhodopol 23p, Tylose ЕНМ и реагента Крепъ-1 в качестве добавки к рецептурам на основе Сульфатцелл С. К основным недостаткам реагентов Rhodopol 23p и Tylose ЕНМ относятся их

дефицит и высокая стоимость. Кроме того, растворы на основе Rhodopol 23p имеют высокую водоотдачу, достигающую $425 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$ при $V/C = 0,5$.

Авторы работы [116] рассматривают проблемы цементирования наклонно направленных и горизонтальных скважин, пробуренных с целью добычи сланцевого газа. С целью повышения качества крепления указанных скважин авторами предполагается применять следующий состав тампонажного раствора: цемент класса G, кварцевый песок, понизитель водоотдачи DRF, замедлитель схватывания DRH, полимерная добавка Латекс, стабилизатор DRK, пеногаситель DRX и диспергирующая добавка DRS. Разработанный тампонажный раствор, плотностью 1.92 г/см^3 , характеризуется повышенной прочностью на сжатие и сниженным модулем Юнга. Производственное применение разработанного состава в 12 горизонтальных скважинах показывает повышение качества цементирования до 92%.

В работе [98] дается общая характеристика крепления наклонно направленных и горизонтальных скважин. Авторы отмечают, что главной задачей при разработке тампонажного раствора для цементирования наклонно направленных скважин является обеспечение нулевого водоотделения. В составе разработанного тампонажного раствора включаются цемент класса G, пластификатор, понизитель трения, пеногаситель, диспергирующая добавка, понизитель водоотдачи и структурообразователь. По результатам сравнения разработанного состава с используемым цементом на двух нефтяных месторождения Ирана, авторы сделали вывод о более эффективной работе разработанного цемента.

Хотя разработанные тампонажные составы в работах [18, 43, 98, 116] удовлетворяют основным требованиям цементирования наклонно направленных и горизонтальных скважин, однако в них уделялось мало внимания исследованию влияния повышенных температур и давлений на свойства тампонажного раствора и цементного камня.

Некачественное цементирование обсадных колонн может стать причиной затрубных проявлений флюидов и их межпластовых перетоков. Данные проблемы

усиливаются при креплении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Для решения указанных проблем многими авторами [9, 30, 42, 45] предполагается использовать расширяющиеся тампонажные составы, которые позволяют повысить герметичность заколонного пространства за счет компенсации усадки цементного камня и формирования напряженного его контакта с контактирующими поверхностями.

Однако нужно отметить, что с повышением концентрации расширяющейся добавки снижаются прочностные характеристики цементного камня, которые являются основным свойством тампонажного материала при строительстве скважин в условиях высоких давлений и температур. Кроме этого, расширение цементного камня в значительной степени зависит от температурного фактора. Данные недостатки ограничивают применение расширяющихся тампонажных составов в условиях повышенных давлений и температур [58].

1.3 Устойчивость горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин

При строительстве наклонно направленных скважин возникают многие проблемы связаны с неустойчивостью горных пород и цементного камня при длительном периоде эксплуатации [40].

Многими российскими и зарубежными авторами [22, 26, 72, 74, 76, 112] разработаны математические модели для анализа устойчивости ствола наклонно направленных скважин при их бурении и вытеснении бурового раствора из заколонного пространства. Однако, указанные работы не посвящены устойчивости цементного камня.

В работах [81, 93, 113] исследована устойчивость цементного камня под воздействием внешних нагрузок в период эксплуатации скважин, но мало изучено влияние повышенных температур и давлений на целостность цементного камня.

Нарушение устойчивости ствола скважин может стать причиной прихватов бурильного инструмента, смятия бурильных и обсадных колонн, а в ряде случаев

потери ствола скважины [19]. В связи с этим, изучение устойчивости скважины является достаточно важной задачей.

На устойчивость стенок скважины влияет ряд факторов, к основным из которых относятся следующие [40]:

- параметры траектории скважины (зенитный угол, азимутный угол и глубина), особенно при бурении наклонно направленных скважин;
- плотность бурового раствора;
- механические свойства горных пород;
- режим напряжений региона;
- температура;
- давление.

Физико-механические свойства горных пород, к основным из которых относятся модуль деформации, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, внутренний угол трения и когезионная прочность, оцениваются лабораторными или полевыми исследованиями. Лабораторные исследования являются более дешевыми и обеспечивают провести больше количество экспериментов. Наиболее достоверная характеристика горных пород обеспечивается сочетанием лабораторных и полевых исследований.

Устойчивость скважины также зависит от естественного режима напряжений региона. В зависимости от отношения вертикального, максимального горизонтального и минимального горизонтального напряжений в регионе разделяют 3 основных режима сброса (рисунок 1.5) [101].

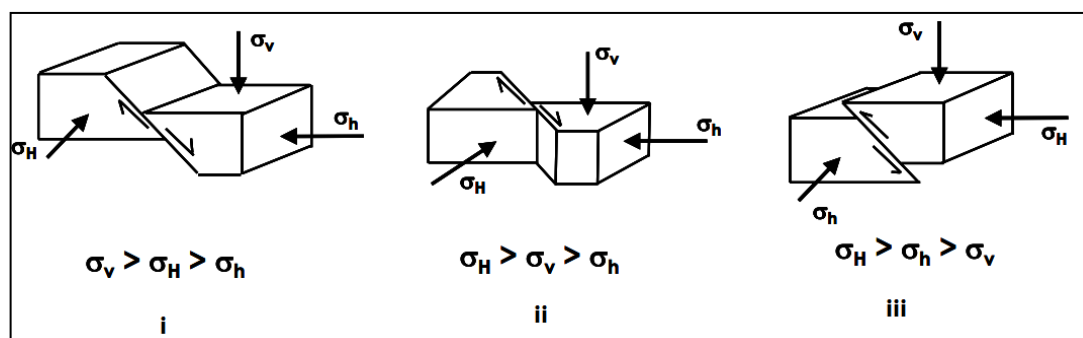


Рисунок 1.5 – Естественные режимы напряжений

Многими учеными разработаны геомеханические модели для оценки устойчивости стенок скважины. Данные модели способны повышать эффективность строительства скважин за счет решения задач, связанных с нахождением оптимальной траектории скважины, оптимальной плотности бурового раствора и буферной жидкости, профилей пластового давления и интервалов неустойчивости [97].

Основными параметрами для построения геомеханических моделей являются механические свойства горных пород, вертикальное напряжение, максимальное и минимальное горизонтальные напряжения, зенитный угол и азимутный угол скважины, глубина скважины, плотность бурового раствора, направление максимального и минимального горизонтальных напряжений и температура [97].

Разработанные модели способны определить устойчивость стенок скважины при разнообразии геологических и технических условий, однако недостаточно исследовано влияние высоких давлений и температур на устойчивость ствола скважины.

Помимо обеспечения устойчивости горных пород на стенке скважины при ее бурении и вытеснении бурового раствора из зколонного пространства, также важное значение имеет изучение продольной устойчивости конструкций скважин. При этом одним из определяющих факторов является качество цементного камня и его устойчивость под воздействием вызванных нагрузок [41].

Цементный камень не всегда способен справляться с задачей обеспечения герметичности и долговечности крепи скважин. Во время эксплуатации скважины воздействуют различные виды нагрузок на ее крепь, оказывающие отрицательное влияние в виде снижения изоляционных и прочностных характеристик цементного камня.

К основным видам нагрузок на крепь скважины относятся динамические воздействия колонны бурильных труб на стенки обсадной колонны и цементный камень за ней, динамические нагрузки, возникающие в обсадной колонне при

проведении перфорационных работ и нагрузки, возникающие в результате термических процессов [1].

При оценке устойчивости цементного камня применяются модели анализа влияния внешних нагрузок, действующих на крепь скважин в период ее эксплуатации.

Выводы по главе 1

Исходя из представленных материалов, можно сделать следующие выводы по первой главе:

1. Наиболее полная и эффективная разработка сложных месторождений и немошных продуктивных пластов достигается строительством наклонно направленных и горизонтальных скважин. В связи с истощением существующих и легко доступных месторождений, все больше работ, связанных с строительством наклонно направленных скважин, приходится проводить в условиях высоких давлений и температур.

2. В настоящее время не решена проблема некачественного цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, в связи с чем, необходима разработка тампонажных составов, удовлетворяющих требованиям данных условий.

3. На качество цементирования скважин значительно влияет эффективное вытеснение бурового раствора из заколонного пространства, которое обеспечивается использованием буферных жидкостей. В большинстве случаев в качестве буферных жидкостей используется вода, обработанная различными видами поверхностно-активных веществ, которая не способна выполнить свои функции при условиях высоких давлений и температур. В связи с этим, необходима разработка буферных жидкостей, удовлетворяющих требованиям данных условий.

4. При разработке тампонажного состава для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур важнейшими

задачами являются обеспечение седиментационной устойчивости тампонажного раствора и высоких прочностных характеристик цементного камня.

5. При строительстве наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур часто возникают проблемы связаны с неустойчивостью горных пород и цементного камня в длительном периоде эксплуатации, что обуславливают необходимость геомеханического анализа устойчивости ствола скважины и разработанного тампонажного материала.

Следовательно, **целью** диссертационной работы является повышение качества крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

Для достижения поставленной цели необходимо решать следующие задачи:

- проанализировать современную технологию крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, а также применяемые материалы и реагенты в составе технологических жидкостей;

- исследовать гранулометрический состав цемента и предполагаемых реагентов;

- исследовать структурно-реологические и физико-механические свойства тампонажного раствора и цементного камня в условиях высоких давлений и температур и разработать составы тампонажных смесей для применения в этих условиях;

- исследовать свойства буферных жидкостей и разработать их составы для условий высоких давлений и температур;

- проанализировать устойчивость горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур;

- провести экономическую оценку предложенных разработок.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что качественное цементирование наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур обеспечивается разработкой седиментационно устойчивых и

высокопрочных тампонажных составов, а также буферных жидкостей с высокими моющими свойствами.

Кроме того, для успешного проведения строительства наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур необходимо проанализировать устойчивость горных пород и разработанного цементного камня геомеханическими моделями.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

2.1 Основные свойства тампонажного раствора и камня, методы их исследования

Экспериментальные исследования проводились в лаборатории буровых и тампонажных растворов кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета.

Цементные образцы были изготовлены в соответствии со стандартами проведения испытаний. Сначала были смешаны сухие компоненты состава (портландцемент тампонажный ПЦТ I-100, кварцевая пыль, кварцевый песок, утяжелитель). Остальные компоненты (структурообразователь, стабилизатор, пластификатор и оксид магния) входили в жидкость затворения. Затем происходило их смешение в лопастном смесителе со скоростью вращения 1500 ± 100 об/мин. в течение 3 мин. Водоцементное отношение (В/Ц) для всех образцов составляло 0,5. Изготовленный тампонажный раствор применялся для лабораторных исследований по определению его основных свойств.

Свойства тампонажного раствора в основном зависят от химико-минерального состава, водоцементного отношения, количества и видов химических добавок, режима перемешивания, температуры, давления и др. [12].

К основным свойствам тампонажного раствора и цементного камня относятся водоцементное отношение, водоотделение, растекаемость, плотность, время загустевания, сроки схватывания, способность расширения, прочность сцепления цемента с металлом, реологические свойства, показатель фильтрации или водоотдача, седиментационная устойчивость, прочностные характеристики, проницаемость и коррозионная устойчивость в агрессивных средах [12]. Данные свойства тампонажных растворов и цементного камня могут быть модифицированы обработкой их различными добавками, которые способны одновременно изменить несколько параметров цементного образца.

Растекаемость определялась в начальный момент после приготовления раствора с помощью конуса АзНИИ путем расчета среднего диаметра расплывшегося тампонажного раствора в двух перпендикулярных направлениях [12].

Плотность тампонажного раствора можно определить с помощью рычажных весов – плотномера ВРП-1. Данный показатель зависит от количества и плотности сухих цементных материалов и жидкости затворения, а также от водоцементного отношения.

Консистенция растворов и время их загустевания определились с помощью прибора КЦ-5.

Испытания по определению сроков схватывания проводились на приборе ВИКА по методике акад. П.А. Ребиндера. Повышение температуры и давления приводит к уменьшению сроков схватывания. Однако температура влияет более существенно по сравнению с давлением, а их совместное воздействие еще эффективнее.

Линейное расширение цементного камня можно определить по методике, предложенной автором работы [36]. На величину линейного расширения цементного камня влияют вид цемента, его химический и минералогический состав, вид и количество расширяющейся добавки, температура и время твердения цементного камня.

Прочность сцепления цементного камня с металлом можно определить следующим образом: тампонажный раствор заливается между внутренней втулкой и внешним кольцом (рисунок 2.1). После затвердевания камня начинаются испытания. На гидромеханическом прессе создается давление на внутреннюю втулку. Сила, выдавливающая образца – это сдвиговое напряжение. Прочность сцепления определяется делением этой силы на площадь соприкосновения цементного камня с внутренней втулкой:

$$\sigma = \frac{P}{S_{\text{сop}}} \quad (2.1)$$

где P – сила, в результате действия которой внутренняя втулка выдавливается из цементного кольца и S_{con} – контактирующая площадь камня с внутренней втулкой.

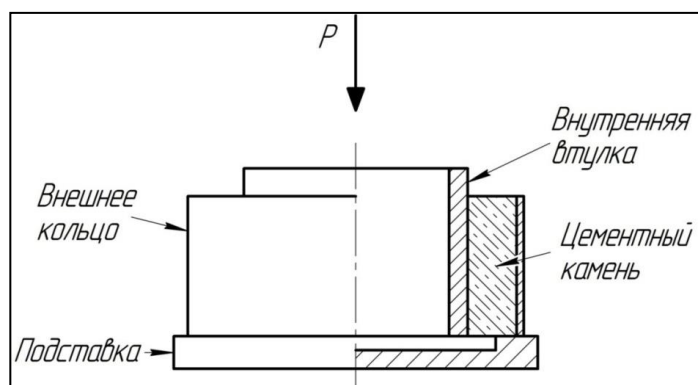


Рисунок 2.1 – Форма для исследования адгезии цементного камня

Испытания по определению показателя фильтрации проводились на приборе FANN НРНТ Фильтр-пресс (рисунок 2.2), с помощью которого можно создавать давление до 14 МПа и температуру до 177°C. При отфильтровывании воды, тампонажный раствор становится вязким, трудно-прокачиваемым и сроки его схватывания ускоряются [8].



Рисунок 2.2 – FANN НРНТ Фильтр-пресс

Реологические свойства тампонажных растворов определены с помощью вискозиметра OFITE модель 1100, который способен создать давление до 17 МПа и температуру до 260 °С. На реологические свойства тампонажного раствора

существенно влияют природа цемента, количество и тип введенных добавок, температура и давление [8].

2.2 Подход к определению оптимального тампонажного состава с помощью гранулометрических исследований

При повышенных температурах и давлениях, прочностные характеристики цементного камня должны быть достаточно высокими, чтобы обеспечить надежность крепления скважины и выдерживания больших нагрузок в период эксплуатации скважины [54, 104].

Гранулометрические исследования применяются уже много лет в строительной промышленности для разработки высокопрочных и эффективных цементных систем [82, 115].

Работы [73, 75, 95, 96] посвящены гранулометрическими исследованиями при разработке тампонажных составов для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Многие свойства тампонажного раствора и цементного камня, в том числе скорость твердения, пористость и прочностные характеристики, определяются не только химическим составом цемента, формой и размерами его кристаллов, наличием тех или иных добавок, но и в значительной степени, гранулометрическим составом порошка [32].

Распределение конечного порошка по размерам частиц является одним из наиболее важных параметров качества цемента и решающим при определении прочностных характеристик цементного камня [38].

Для проектирования оптимального состава на основе цемента и возможных добавок к цементу, необходимо определить их количества, исходя из условия формирования плотноупакованной структуры таких систем с учетом гранулометрии добавок и самого цемента [10].

Плотность упаковки цементной смеси можно определить несколькими математическими теоретическими моделями, к основным из которых относятся модели Туфара (Toufar), Клозе и Борна, Эйма (Aim), Ларрарда (Larrard), линейной

плотной упаковки (LPDM – linear packing density model), Фурнаса (Furnas), Девара (Dewar) и Шуванда (Schwanda).

В настоящее время широко применяется модель Туфара, входными параметрами в которую являются гранулометрический состав, плотность упаковки и массовая фракция каждого компонента смеси (рисунок 2.3) [57].

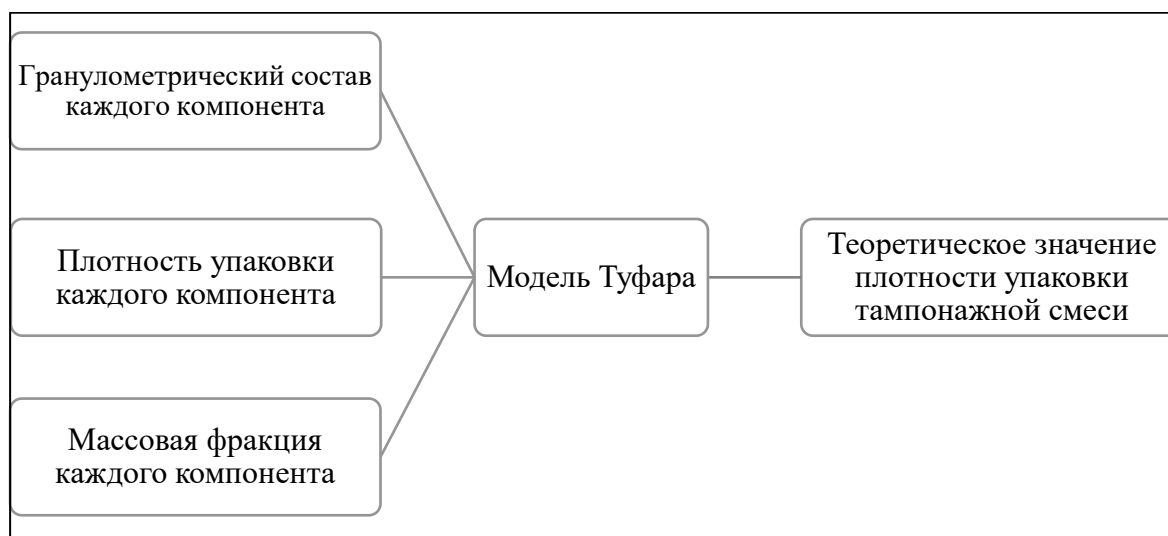


Рисунок 2.3 – Модель Туфара по определению теоретического значения плотности упаковки

Суть данной модели заключается в том, что для бинарных смесей с отношением диаметра $0,22 < d_1/d_2 < 1,0$, мелкие частицы с диаметром d_1 являются слишком большим, чтобы быть расположенными между более крупными частицами с диаметром d_2 (рисунок 2.4). Таким образом, плотность упаковки зависит от отношения диаметров двух классов частиц. Модифицированная модель Туфара может быть использована для оценки плотности упаковки многокомпонентных смесей.

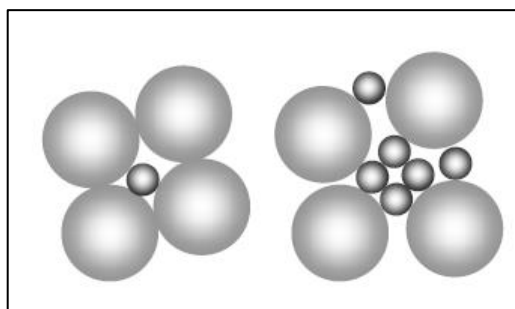


Рисунок 2.4 – Бинарная смесь крупных и мелких частиц

Модель Туфара для бинарной смеси имеет следующую форму [57, 83]:

$$\Phi = \frac{1}{\frac{r_1+r_2}{\phi_1+\phi_2} - r_2 \left(\frac{1}{\phi_2} - 1 \right) k_d k_s} \quad (2.2)$$

где Φ – плотность упаковки тампонажной смеси, r_i – массовая фракция компонента i , ϕ_i – плотность упаковки компонента i , k_d и k_s – параметры связаны с средними размерами частиц. Модель Туфара модифицирована другими учеными для многокомпонентных смесей.

Значения k_d и k_s определяются по следующим формулам:

$$k_d = \frac{d_2 - d_1}{d_2 + d_1} \quad (2.3)$$

$$k_s = 1 - \frac{1+4x}{(1+x)^4} \quad (2.4)$$

$$x = \frac{r_1}{r_2} \frac{\phi_2}{\phi_1(1-\phi_2)} \quad (2.5)$$

где d_1 и d_2 – средний диаметр частиц, исходя из гранулометрического состава каждого компонента. Модель Туфара для многокомпонентной смеси принимает следующий вид [83]:

$$\Phi = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \sum_{i=1}^{j-1} \frac{r_{ij}}{\phi_{ij}}} \quad (2.6)$$

$$\Phi_{ij} = \frac{1}{\frac{\left(\frac{r_{i-j}}{r_{ij}} \right)}{\phi_i} + \frac{\left(\frac{r_{j-i}}{r_{ij}} \right)}{\phi_j} - \left(\frac{r_{j-i}}{r_{ij}} \right) \left(\frac{1}{\phi_j} - 1 \right) k_{d(ij)} k_{s(ij)}} \quad (2.7)$$

$$r_{ij} = r_{i-j} + r_{j-i} \quad (2.8)$$

$$r_{i-j} = \frac{r_i r_j}{1 - r_i} \quad (2.9)$$

$$k_{d(ij)} = \frac{d_j - d_i}{d_j + d_i} \quad (2.10)$$

$$k_{s(ij)} = 1 - \frac{1+4x_{ij}}{(1+x_{ij})^4} \quad (2.11)$$

$$x_{ij} = \frac{r_i}{r_j} \frac{\phi_j}{\phi_i(1-\phi_j)} \quad (2.12)$$

где n – число компонентов в смеси, $k_{d(ij)}$ и $k_{s(ij)}$ – параметры связаны с средними размерами частиц. Испытания по определению гранулометрического состава каждого компонента проводились на лазерном микроанализаторе «MASTERSISER» фирмы «Malvern Instruments» (рисунок 2.5).

Лазерная дифракция является самым распространенным методом определения гранулометрического состава порошкообразных материалов. Необходимо отметить, что другие методы анализа частиц по размерам например воздушная сепарация, микроскопический и седиментационной анализы, являются трудоемкими и длительными.



Рисунок 2.5 – Лазерный микроанализатор «MASTERSISER»

Метод лазерной дифракции основан на расшифровке дифракционной картины, которая образуется в результате рассеяния излучения на исследуемых частицах. Весь процесс измерений и определения распределения частиц материалов управляется компьютерными программами [32, 38].

2.3 Методика исследования седиментационной устойчивости тампонажного раствора

Важнейшая задача в процессе цементирования наклонно направленных скважин – повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов для исключения оседания твердых фаз на нижнюю стенку ствола скважины. Седиментационные процессы в тампонажных растворах могут привести к повышению проницаемости цементного камня и нарушению его сплошности в затрубном пространстве, снижению сцепления цементного камня с породой и колонной и образованию каналов у верхней стенки ствола [18, 43, 53].

Седиментационную устойчивость тампонажного раствора можно определить путем измерения объема отделившейся воды при нахождении раствора в покое. Однако, использованием данного способа не обеспечивается исследовать седиментационную устойчивость тампонажного раствора в наклонно направленной скважине.

Предложенная методика определения седиментационной устойчивости тампонажных растворов в условиях наклонно направленных скважин заключается в следующем. Исследуемый тампонажный раствор перемешивается в консистометре при частоте вращения 150 обо/мин в течение 20 мин. Затем раствор заливается в стеклянный цилиндр объемом 250 см³ расположенный под углом 0°, 15°, 30°, 45° и 60° (рисунок 2.6). Цилиндр накрывается сверху, чтобы предотвратить испарение жидкости. Через 2 часа от начала затворения замеряется объем отделившейся воды [53, 56].



Рисунок 2.6 – Тампонажный раствор в стеклянном цилиндре

По результатам измерений вычисляют процент свободной воды тампонажного раствора по следующей формуле [102, 105]:

$$\%FF = \frac{V_{FF} \times \rho}{m_0} \times 100 \quad (2.13)$$

где $\%FF$ – процент водоотделения, %; ρ – плотность тампонажного раствора, кг/м³; m_0 – первоначальная масса тампонажного раствора, кг. Процент водоотделения для седиментационно устойчивых тампонажных растворов имеет нулевое значение.

2.4 Методика исследования прочностных характеристик цементного камня

Прочностные характеристики определяют временное сопротивление цементного камня сжатию, изгибу или растяжению [54]. Прочностные характеристики цементного камня были исследованы на полуавтоматической машине для испытания на сжатие и на изгиб Controls – Pilot3.

Испытания проводились на образцах, изготовленных в специальных формах (рисунки 2.7 и 2.8), размеры которых представлены в таблице 2.1.

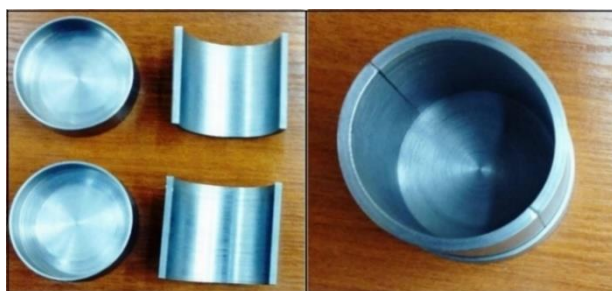


Рисунок 2.7 – Цилиндрические формы для испытания прочности на сжатие



Рисунок 2.8 – Цилиндрические формы для испытания прочности при изгибе

Формы выдерживались в специальных ячейках (рисунок 2.9) при условиях высоких давлений и температур в течение определенного времени.



Рисунок 2.9 – Ячейка высоких давлений и температур

Таблица 2.1 – Размеры форм для испытаний прочности на сжатие и при изгибе

| Назначение формы | Диаметр, мм | Длина, мм |
|--------------------------------|-------------|-----------|
| Испытание прочности на сжатие | 40 | 40 |
| Испытание прочности при изгибе | 40 | 160 |

2.5 Основные свойства буферной жидкости и методы их исследования

Буферные жидкости для испытаний были изготовлены в соответствии со стандартными процедурами. При проведении экспериментов использован большой объем материалов, в том числе бентонит, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), кварцевый песок, ОП-10, катамин АБ, лаурилсульфат натрия, гипан и т.д.

К основным свойствам буферной жидкости относятся плотность, реологические свойства, ее совместимость с буровым и тампонажным растворами, моющая способность, показатель фильтрации или водоотдача и седиментационная устойчивость. Данные свойства модифицируются различными добавками.

Испытания по определению реологических свойств буферных жидкостей проводились с помощью вискозиметров Rheotest RN-4 и OFITE модель 1100. Реологические свойства буферной жидкости в основном зависят от вида и количества добавок, температуры и давления. Температура оказывает существенное и в основном трудно прогнозируемое влияние на свойства буферной жидкости.

Совместимость буферной жидкости с буровым раствором проверялась на приборе Rheotest RN-4 при различных их объемных соотношениях. При смешивании буферной жидкости и бурового раствора не должно наблюдаться резкое изменение реологических свойств смеси.

Совместимость буферной жидкости с тампонажным раствором проверялась на консистометре КЦ-5 и конусе АзНИИ при различных их объемных

соотношениях. Как правило, растекаемость и время загустевания смеси буферной жидкости и тампонажного раствора не должны быть меньше аналогичных параметров тампонажного раствора.

С целью оценки моющей способности буферной жидкости была предложена методика, которая заключается в следующем [106]:

- взвесить чистый цилиндрический ротор вискозиметра (W_1);
- приготовить однородный буровой раствор;
- опустить цилиндрический ротор в сосуд с буровым раствором;
- оставить цилиндрический ротор в сосуде на 10 мин;
- достать цилиндрический ротор;
- осушить цилиндрический ротор в течение 2 мин;
- вытереть нижнюю поверхность ротора от бурового раствора и взвесить ротор с глинистой коркой (W_2);
- опустить ротор в измерительный сосуд с буферной жидкостью и вращать ротор со скоростью 200 об/мин в течение 2 мин;
- достать цилиндрический ротор из измерительного сосуда и осушить в течение 2 мин;
- вытереть нижнюю поверхность ротора и взвесить ротор (W_3);

Моющая способность буферной жидкости по отношению к поверхности металлического ротора рассчитывается по следующей формуле:

$$MC = \left(\frac{W_2 - W_3}{W_2 - W_1} \right) \times 100 \quad (2.14)$$

где MC – моющая способность буферной жидкости, %.

С целью оценки моющей способности буферной жидкости по отношению к поверхности горных пород, вместо цилиндрического ротора использованы синтетические образцы горной породы (рисунок 2.10). Нужно отметить, что при измерении моющих способностей различных буферных жидкостей использован одинаковый состав бурового раствора.



Рисунок 2.10 – Образец горной породы

2.6 Методика исследования устойчивости горных пород и цементного камня при строительстве наклонно направленных скважин

С целью исследования устойчивости горных пород на стенке наклонно направленных скважин во время бурения и вытеснения бурового раствора из заколонного пространства представлена термoporомеханическая модель, учитывающая одновременно влияние гидравлических и термических диффузий на поведение горных пород. Модель разработана для наклонно направленной скважины (рисунок 2.11) с учетом простого деформированного состояния, где деформированные компоненты ϵ_z , γ_{xz} and γ_{yz} равны нулю [90].

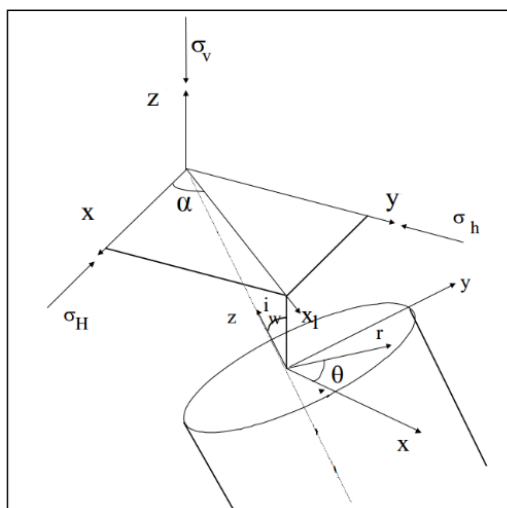


Рисунок 2.11 – Модель наклонно направленной скважины

Учитывая порoупругую теорию Биота, компоненты напряжений вокруг наклонно направленной скважины в цилиндрической системе координат определяются следующими формулами [78, 92]:

$$\sigma_{rr} = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right) \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right) \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \sigma_{xy} \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \frac{r_w^2}{r^2} P_w - \alpha P(r, t) \quad (2.15)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right) \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right) \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \sigma_{xy} \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - \frac{r_w^2}{r^2} P_w - \alpha P(r, t) \quad (2.16)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - \nu \left[2(\sigma_x - \sigma_y) \frac{r_w^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\sigma_{xy} \frac{r_w^2}{r^2} \sin 2\theta\right] - \alpha P(r, t) \quad (2.17)$$

$$\sigma_{r\theta} = \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right) \left(1 - 3 \frac{r_w^4}{r^4} + 2 \frac{r_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \sigma_{xy} \left(1 - 3 \frac{r_w^4}{r^4} + 2 \frac{r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \quad (2.18)$$

$$\sigma_{\theta z} = (-\sigma_{xz} \sin \theta + \sigma_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \quad (2.19)$$

$$\sigma_{rz} = (-\sigma_{xz} \cos \theta + \sigma_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \quad (2.20)$$

где σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$ и σ_{zz} – радиальное, окружное и осевое напряжения соответственно, МПа; $\sigma_{r\theta}$, $\sigma_{\theta z}$, и σ_{rz} – компоненты напряжения сдвига, МПа; P_w – гидростатическое давление внутри скважины, МПа; r_w – радиус скважины, м; $p(r, t)$ – профиль изменения порового давления вокруг ствола скважины; θ – угол фиксации координатных точек, градус; ν – коэффициент Пуассона осушенной породы; α – коэффициент Биота; σ_x , σ_y , σ_z , σ_{xy} , σ_{xz} и σ_{yz} – компоненты напряжений вокруг ствола скважины в прямоугольной системе координат, которые можно найти по следующим формулам [88]:

$$\sigma_x = (\sigma_H \cos^2 \alpha_a + \sigma_h \sin^2 \alpha_a) \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i \quad (2.21)$$

$$\sigma_y = \sigma_H \sin^2 \alpha_a + \sigma_h \cos^2 \alpha_a \quad (2.22)$$

$$\sigma_z = (\sigma_H \cos^2 \alpha_a + \sigma_h \sin^2 \alpha_a) \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i \quad (2.23)$$

$$\sigma_{xy} = 0.5 (\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\alpha_a \cos i \quad (2.24)$$

$$\sigma_{xz} = 0.5 (\sigma_H \cos^2 \alpha_a - \sigma_h \sin^2 \alpha_a - \sigma_v) \sin 2i \quad (2.25)$$

$$\sigma_{yz} = 0.5 (\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\alpha_a \sin i \quad (2.26)$$

где σ_v , σ_H и σ_h – вертикальное, максимальное горизонтальное и минимальное горизонтальное естественные напряжения региона соответственно, МПа; i и α_a – зенитный и азимутный углы соответственно, градус. Вызванные напряжения гидравлической и термической диффузией в цилиндрической системе координат описаны следующими выражениями [117]:

$$\sigma_{rr} = \frac{E \alpha_m}{3(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r T^f(r, t) r dr + \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r P^f(r, t) r dr \quad (2.27)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = -\frac{E \alpha_m}{3(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r T^f(r,t) r dr - T(r,t) \right] - \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r P^f(r,t) r dr - P(r,t) \right] \quad (2.28)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{E \alpha_m}{3(1-\nu)} T^f(r,t) + \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} P^f(r,t) \quad (2.29)$$

где α_m – коэффициент объёмного теплового расширения для скелета горной породы, $1/^\circ\text{C}$; E – модуль Юнга (модуль упругости), МПа; $T(r,t)$ – профиль изменения температуры вокруг ствола скважины; $T^f(r,t)$ и $P^f(r,t)$ могут быть описаны следующим образом:

$$T^f(r,t) = T(r,t) - T_0 \quad (2.30)$$

$$P^f(r,t) = P(r,t) - P_0 \quad (2.31)$$

где T_0 и P_0 – исходные температура и давление пласта соответственно.

Профили изменения порового давления и температуры вокруг ствола скважины ($P^f(r,t)$ и $T^f(r,t)$) в цилиндрической системе координат могут быть определены решением следующих формул [114]:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \underbrace{c \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)}_A + \underbrace{c' \frac{\partial T}{\partial t}}_B \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \underbrace{c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right)}_C + \underbrace{c'_0 \left(\frac{\partial T}{\partial r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)}_D + \underbrace{c'_0 T \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)}_E \quad (2.33)$$

где c – коэффициент гидравлической диффузии, $\text{м}^2/\text{с}$; c' – коэффициент связности, $\text{МПа}/^\circ\text{C}$; c_0 – коэффициент проводящей термической диффузии пористой среды, $\text{м}^2/\text{с}$; c'_0 – коэффициент конвективной термической диффузии пористой среды, $\text{м}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$. Данные коэффициенты определяются как [79, 91, 94]:

$$c = \frac{2 k G B^2 (1-\nu_u)^2 (1-\nu)}{9 \mu (1-\nu_u)(\nu_u-\nu)} \quad (2.34)$$

$$c' = \frac{c\mu}{k} \left[\frac{2\alpha_m(\nu_u-\nu)}{B(1+\nu_u)(1-\nu)} + \varphi(\alpha_f - \alpha_m) \right] \quad (2.35)$$

$$c_0 = \frac{\lambda}{\rho c_h} \quad (2.36)$$

$$c'_0 = \frac{k}{\mu\varphi} \quad (2.37)$$

где k – проницаемость горной породы, мД; G – модуль сдвига, МПа; B – коэффициент Скемптона; ν_u – коэффициент Пуассона насыщенной породы; μ –

вязкость пластовой жидкости, Па.с; φ – пористость горной породы; α_f – коэффициент объёмного теплового расширения для жидкости насыщения, $1/^\circ\text{C}$; λ – теплопроводность среды, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$; ρ – плотность горной породы, $\text{кг}/\text{м}^3$; C_h – теплоёмкость горной породы, $\text{Дж}\cdot\text{кг}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$.

Выражения A и B в уравнении 2.32 связаны с влиянием гидравлической диффузии и изменения температуры на распределение порового давления соответственно. Выражения C , D и E в уравнении 2.33 показывают влияние проводящей термической диффузии, конвективной термической диффузии и диффузии порового давления на распределение температуры соответственно.

После определения распределения напряжений на стенке скважины, применяется критерий Мога-Кулона (Mogi-Coulomb) для оценки устойчивости горных пород на стенке скважины. Критерий Мога-Кулона определяется следующим образом [71]:

$$FC = (a + b \sigma_{m,2}) - \tau_{oct} \quad (2.38)$$

где FC – критерия потери устойчивости стенок скважины. $\sigma_{m,2}$, τ_{oct} , a и b определяются как:

$$\sigma_{m,2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \quad (2.39)$$

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} \quad (2.40)$$

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} C \cos \varnothing \quad (2.41)$$

$$b = \frac{2\sqrt{2}}{3} \sin \varnothing \quad (2.42)$$

где σ_1 , σ_2 и σ_3 – максимальное, среднее и минимальное принципиальные напряжения, МПа; \varnothing – внутренний угол трения горной породы, градус; C – когезионная прочность горной породы, МПа. Отрицательные значения FC демонстрируют неустойчивость ствола скважины.

Модель расчета напряжений внутри цементного камня и анализа его устойчивости разработана для системы «горная порода – цементный камень – обсадная колонна» (рисунок 2.12) [110].

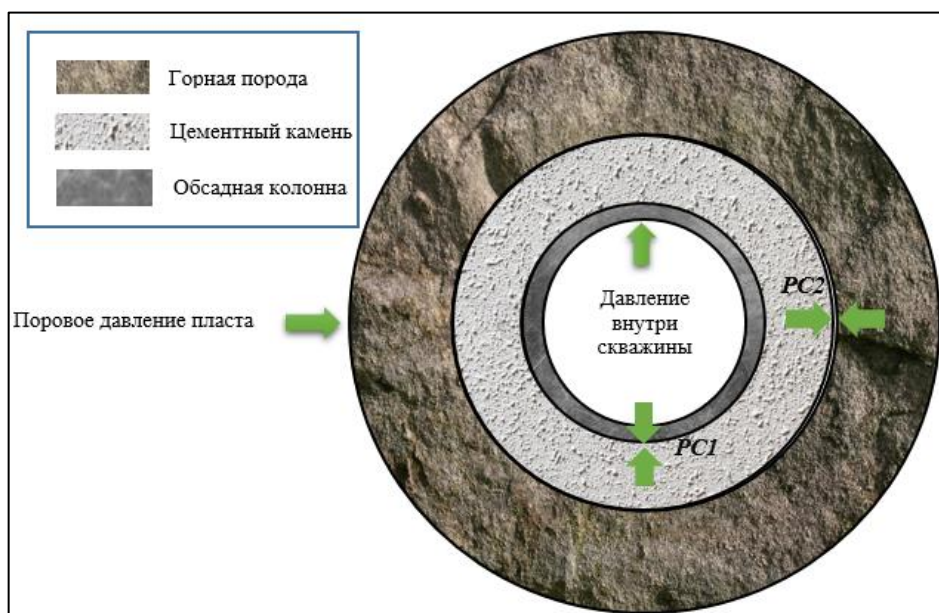


Рисунок 2.12 – Система «горная порода – цементный камень – обсадная колонна»

Напряжения внутри цементного камня можно рассчитать по следующим формулам:

$$\sigma_{rr} = \frac{PC1b^2 - PC2c^2}{c^2 - b^2} - \frac{b^2c^2}{r^2(c^2 - b^2)}(PC1 - PC2) \quad (2.43)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{PC1b^2 - PC2c^2}{c^2 - b^2} + \frac{b^2c^2}{r^2(c^2 - b^2)}(PC1 - PC2) \quad (2.44)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{PC1b^2 - PC2c^2}{c^2 - b^2} \quad (2.45)$$

где b , c и r – наружный радиус обсадной колонны, наружный радиус цементного кольца и радиус исследования соответственно, см; $PC1$ и $PC2$ – контактные давления на границе «обсадная колонна – цементный камень» и на границе «цементный камень – горная порода», МПа. Уравнения для нахождения $PC1$ и $PC2$ подробно описаны в работе [87].

Таким образом вероятность потери устойчивости цементного камня под действием внешних нагрузок в течение эксплуатации скважины можно найти по следующей формуле:

$$P_f = P(FM \leq 0) \quad (2.46)$$

где FM определяется на основе критерия Мора-Кулона:

$$FM = (\sigma_c + q\sigma_3) - \sigma_1 \quad (2.47)$$

где σ_c – прочность на сжатие цементного камня, МПа. Выражения для нахождения q , σ_1 и σ_3 представлены ниже:

$$q = \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (2.48)$$

$$\sigma_1 = \max \left[\left(\frac{1}{2} (\sigma_{zz} \pm \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_{rr}) \right] \quad (2.49)$$

$$\sigma_3 = \min \left[\left(\frac{1}{2} (\sigma_{zz} \pm \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_{rr}) \right] \quad (2.50)$$

2.7 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований

При разработке составов технологических жидкостей, предназначенных для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур приходится проводить экспериментальные исследования влияния различных химических реагентов на основные свойства буферной жидкости, тампонажного раствора и цементного камня. В связи с этим, планирование экспериментов и обработка результатов исследований являются обязательной составляющей диссертационной работы.

Планирование экспериментов позволяет [33, 47]:

- сократить необходимое количество испытаний;
- получить математическую модель, характеризующей технический процесс и позволяющей его управление;
- уменьшить количество ошибок при проведении эксперимента.

Методы планирования экспериментов и обработки результатов исследований главным образом разработаны на основе математической статистики и теории вероятностей. С использованием статистических методов, математическое описание технического процесса имеет следующий вид:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.51)$$

где x_1, x_2, \dots, x_n – факторы (реагенты), влияющие на исследуемый процесс и y – отклик или выход системы.

Важнейшей задачей при планировании экспериментов является определение числа испытаний, необходимых для установления зависимости между влияющими факторами и откликом системы. Число экспериментов, необходимых для реализации всех возможных сочетаний факторов, можно определить по полному факторному методу следующим образом [5, 28]:

$$N = 2^k \quad (2.52)$$

где N – число экспериментов и k – количество реагентов (факторов).

Матрица планирования экспериментов с учетом влияния всех возможных комбинаций реагентов (например 4 реагента: полимерная добавка – X1, пластификатор – X2, утяжелитель – X3 и расширяющаяся добавка – X4) на любую функцию отклика тампонажного раствора или цементного камня представляется в виде таблицы 2.2.

Таблица 2.2 – Матрица планирования экспериментов с учетом влияния всех возможных комбинаций реагентов*

| Номер эксперимента | Факторы | | | | Номер эксперимента | Факторы | | | |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | X ₁ | X ₂ | X ₃ | X ₄ | | X ₁ | X ₂ | X ₃ | X ₄ |
| 1 | + | + | + | + | 9 | + | - | - | + |
| 2 | + | + | + | - | 10 | + | + | - | + |
| 3 | + | + | - | - | 11 | + | - | + | + |
| 4 | + | - | - | - | 12 | + | - | + | - |
| 5 | - | + | + | + | 13 | - | - | + | - |
| 6 | - | - | + | + | 14 | - | + | + | - |
| 7 | - | - | - | + | 15 | - | + | - | + |
| 8 | - | - | - | - | 16 | - | + | - | - |

*знак «+» обозначает верхний уровень фактора, а знак «-» – нижний.

Проведение экспериментов на основе предлагаемой в таблице матрицы, позволяет получить математическую зависимость между откликом системы и

влияющими факторами. Адекватность данной зависимости оценивается математическим критериями, такими, как критерий Стьюдента (t-критерий) и критерий Фишера.

С целью решения сложной задачи оптимизации состава технологических жидкостей использовалась обобщенная функция предпочтительности или желательности для установления соответствия между основными откликами технологических жидкостей и субъективными оценками предпочтительности того или иного значения отклика системы [2].

Таким образом в качестве основных откликов тампонажного раствора и цементного камня предположены водоотделение, прочность на сжатие, прочность при изгибе, растекаемость, расширение и адгезия к стали.

К основным откликам буферной жидкости относятся моющая способность, предел текучести, время загустевания смеси тампонажного раствора и буферной жидкости (90% тампонажный раствора, 10% буферная жидкости) и пластическая вязкость смеси буферной жидкости и бурового раствора (50% буферная жидкость, 50% буровой раствор).

При оценке частной желательности данных показателей используются 3 вида функции желательности [89].

1) Желательно – максимальное значение отклика системы (в случае оценки желательности полученных результатов исследований прочности на сжатие, прочности при изгибе и адгезии к стали цементного камня, а также предела текучести и моющей способности буферной жидкости):

$$d_i(\hat{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{если } \hat{Y}_i(x) < L_i \\ \frac{\hat{Y}_i(x) - L_i}{T_i - L_i} & \text{если } L_i \leq \hat{Y}_i(x) \leq T_i \\ 1 & \text{если } \hat{Y}_i(x) > T_i \end{cases} \quad (2.53)$$

2) Желательно – минимальное значение отклика системы (в случае оценки желательности полученных результатов исследования водоотделения):

$$d_i(\hat{Y}_i) = \begin{cases} 1 & \text{если } \hat{Y}_i(x) < T_i \\ \frac{\hat{Y}_i(x) - U_i}{T_i - U_i} & \text{если } T_i \leq \hat{Y}_i(x) \leq U_i \\ 0 & \text{если } \hat{Y}_i(x) > U_i \end{cases} \quad (2.54)$$

3) Желательно – заданное значение отклика системы (в случае оценки желательности полученных результатов исследований пластической вязкости смеси бурового раствора и буферной жидкости, расширения цементного камня, растекаемости цементного раствора, времени загустевания смеси тампонажного раствора и буферной жидкости):

$$d_i(\hat{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{если } \hat{Y}_i(x) < L_i \\ \frac{\hat{Y}_i(x) - L_i}{T_i - L_i} & \text{если } L_i \leq \hat{Y}_i(x) \leq T_i \\ \frac{\hat{Y}_i(x) - U_i}{T_i - U_i} & \text{если } T_i \leq \hat{Y}_i(x) \leq U_i \\ 0 & \text{если } \hat{Y}_i(x) > U_i \end{cases} \quad (2.55)$$

В уравнениях 2.53 – 2.55, $d_i(\hat{Y}_i)$ – частная желательность i -ого отклика системы, $\hat{Y}_i(x)$ – фактическое значение i -ого отклика системы, L_i – нижний уровень значения i -ого отклика системы, U_i – верхний уровень значения i -ого отклика системы и T_i – заданное желательное значение i -ого отклика системы (см. таблицы 2.3 и 2.4).

Таблица 2.3 – Значения откликов тампонажного раствора и цементного камня

| № п/п | Отклик системы | L_i | U_i | T_i |
|-------|--|-------|-------|-------|
| 1 | Расширение цементного камня, % | -1 | 3 | 1 |
| 2 | Адгезия цементного камня к стали, МПа | 0,5 | - | 1,2 |
| 3 | Прочность цементного камня при изгибе, МПа | 1 | - | 2,5 |
| 4 | Прочность цементного камня на сжатие, МПа | 4 | - | 10 |
| 5 | Водоотделение тампонажного раствора, % | - | 5 | 1 |
| 6 | Растекаемость тампонажного раствора, мм | 170 | 230 | 200 |

Таблица 2.4 – Значения откликов буферной жидкости

| № п/п | Отклик системы | L_i | U_i | T_i |
|-------|--|-------|-------|-------|
| 1 | Моющая способность, % | 40 | - | 75 |
| 2 | Предел текучести, Па | 12 | - | 25 |
| 3 | Пластическая вязкость смеси буферной жидкости и бурового раствора, Па.с | 0,1 | 0,6 | 0,3 |
| 4 | Время загустевания смеси тампонажного раствора и буферной жидкости, мин. | 90 | 180 | 130 |

Полученные значения d для всех частных откликов системы используются для расчета обобщенного коэффициента желательности по следующей формуле [6]:

$$D = [d_1(\hat{Y}_1)d_2(\hat{Y}_2)d_3(\hat{Y}_3) \dots d_k(\hat{Y}_k)]^{1/k} \quad (2.56)$$

Рассчитанное значение D оценивается по стандартным отметкам на шкале желательности (таблица 2.5) для сравнения разработанных составов технологических жидкостей и выбора из них наиболее предпочтительных.

Таблица 2.5 – Стандартные отметки на шкале желательности

| Желательность | Отметки на шкале желательности |
|-------------------|--------------------------------|
| Очень хорошо | 0,8-1 |
| Хорошо | 0,63-0,8 |
| Удовлетворительно | 0,37-0,63 |
| Плохо | 0,2-0,37 |
| Очень плохо | 0-0,2 |

Результаты оценки частной желательности основных показателей разработанных тампонажного материала и буферной жидкости представлены в таблицах 2.6 и 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 – Частные желательности основных показателей разработанного тампонажного материала

| № п/п | Отклик системы | <i>d</i> |
|----------|----------------------|----------|
| 1 | Прочность на сжатие | 1 |
| 2 | Прочность при изгибе | 1 |
| 3 | Адгезия к стали | 0.914 |
| 4 | Водоотделение | 1 |
| 5 | Растекаемость | 0.67 |
| 6 | Расширение | 0.55 |

Таблица 2.7 – Частные желательности основных показателей разработанной буферной жидкости

| № п/п | Отклик системы | <i>d</i> |
|----------|--|----------|
| 1 | Моющая способность | 0,98 |
| 2 | Предел текучести | 0,78 |
| 3 | Пластическая вязкость смеси буферной жидкости и бурового раствора | 0,84 |
| 4 | Время загустевания смеси буферной жидкости и тампонажного раствора | 0,9 |

Итак, обобщенный коэффициент желательности D разработанных тампонажного состава и буферной жидкости равен 0,831 и 0,872 соответственно, что соответствует отметке «очень хорошо» по шкале желательности.

Выводы по главе 2

1. Экспериментальные исследования по разработке тампонажных составов и буферных жидкостей, предназначенных для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур проводились на основе приборной базы учебных и научных лабораторий.

2. Предположены и разработаны следующие методы проведения экспериментальных исследований:

- методика гранулометрического исследования тампонажного состава с целью оптимизации плотности упаковки смеси;
- методика исследования седиментационной устойчивости тампонажного раствора;
- методика исследования прочностных характеристик цементного камня при нормальных условиях и при условиях высоких давлений и температур;
- методика исследования моющих свойств буферной жидкости.

3. Представлены математические модели анализа устойчивости ствола скважины и цементного камня при ее бурении и в период ее эксплуатации.

4. Использование предполагаемых методик планирования и обработки результатов исследований обеспечивает достоверность полученных данных и оптимизацию процесса лабораторных исследований.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

3.1 Гранулометрические исследования по определению оптимального тампонажного состава

Исходя из требований к тампонажному материалу, предназначенному для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур предполагается регулировать свойства тампонажного раствора и цементного камня использованием следующих компонентов [54, 57]:

- кварцевый песок и кварцевая пыль для обеспечения высоких прочностных характеристик цементного камня, особенно при высоких температурах;
- гематит для получения тампонажного раствора высокой плотности;
- оксид магния с целью повышения расширения цементного камня и его адгезионных характеристик к стали;
- пластификатор для регулирования подвижности тампонажного раствора;
- полимер и структурообразующая добавка для получения седиментационно устойчивых растворов.

С целью определения оптимального тампонажного состава по плотности упаковки проводились гранулометрические исследования цемента и предполагаемых компонентов с помощью математической модели Туфара.

Гранулометрические составы портландцемента тампонажного ПЦТ-I-100, кварцевого песка, кварцевой пыли и гематита определены лазерной дифракцией и представлены на рисунках 3.1, 3.2, 3.3 и 3.4.

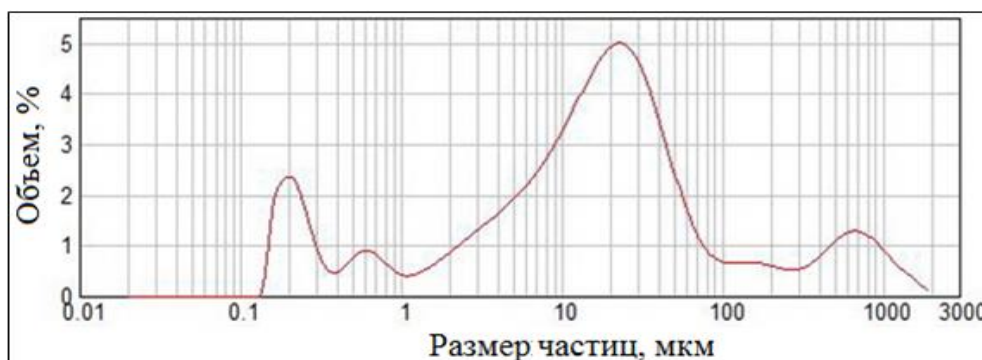


Рисунок 3.1 – Гранулометрический состав ПЦТ-I-100

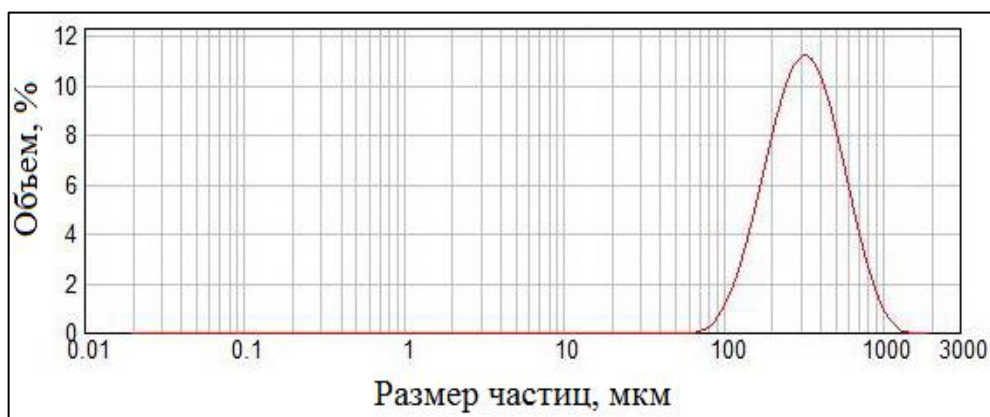


Рисунок 3.2 – Гранулометрический состав кварцевого песка

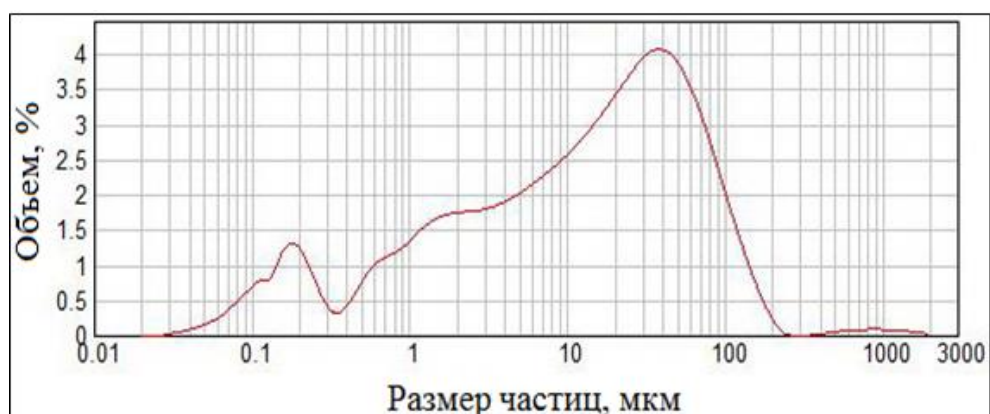


Рисунок 3.3 – Гранулометрический состав кварцевой пыли

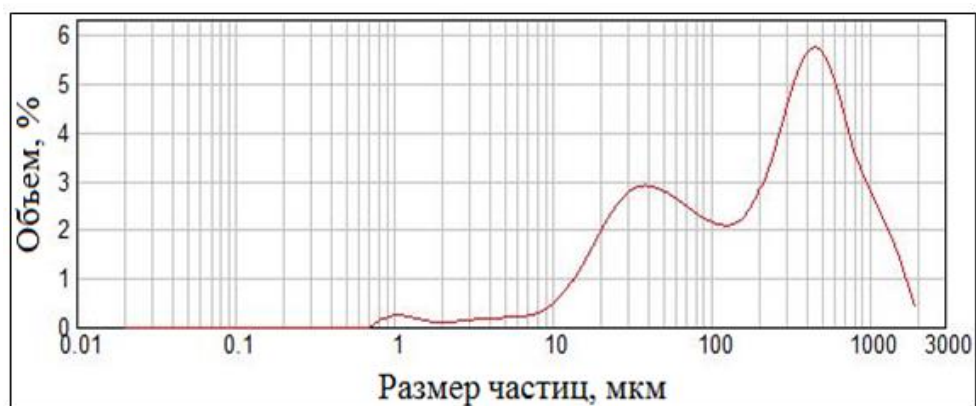


Рисунок 3.4 – Гранулометрический состав гематита

Из представленных рисунков видно, что кварцевый песок имеет однородный гранулометрический состав, что связано с его более катанными частицами по сравнению с другими материалами. Данные по гранулометрическим составам компонентов использованы в модели Туфара для определения плотности упаковки представленных в таблице 3.1 тампонажных составов. Плотности упаковки разработанных составов также представлены на рисунке 3.5.

Таблица 3.1 – Плотность упаковки разработанных тампонажных составов

| № | Состав | Плотность упаковки | № | Состав | Плотность упаковки |
|---|--|--------------------|---|---|--------------------|
| 1 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | 0.6508 | 5 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | 0.6549 |
| 2 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | 0.5804 | 6 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25) | 0.5781 |
| 3 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (10), гематит (20) | 0.5616 | 7 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (10), гематит (20) | 0.5610 |
| 4 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (15), гематит (15) | 0.501 | 8 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (15), гематит (15) | 0.5024 |

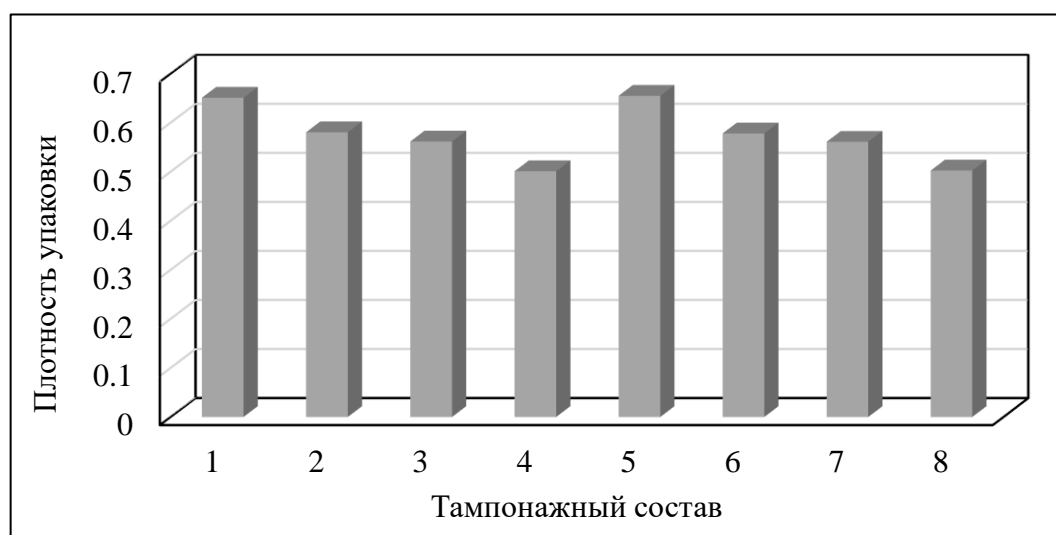


Рисунок 3.5 – Плотность упаковки разработанных тампонажных составов

Из анализа результатов гранулометрических исследований следует, что составы № 1, 2, 5 и 6 являются оптимальными по значению плотности упаковки и выбраны в качестве базовых для дальнейших исследований. Высокая плотность упаковки этих систем приводит к повышению прочностных характеристик и снижению пористости и проницаемости цементного камня [51].

3.2 Исследование седиментационной устойчивости тампонажного раствора

Исследования седиментационной устойчивости тампонажных растворов проводились путем измерения показателя водоотделения растворов через 2 часа

их нахождения в состоянии покоя в стеклянных цилиндрах, расположенных под углом 0° , 15° , 30° , 45° и 60° к вертикали.

Отделение свободной воды приведет к образованию сообщающихся каналов в заколонном пространстве (рисунок 3.6). Седиментационно устойчивые растворы имеют нулевое водоотделение.



Рисунок 3.6 – Образование сообщающихся каналов в результате отделения свободной воды

Результаты исследования влияния добавки кварцевого песка, кварцевой пыли, гематита и оксида магния на водоотделение тампонажного раствора приведены на рисунках 3.7, 3.8, 3.9 и 3.10.

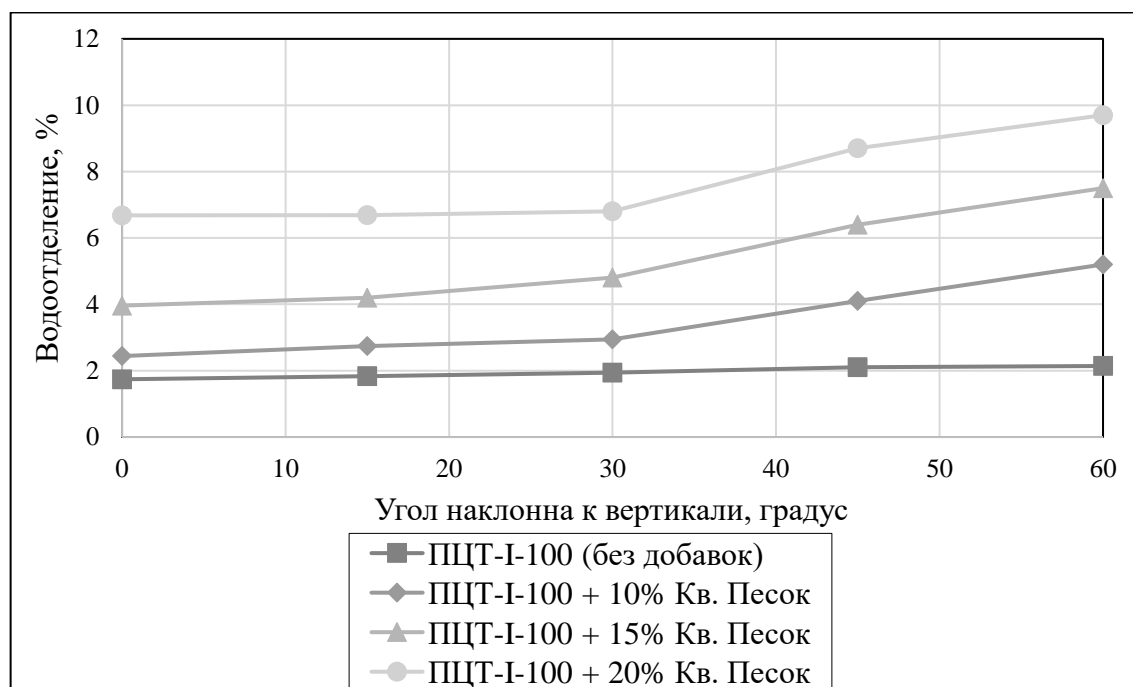


Рисунок 3.7 – Влияние добавки кварцевого песка на водоотделение тампонажного раствора

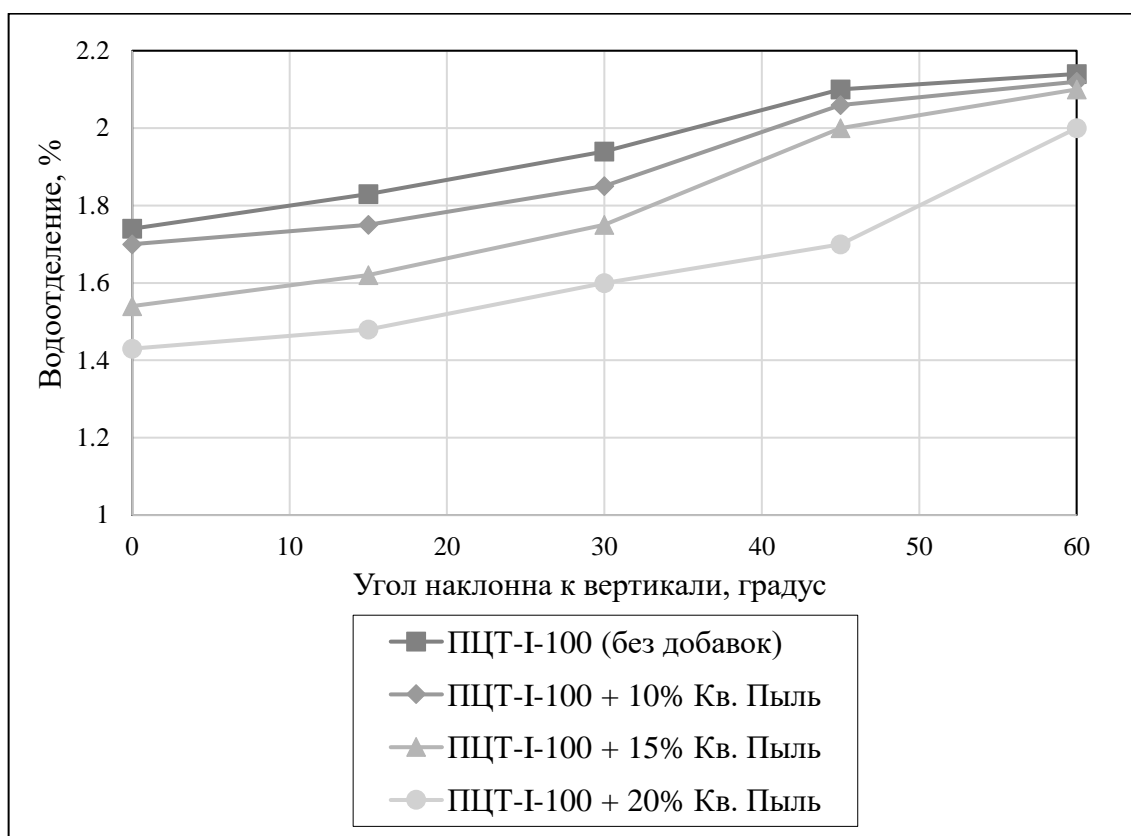


Рисунок 3.8 – Влияние добавки кварцевой пыли на водоотделение тампонажного раствора

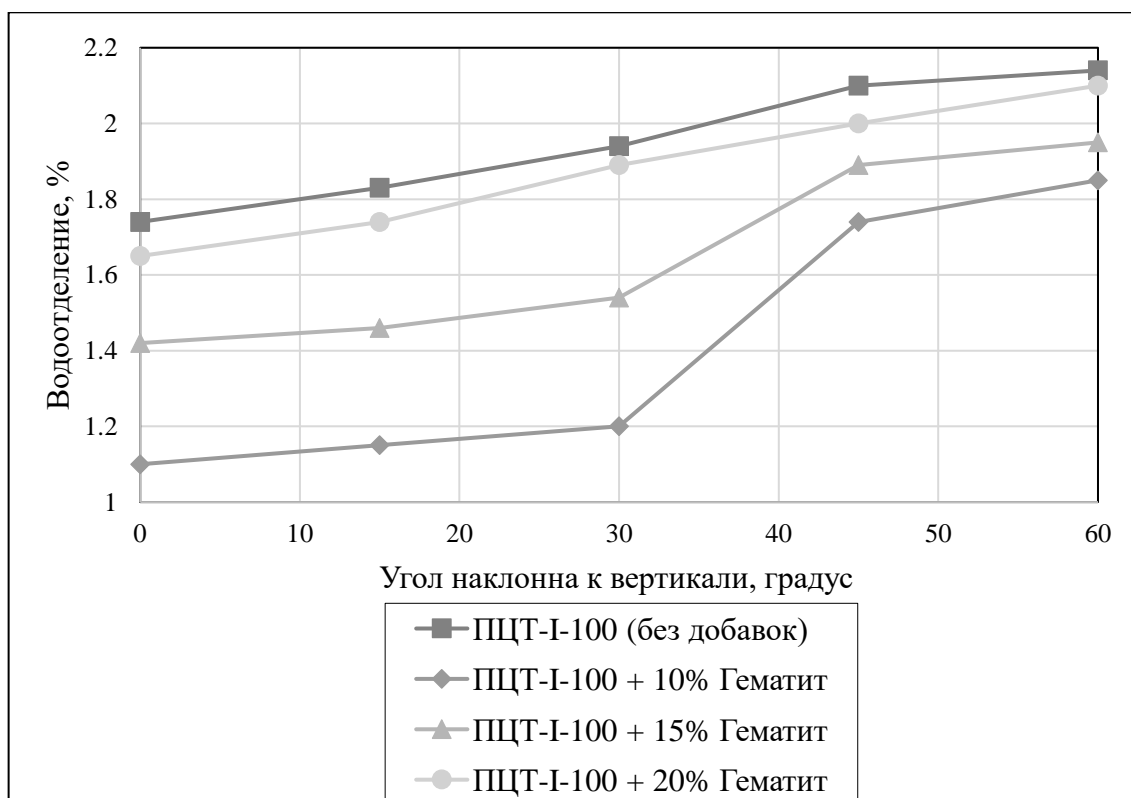


Рисунок 3.9 – Влияние добавки гематита на водоотделение тампонажного раствора

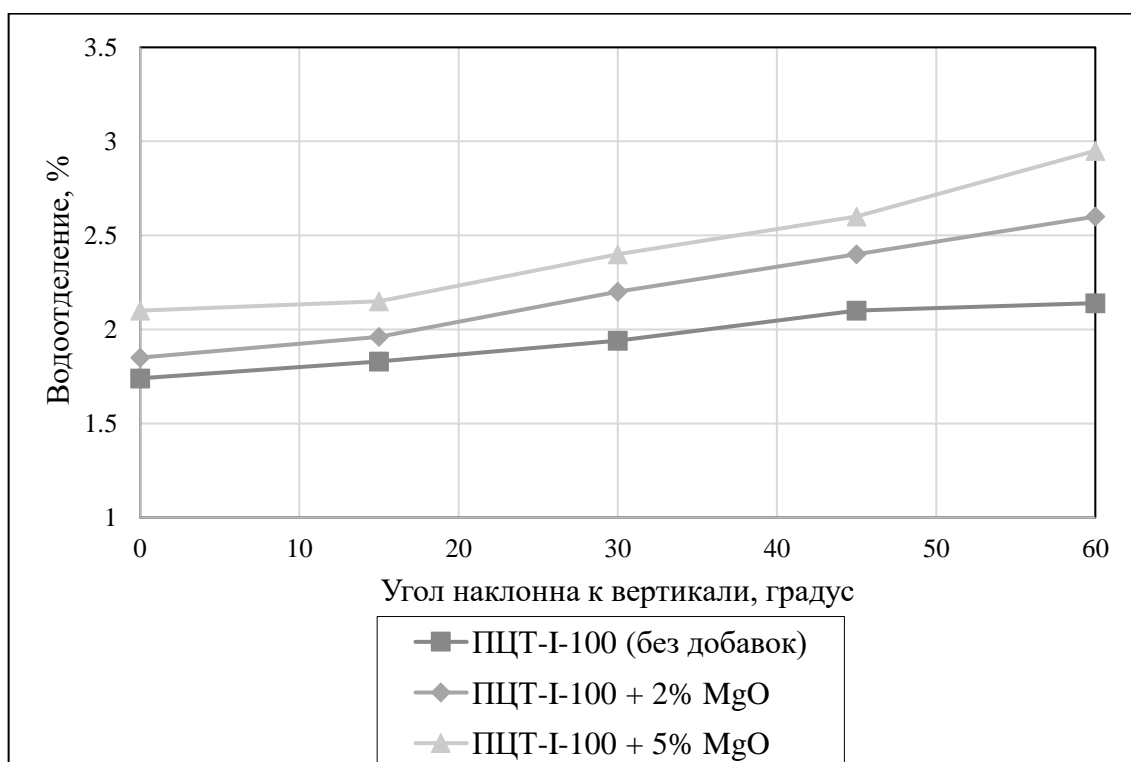


Рисунок 3.10 – Влияние добавки оксида магния на водоотделение тампонажного раствора

Анализ результатов показывает, что при увеличении угла наклона цилиндра увеличивается водоотделение тампонажных растворов, что связано с эффектом Бойкота [31, 53, 109]. Данный эффект заключается в сокращении времени осаждения твердой фазы раствора в наклонном цилиндре и выражается следующим образом:

$$\frac{\tau_0}{\tau_\alpha} = \frac{H}{D} \sin \alpha \quad (3.1)$$

где τ_0 и τ_α – время осаждения твердой фазы в вертикальном и наклонном цилиндрах, с; H – высота цилиндра, см; D – диаметр цилиндра, см; α – угол наклона, градус.

Также из представленных результатов можно сделать вывод о том, что в связи с меньшей удельной поверхностью оксида магния и кварцевого песка по сравнению с цементом, повышение их концентрации приводит к увеличению объема отделившейся воды из растворов. Замена части цемента на кварцевую пыль позволяет снизить водоотделение растворов благодаря ее большей удельной поверхности по сравнению с вяжущим. Большая удельная поверхность кварцевой

пыли способствует адсорбции воды на ее поверхности, в результате чего снижается водоотделение [53, 103].

Седиментационная устойчивость базовых тампонажных растворов обеспечивается вводом полимера и структурообразующей добавки в состав тампонажного раствора. Полимер способствует повышению вязкости системы и формированию адсорбционных оболочек на поверхности твердых фаз, в результате чего общая плотность системы уменьшается, а, следовательно, снижается скорость оседания твердой фазы [27, 53].

При использовании полимеров важное значение имеет изучение их влияния на основные свойства тампонажного раствора и цементного камня, такие, как, реологические свойства, сроки схватывания, прочностные характеристики, адгезия, контракция и т.д.

Седиментационная неустойчивость тампонажного раствора может также произойти вследствие его низких тиксотропных свойств и слабых взаимодействий между его зернами [57].

Данная проблема решена вводом структурообразующей добавки в состав тампонажного раствора. В качестве полимерной добавки использовались поливиниловый спирт (ПВС) и гидролизованный полиакрилонитрил (гипан). ПВС является водорастворимым синтетическим полимером, который нашел широкое применение при снижении коэффициента водоотдачи тампонажного раствора. Гипан является термостойким реагентом, предназначенным для снижения фильтрации растворов.

Каолинит выбран в качестве структурообразующей добавки, которая придает тампонажному раствору тиксотропные свойства. Каолинит является водным силикатом алюминия.

Результаты исследований базовых тампонажных составов по седиментационной устойчивости представлены в таблице 3.2. Все представленные тампонажные растворы в таблице имеют нулевое водоотделение при указанных концентрациях полимера и структурообразующей добавки.

Таблица 3.2 – Разработанные седиментационно устойчивые тампонажные составы

| № базового состава | Состав (массовая доля, %) | Плотность упаковки | Каолинит, % от сухой смеси | Полимер*, % от сухой смеси | |
|--------------------|--|--------------------|----------------------------|----------------------------|-------|
| | | | | ПВС | Гипан |
| 1 | ПЦТ-1-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | 0.6508 | 1 | 1 | 3 |
| 2 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | 0.5804 | 1 | 1,5 | 3,25 |
| 5 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | 0.6549 | 1 | 0,25 | 2,25 |
| 6 | ПЦТ-1-100 (70), Кварцевая пыль (5), гематит (25) | 0.5781 | 1 | 0,5 | 2,5 |

*в качестве полимера применяется один из представленных реагентов (ПВС или гипан)

Однако наличие полимера в их составах приводит к низкой подвижности и их ограниченному применению. Для определения влияния полимеров на подвижность тампонажных растворов была проверена их растекаемость. Результаты исследований представлены на рисунке 3.11.

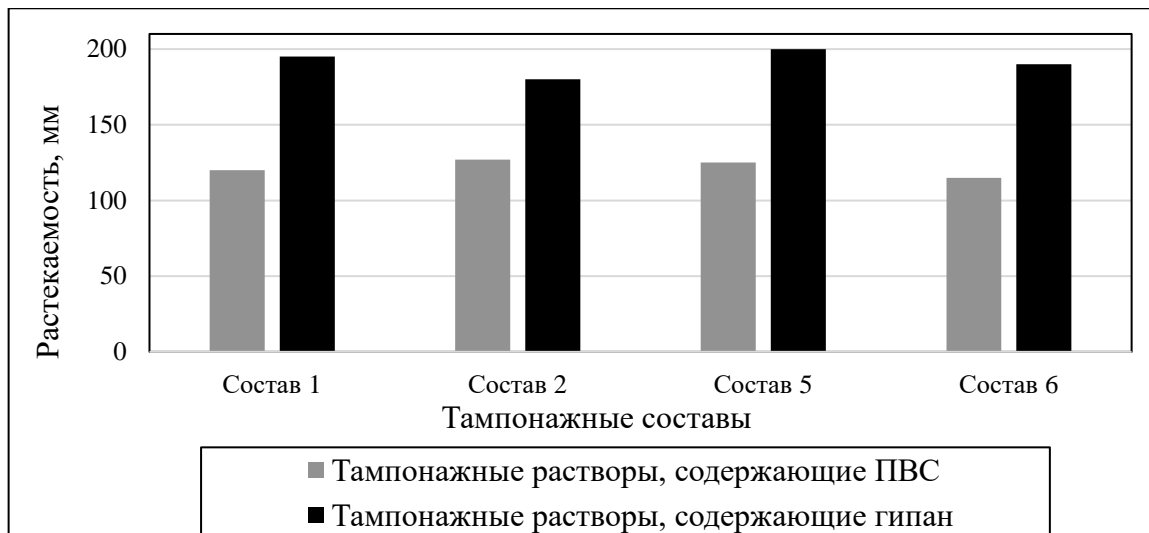


Рисунок 3.11 – Растекаемость базовых тампонажных растворов

Результаты исследований растекаемости показывают, что тампонажные растворы, содержащие ПВС, имеют низкую степень подвижности по сравнению с растворами с содержанием гипана. Молекулы ПВС характеризуются сильной полярностью, в результате чего пленки полимера быстро адсорбируются на частицах цемента и густота системы повышается.

Лигносульфонат был выбран в качестве пластификатора и добавлен в концентрациях 0,5-1% от массы вяжущей смеси к базовым тампонажным растворам для регулирования их подвижности [3].

Повышенные температуры и давления могут повлиять на седиментационные процессы. Однако, влияние температуры на седиментационную устойчивость системы двойственно. С одной стороны, ее повышение ведет к увеличению неустойчивости вследствие снижения вязкости системы, с другой – к интенсификации броуновского движения, способствующего стабилизации системы с диаметром частиц меньше 8 – 10 мкм [61].

В таблице 3.3 представлены результаты исследования влияния температуры и давления на седиментационную устойчивость базовых тампонажных растворов

Таблица 3.3 – Структурные свойства разработанных тампонажных растворов

| Состав (массовая доля, %) | Полимер, % от массы вяжущей смеси | Каолинит, % от массы вяжущей смеси | Лигносульфонат, % от массы вяжущей смеси | Растекаемость, мм | Показатель фильтрации, см ³ / 30 мин |
|---|---|--|--|-------------------|---|
| ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | ПВС (1 %) | 1 | 1 | 175 | 4,2 |
| ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | Гипан (3) | 1 | 1 | 200 | 3,7 |
| ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | ПВС (1,5) | 1 | 0,5 | 183 | 11,5 |
| ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | Гипан (3,25%) | 1 | 1 | 190 | 9,4 |
| ПЦТ-I-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | ПВС (0,25) | 1 | 0,5 | 190 | 15 |
| ПЦТ-I-100 (65), Кварцевая пыль (15), гематит (20) | Гипан (2,25%) | 1 | 1 | 210 | 11,5 |
| ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25) | ПВС (0,5) | 1 | 0,5 | 192 | 10 |
| ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25) | Гипан (2,5%) | 1 | 1 | 200 | 7,5 |

путем определения показателя их фильтрации в условиях высоких давлений и температур ($T = 160\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 4\text{ МПа}$).

Как видно из таблицы 3.3, значения показателей фильтрации базовых растворов находятся в интервале, обеспечивающим их практическое применение. Однако, системы с содержанием гипана имеют низкую фильтрацию по сравнению с остальными. Также из представленных данных в таблице видно, что при повышении концентрации полимеров снижается показатель фильтрации.

Таким образом, разработанные седиментационно устойчивые тампонажные растворы с применением полимеров и структурообразующей добавки удовлетворяют основным технологическим требованиям по подвижности и водоотдаче.

3.3 Исследование реологических свойств тампонажного раствора

Исследования реологических свойств тампонажных растворов и влияния применяемых добавок проводились в нормальных условиях и в условиях высоких давлений и температур.

В таблице 3.4 представлены результаты исследования реологических свойств тампонажных растворов при нормальных условиях ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и P – атмосферное). Представленные результаты показывают, что при нормальных условиях пластическая вязкость тампонажных растворов, содержащих ПВС выше, чем у остальных систем, что связано с природой действия данного реагента.

Также было исследовано влияние высоких давлений и температур на реологические свойства тампонажных растворов ($T = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 1.38\text{ МПа}$) (рисунки 3.12 и 3.13).

Результаты исследования реологических свойств тампонажных растворов показывают, что системы, содержащие гипан показывают достаточно высокий предел текучести при повышенных температурах и давлениях. Базовый состав № 5 лучше остальных действует, что объясняется его высокой плотностью упаковки и высокой степенью подвижности. Также можно сделать вывод о неэффективном действии ПВС при условиях высоких давлений и температур.

Таблица 3.4 – Реологические свойства тампонажных растворов при нормальных условиях

| № п/п | Состав (массовая доля, %) | Остальные добавки, % от массы вязущей смеси | | | Пластическая вязкость, Па.с | Предел текучести, Па |
|-------|--|---|----------|----------------|--------------------------------|-------------------------|
| | | Полимер | Каолинит | Лигносульфонат | | |
| 1 | ПЦТ-1-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | ПВС (1 %) | 1 | 1 | 7,7 | 65 |
| 2 | ПЦТ-1-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25) | Гипан (3) | 1 | 1 | 5,5 | 42 |
| 3 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | ПВС (1,5) | 1 | 0,5 | 6,21 | 5,1 |
| 4 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | Гипан (3,25%) | 1 | 1 | 6 | 27,2 |
| 5 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | ПВС (0,25) | 1 | 0,5 | 6,3 | 20,4 |
| 6 | ПЦТ-1-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | Гипан (2,25%) | 1 | 1 | 5,9 | 25,1 |
| 7 | ПЦТ-1-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25) | ПВС (0,5) | 1 | 0,5 | 5,9 | 35,26 |
| 8 | ПЦТ-1-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25) | Гипан (2,5%) | 1 | 1 | 5,8 | 20,45 |

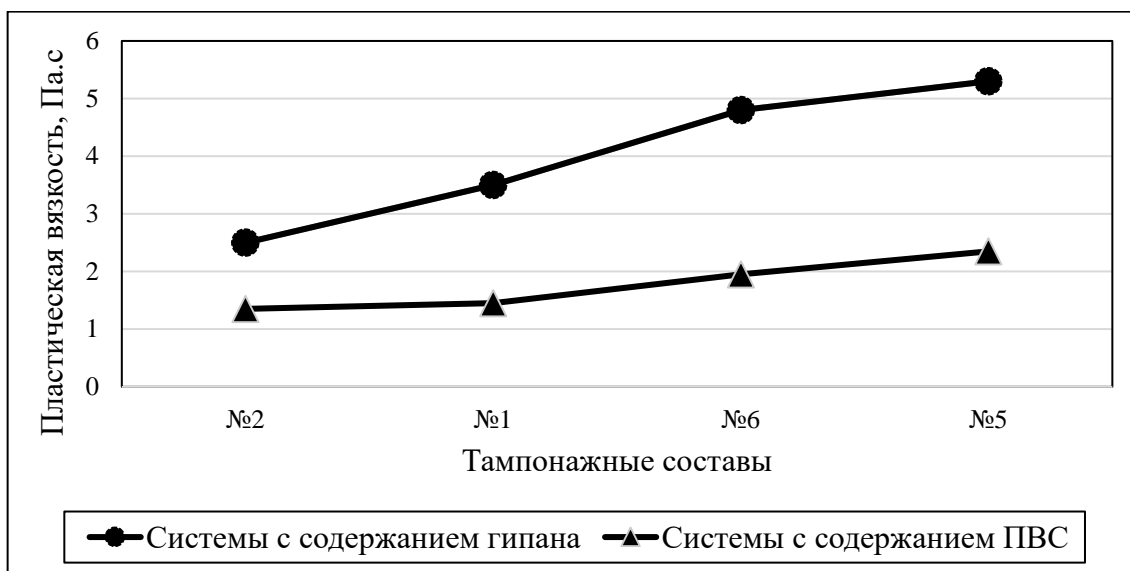


Рисунок 3.12 – Зависимость пластической вязкости от состава тампоажной смеси

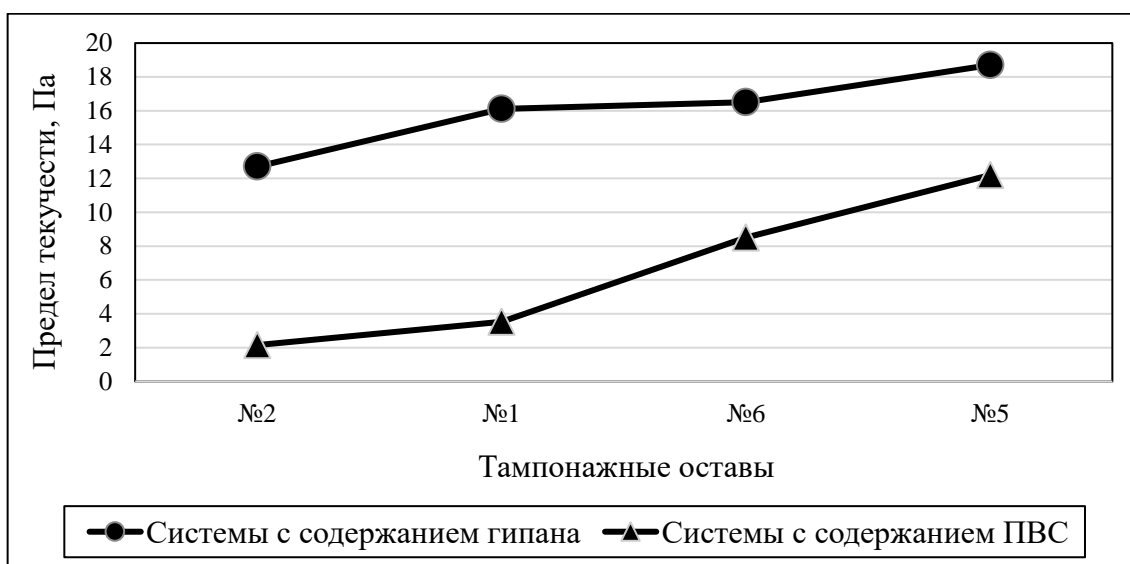


Рисунок 3.13 – Зависимость предела текучести от состава тампоажной смеси

3.4 Исследование физико-механических характеристик цементного камня

Основные прочностные характеристики цементного камня – прочность при сжатии и изгибе. Результаты исследований влияния добавки кварцевого песка, кварцевой пыли, гематита и оксида магния на прочностные характеристики (прочность на сжатие) цементного камня приведены на рисунках 3.14, 3.15, 3.16 и 3.17.

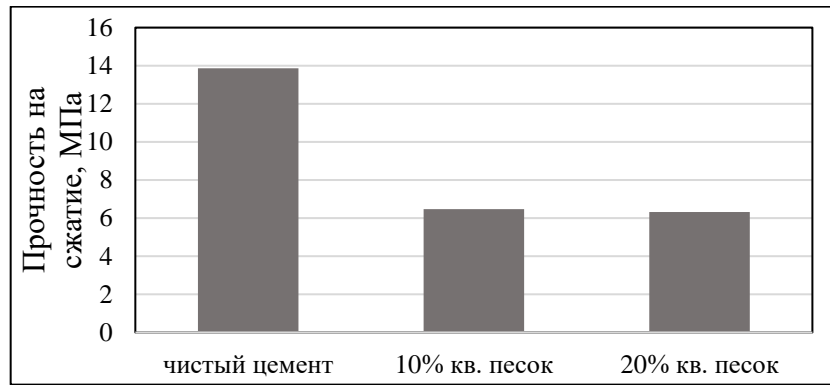


Рисунок 3.14 – Влияние добавки кварцевого песка на прочность цементного камня

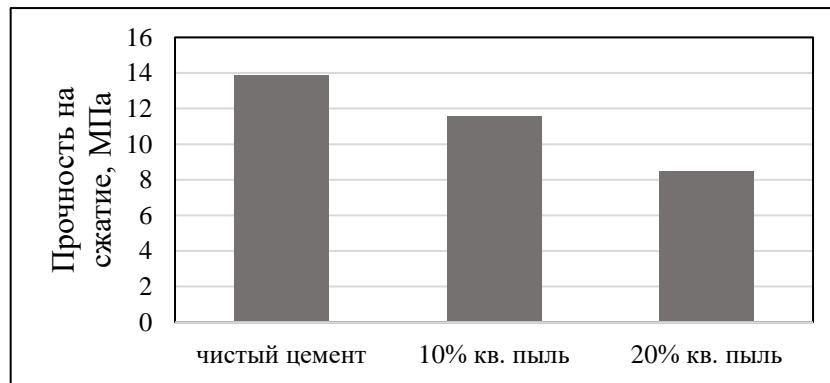


Рисунок 3.15 – Влияние добавки кварцевой пыли на прочность цементного камня

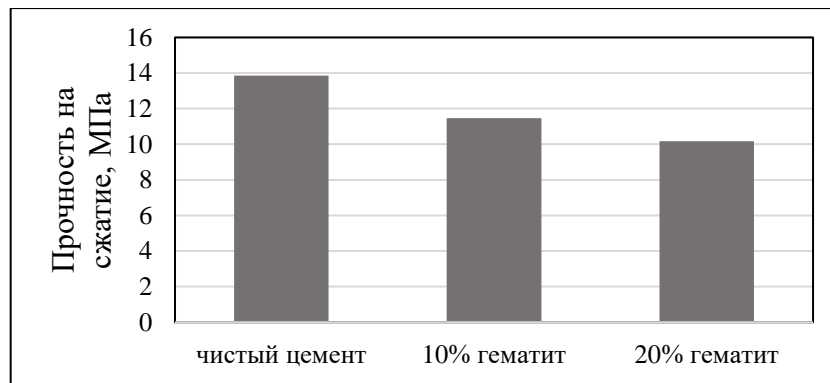


Рисунок 3.16 – Влияние добавки гематита на прочность цементного камня

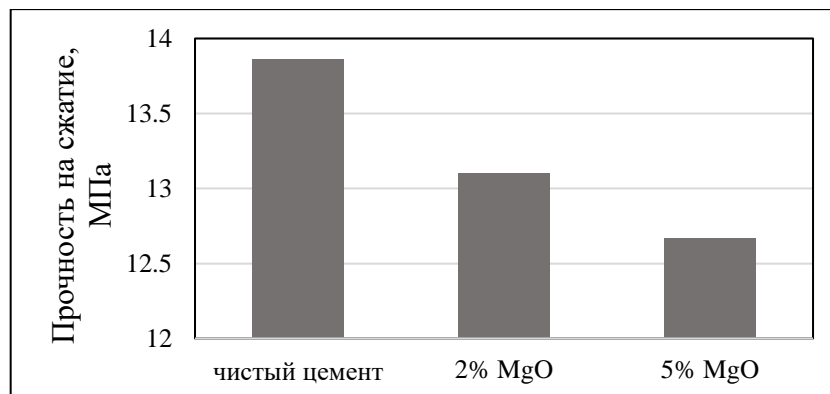


Рисунок 3.17 – Влияние добавки оксида магния на прочность цементного камня

Из приведенных результатов можно сделать вывод о том, что при повышении концентрации указанных добавок, прочность на сжатие образцов снижается, что связано с уменьшением доли вяжущего вещества.

На рисунках 3.18 - 3.21 показаны результаты исследований прочностных характеристик цементных камней, содержащих гипан и ПВС. Значения прочности на сжатие и изгибе показаны при нормальных условиях и при условиях высоких давлений и температур (160 °С и 4 МПа).

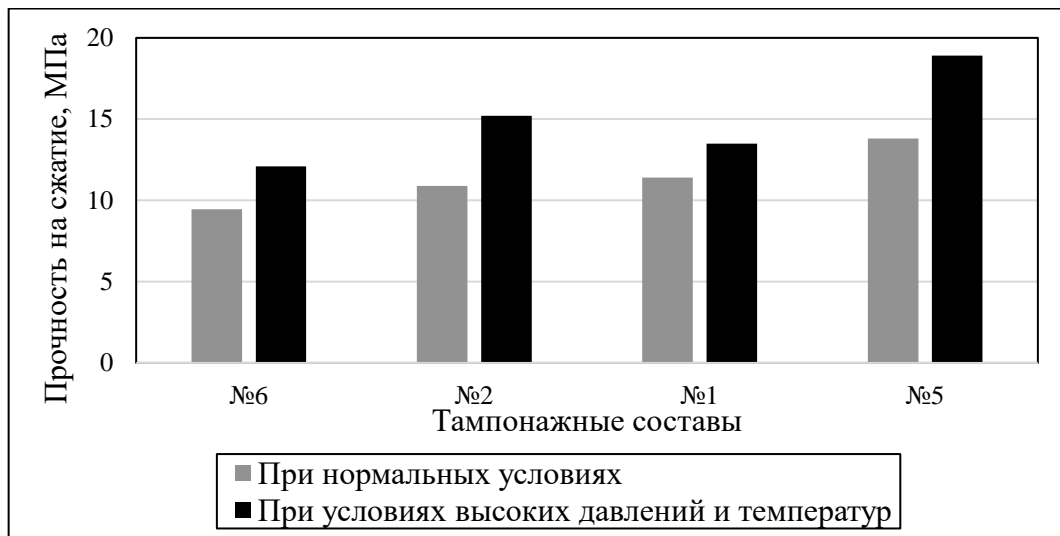


Рисунок 3.18 – Зависимость прочности на сжатие цементных образцов, содержащих ПВС от состава тампонажной смеси

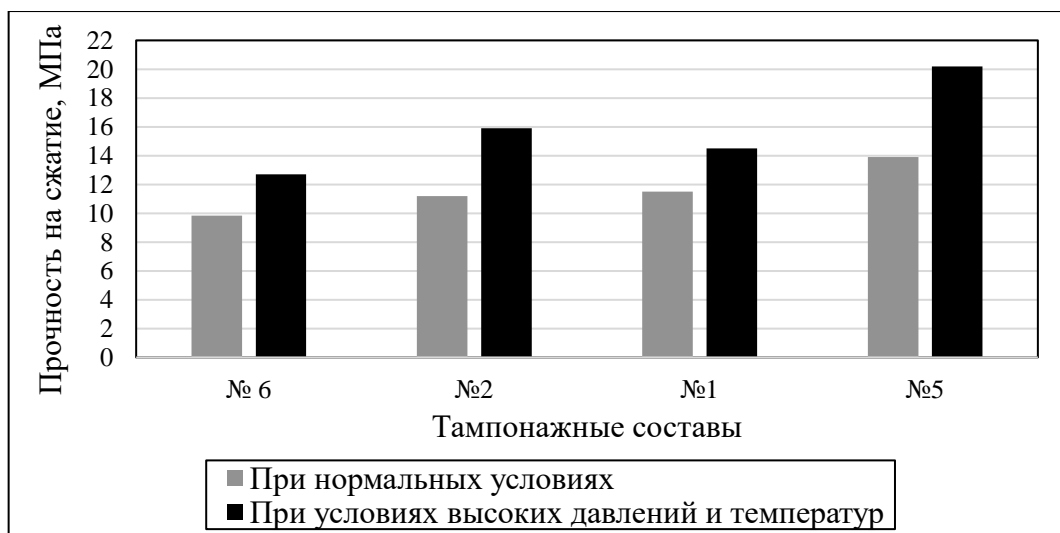


Рисунок 3.19 – Зависимость прочности на сжатие цементных образцов, содержащих гипан от состава тампонажной смеси

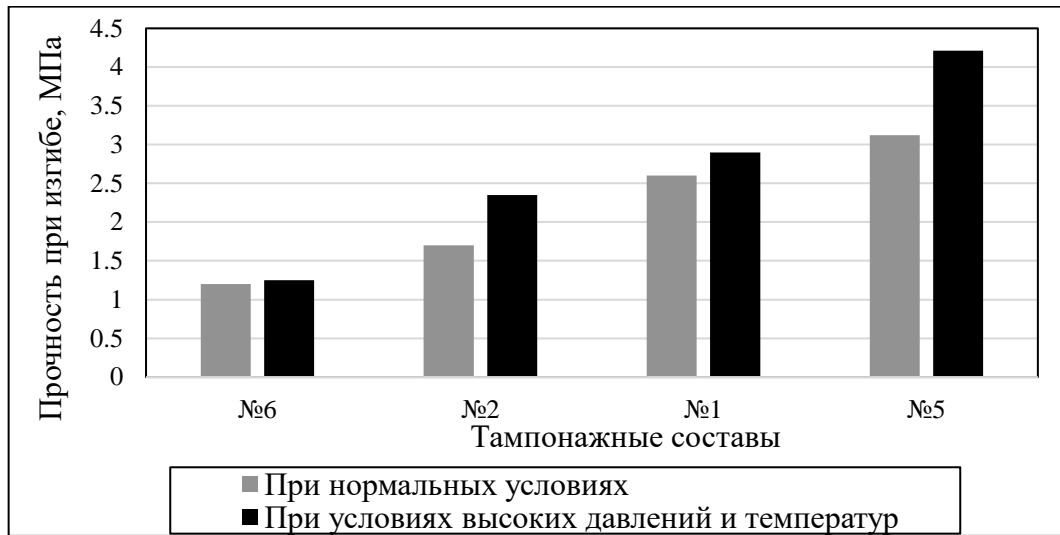


Рисунок 3.20 – Зависимость прочности при изгибе цементных образцов, содержащих ПВС от состава тампонажной смеси



Рисунок 3.21 – Зависимость прочности при изгибе цементных образцов, содержащих гипсан от состава тампонажной смеси

Из представленных результатов следует, что, во-первых, при нормальных условиях тампонажные составы с высоким значением плотности упаковки являются более прочными, что связано с более компактностью этих систем. Также можно сделать вывод о том, что с повышением температуры и давления прочность на сжатие цементных образцов повышается в среднем на 33%, а прочность при изгибе – на 25%, что связано с содержанием кварца в их составах.

Кварцевый песок и кварцевая пыль являются практически инертными компонентами при нормальных условиях. Однако, при повышенных температурах кварц активно реагирует с гидросиликатами, гидроалюминатами и

гидроксидом кальция. При гидратации цемента в нормальных условиях в кристаллической структуре камня формирует сложно-структурный минерал тоберморит, который при повышении температуры образует слабую и одновременно пористую структуру. Добавление кварца к системе позволяет получить условия, при которых тоберморит может переходить в ксонотлит, который является более устойчивым кристаллогидратом и не претерпевает в дальнейшем фазовых превращений (рисунок 3.22) [54, 59, 85, 100].



Рисунок 3.22 – Кристаллы тоберморита и ксонотлита

Из результатов исследования реологических свойств тампонажного раствора и прочностных характеристик цементного камня можно сделать вывод о неэффективном влиянии ПВС в качестве полимера в базовых тампонажных составах при повышенных температурах и давлениях. Поэтому в дальнейших исследованиях использованы базовые тампонажные составы с содержанием гипана.

Низкие адгезионные характеристики и усадки цементного камня при его твердении приводят к отсутствию хорошего его сцепления с обсадной колонной и стенками скважины [54].

Оксид магния (MgO) был использован в тампонажных составах в качестве расширяющейся добавки с целью компенсации усадки цементного камня при его твердении и повышения прочности его контакта с породами и обсадной колонной. Исследования по определению адгезии цементного камня к стали и его расширению (или контракции) проводились для базовых составов. Результаты исследований представлены на рисунках 3.23 и 3.24 и в таблице 3.5.

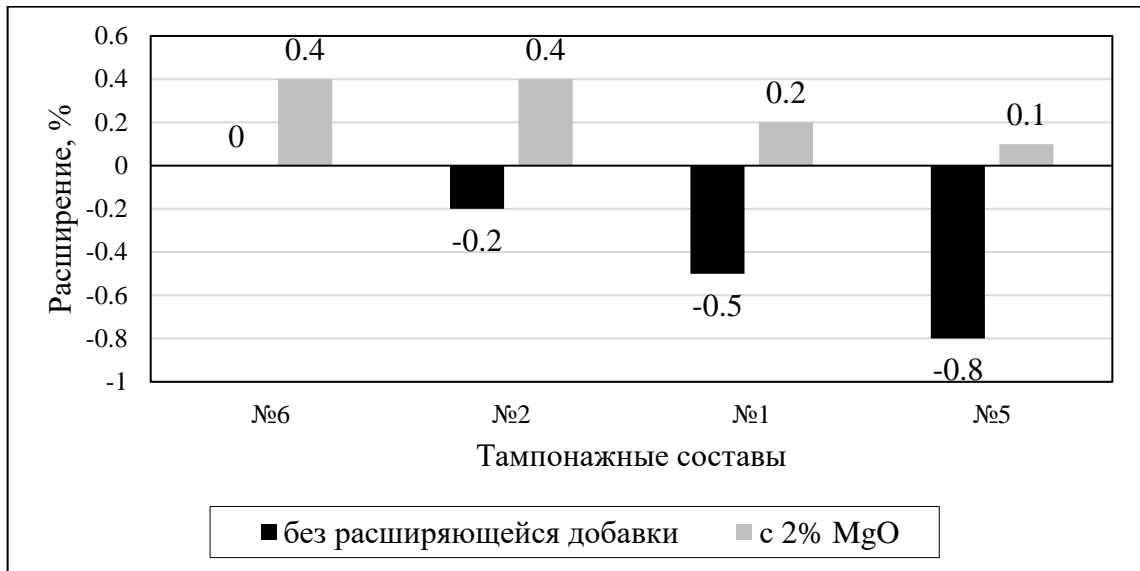


Рисунок 3.23 – Зависимость расширения цементного камня через 2 суток от состава тампонажной смеси

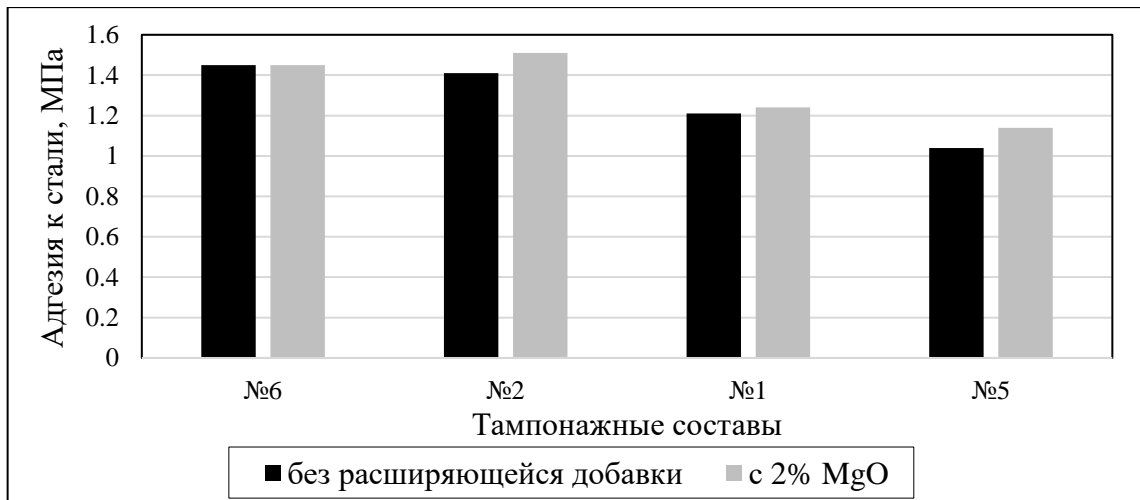


Рисунок 3.24 – Зависимость адгезии цементного камня к стали от состава тампонажной смеси

Результаты представленных исследований показывают, что тампонажный состав №5 с наибольшим значением плотности упаковки по сравнению с другими составами, имеет высокую усадочную деформацию.

Также из рисунков следует, что добавка оксида магния в количестве 2% от массы сухой цементной смеси способствует расширению цементного камня в среднем до 0.3%, а также повышению его адгезионных характеристик в среднем до 5%. Однако, увеличение содержания добавки более 2% может привести к падению его прочностных характеристик, что характерно для большинства расширяющихся добавок [16, 54].

Таблица 3.5 – Адгезия цементного камня к стали и его расширение

| № п/п | Состав (массовая доля, %) | Остальные добавки, % от массы вяжущей смеси | | | | Расширение (усадка)* через 2 суток, % | Адгезия через 2 суток, МПа |
|-------|--|---|----------|---------------|--------------|---------------------------------------|----------------------------|
| | | гипсан | Каолинит | Лигносулфонат | Оксид магния | | |
| 1 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (2,5) | 3 | 1 | 1 | 0 | -0,5 | 1,21 |
| 2 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (2,5) | 3 | 1 | 1 | 2 | 0,2 | 1,24 |
| 3 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | 3,25% | 1 | 1 | 0 | -0,2 | 1,41 |
| 4 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20) | 3,25% | 1 | 1 | 2 | 0,4 | 1,51 |
| 5 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | 2,25% | 1 | 1 | 0 | -0,8 | 1,04 |
| 6 | ПЦТ-I-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20) | 2,25% | 1 | 1 | 2 | 0,1 | 1,14 |
| 7 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (2,5) | 2,5% | 1 | 1 | 0 | 0,0 | 1,45 |
| 8 | ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (2,5) | 2,5% | 1 | 1 | 2 | 0,4 | 1,45 |

* отрицательный знак обозначает усадку цементного камня

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований был обоснован наиболее оптимальный по основным структурно-реологическим и физико-механическим свойствам тампонажный состав для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, который включает в себя: портландцемент тампонажный ПЦТ I-100, кварцевую пыль, MgO, стабилизатор гипан, пластификатор лигносульфонат, утяжелитель гематит и структурообразующую добавку каолинит. Основные свойства тампонажного раствора и цементного камня предлагаемого состава представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Основные свойства тампонажного раствора и цементного камня предлагаемого состава

| № п/п | Свойства тампонажного раствора и цементного камня | Значение |
|-------|---|----------|
| 1 | Плотность, кг/м ³ | 1950 |
| 2 | Растекаемость, мм | 210 |
| 3 | Водоотделение, % | 0 |
| 4 | Показатель фильтрации при условиях высоких давлений и температур, см ³ /30 мин | 12 |
| 5 | Прочность на сжатие при нормальных условиях, МПа | 13,6 |
| 6 | Прочность на сжатие при условиях высоких давлений и температур, МПа | 20 |
| 7 | Прочность при изгибе при нормальных условиях, МПа | 3,3 |
| 8 | Прочность при изгибе при условиях высоких давлений и температур, МПа | 4,6 |
| 9 | Расширение через 2 суток, % | 0,1 |
| 10 | Адгезия к стали через 2 суток, МПа | 1,14 |

3.5 Исследование свойств буферной жидкости

Лабораторные исследования по определению реологических свойств проводились для 4 систем буферных жидкостей, отличающихся по типу используемых полимеров (таблица 3.7). Во всех системах в качестве утяжелителя использован гематит.

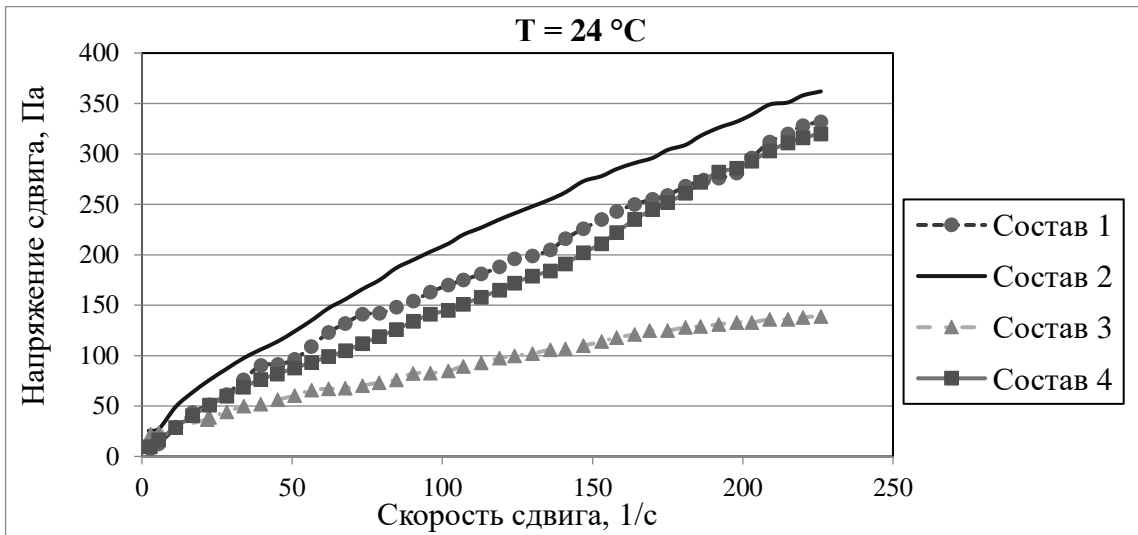
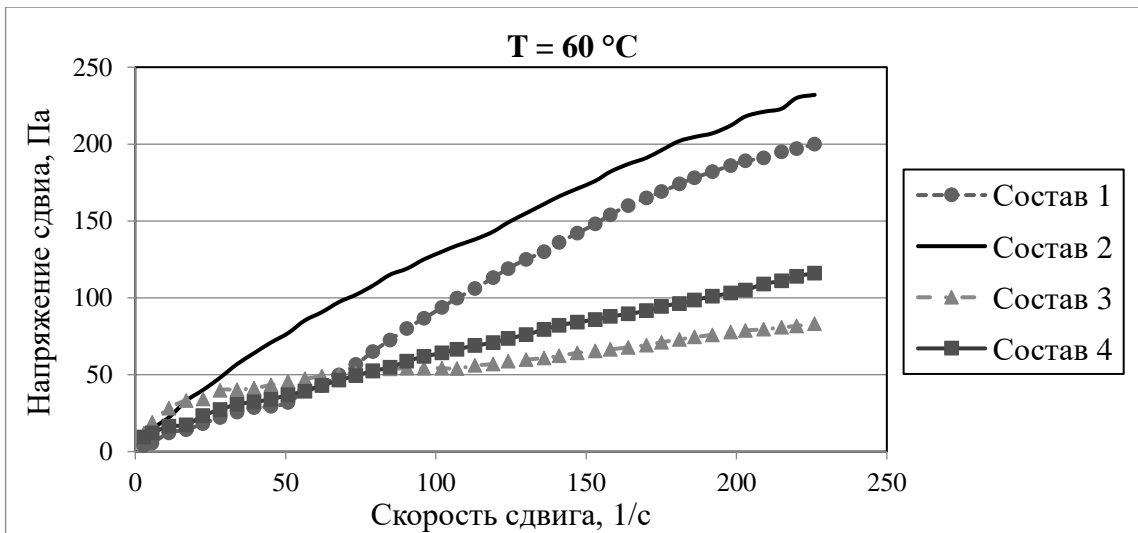
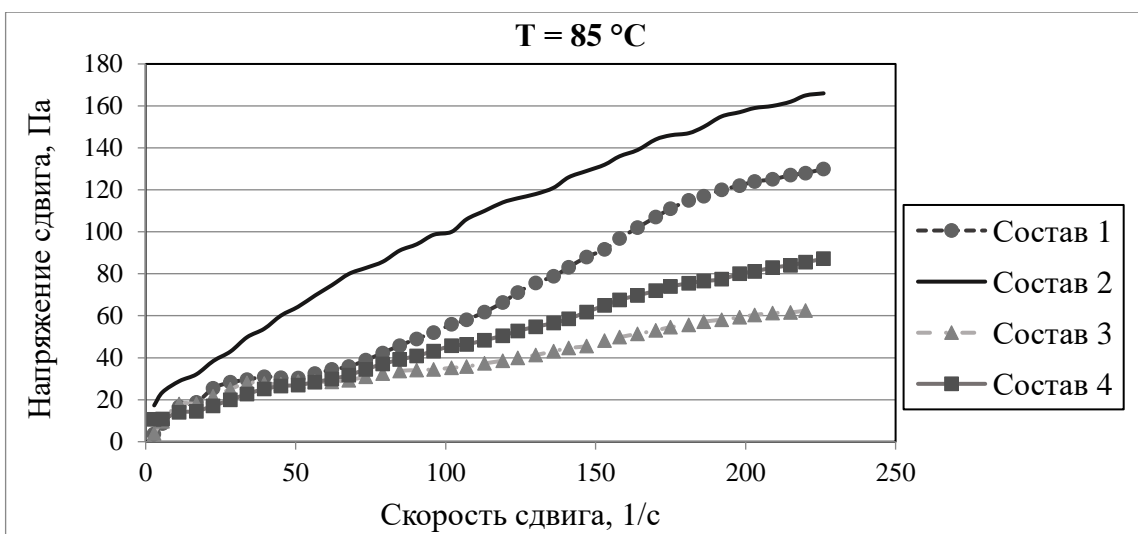
Введение гематита в состав буферной жидкости может значительно повысить плотность буферной жидкости до 2600 кг/м³, что необходимо для обеспечения гидростатического равновесия в системе ствол скважины – пласт [108].

Таблица 3.7 – Составы разработанных буферных жидкостей

| № состава | Состав (Массовая доля, %) | Плотность, кг/м ³ |
|-----------|---|------------------------------|
| 1 | Вода (57), гипан (7), гематит (36) | 1600 |
| 2 | Вода (59), гипан (8), гематит (33) | 1550 |
| 3 | Вода (59,5), КМЦ (0.5), гематит (40) | 1750 |
| 4 | Вода (65.9), КМЦ (0.5), гематит (30), гипан (3.6) | 1500 |

Результаты исследования реологических свойств разработанных буферных жидкостей представлены на рисунках 3.25, 3.26, 3.27, 3.28 и 3.29, где показана зависимость напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига (D) при различных температурах.

Результаты исследования реологических свойств буферных жидкостей показывают, что при повышении температуры от +24 °С до +160 °С снижаются значения напряжения сдвига всех исследуемых жидкостей. Самое большое снижение напряжения сдвига наблюдается в растворах с содержанием КМЦ, особенно при температурах выше +85 °С, что связано с влиянием высокой температуры на действие КМЦ в качестве полимера.

Рисунок 3.25 – Напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига при $T=24\text{ }^{\circ}\text{C}$ Рисунок 3.26 – Напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига при $T=60\text{ }^{\circ}\text{C}$ Рисунок 3.27 – Напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига при $T=85\text{ }^{\circ}\text{C}$

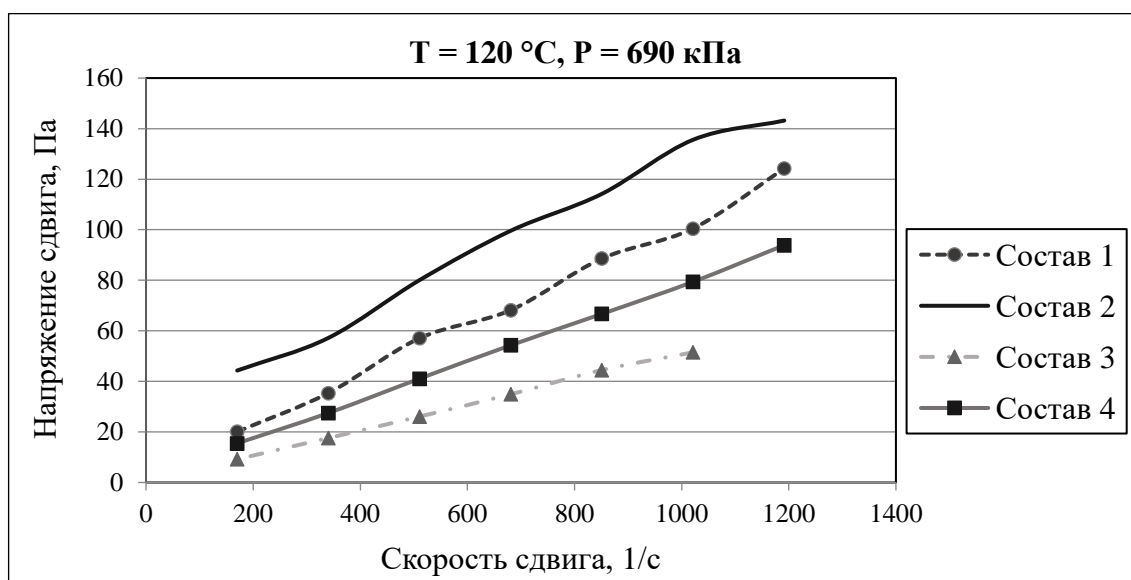


Рисунок 3.28 – Напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига при $T=120\text{ }^{\circ}\text{C}$

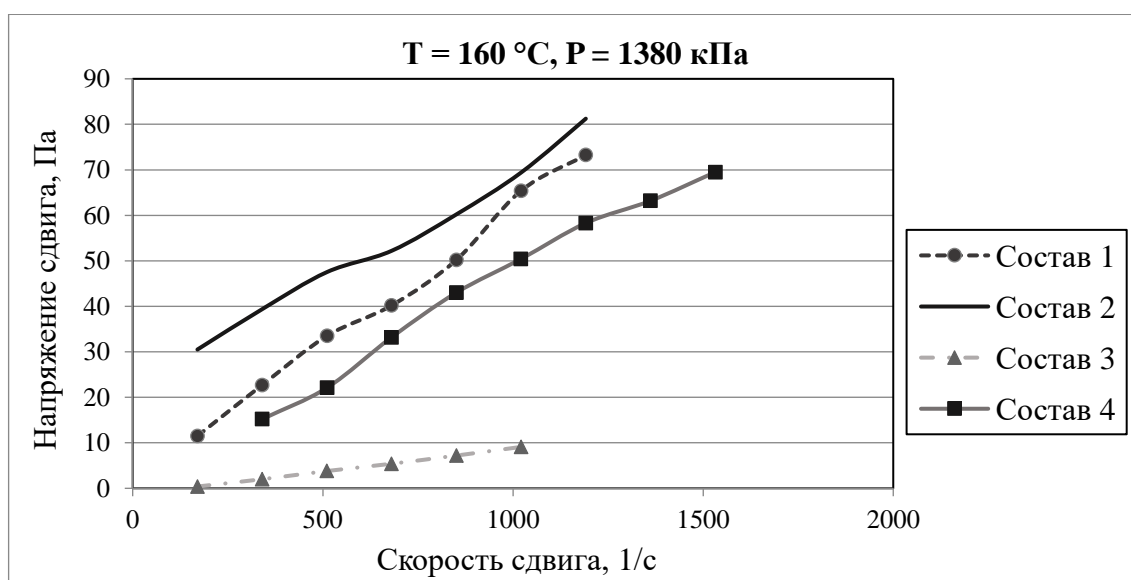


Рисунок 3.29 – Напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига при $T=160\text{ }^{\circ}\text{C}$

Предел текучести исследуемых буферных жидкостей определен с помощью реологических моделей Гершеля – Балкли и Бингама – Шведова и представлен на рисунке 3.30.

Причина выбора данных моделей объясняется содержанием полимеров в составе буферных жидкостей, так как полимеры ведут себя как псевдопластичные жидкости, ускорение течения которых обусловлено такими изменениями структуры полимера в процессе течения, которые приводят к падению вязкости.

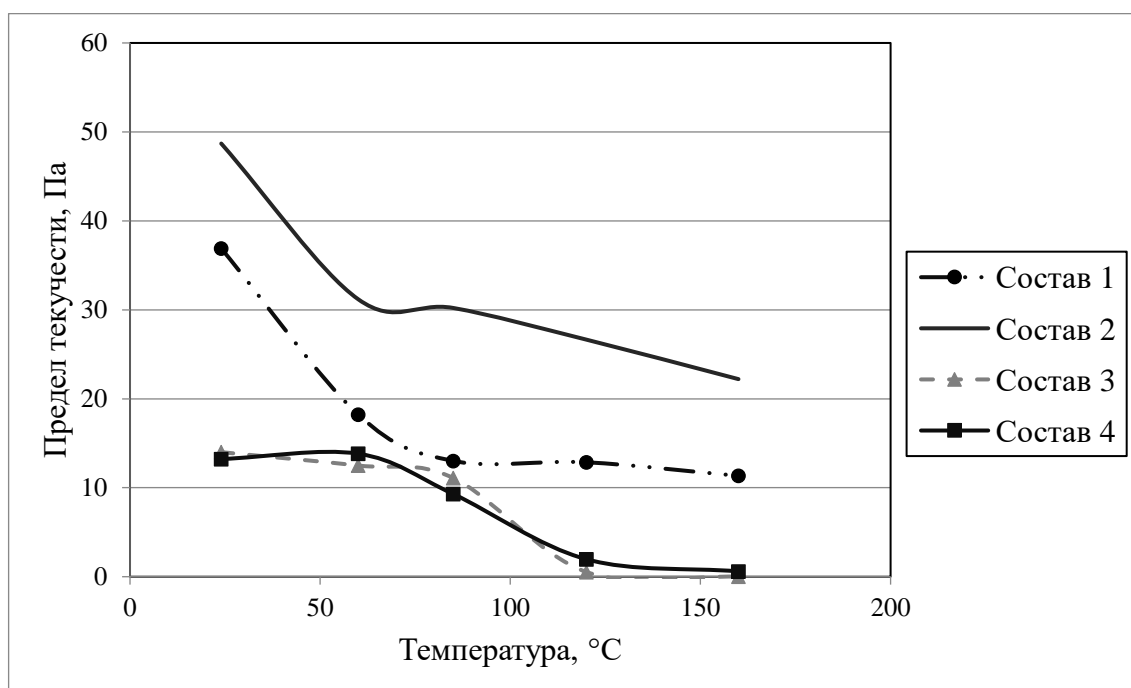


Рисунок 3.30 – Зависимость предела текучести от температуры

Приведенные на рисунке 3.30 результаты позволяют сделать выводы о том, что влияние температуры на свойства буферных жидкостей проявляется в виде снижения предела текучести системы. До температуры +85 °C предел текучести системы с содержанием КМЦ не меняется, но с дальнейшим повышением температуры наблюдается резкое снижение этого показателя. Причина такого поведения объясняется низкой эффективностью действия КМЦ при высоких температурах.

Повышение температуры выше +85 °C приводит к ослаблению связи полимерных цепей в структуре КМЦ и снижению молекулярной массы его частиц. Следовательно, снижается вязкость и предел текучести буферных жидкости, в результате чего ограничиваются их применение при условиях повышенных температур [69, 84].

В отличие от КМЦ, гипан как и другие акриловые полимеры имеет прочные структуры и полимерные мембраны, а, следовательно является термостойким реагентом [108].

Предел текучести системы, содержащей гипан, больше, чем у остальных составов буферных жидкостей. Это связано с более эффективным действием гипана при высоких температурах. Хотя предел текучести указанной системы

тоже снижается, но его показатели ещё достаточно высокие чтобы поддерживать стабильность системы.

Чтобы выявить наиболее эффективные буферные жидкости по моющим свойствам, проводились исследования по определению их способности очищать поверхность металла и горных пород от остатков бурового раствора и глинистой корки.

С этой целью готовились 0,5, 1 и 1,5 %-е растворы ПАВ: ОП-10 – неионогенного класса, катамин АБ – катионактивного класса, флон-2 – катионактивного класса, додецилсульфат натрия – анионоактивного класса и сульфонол – анионоактивного класса.

Результаты исследований моющих свойств данных растворов приведены на рисунке 3.31.

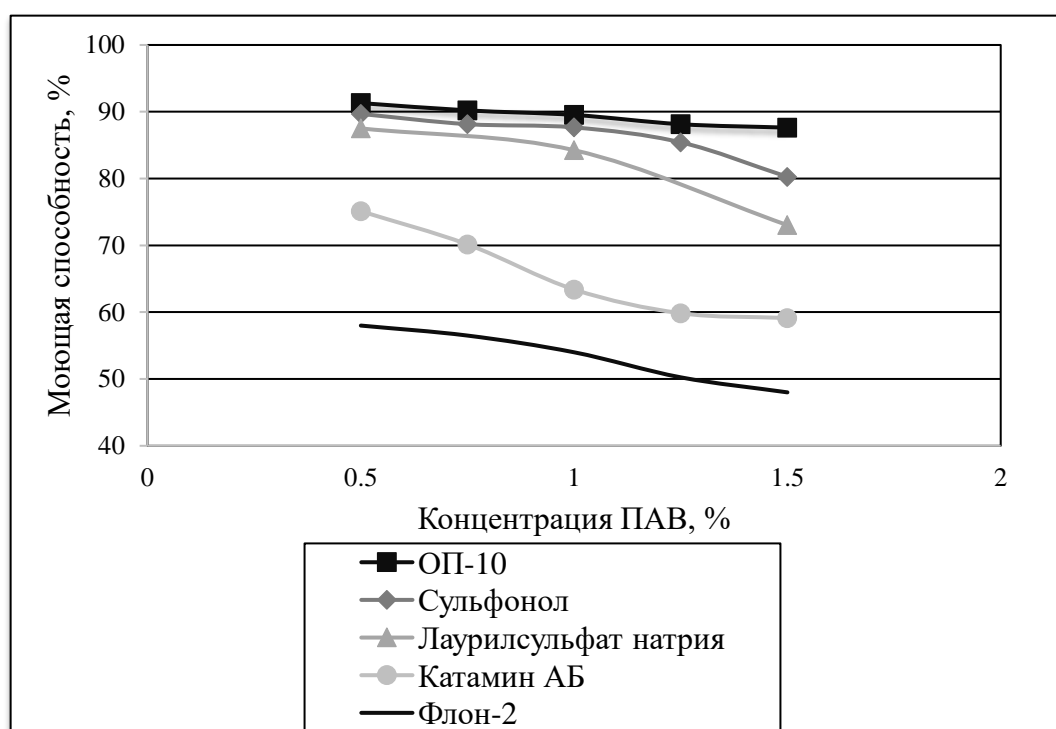


Рисунок 3.31 – Зависимость моющей способности буферных жидкостей от концентрации ПАВ

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что наиболее эффективное моющее действие имеют растворы, 0,5%-й концентрации, причем те из них, которые содержат неионогенное поверхностно-активное вещество ОП-10.

Также из рисунка видно, что самой низкой моющей способностью обладает буферная жидкость, содержащая катионактивное ПАВ Флон-2.

При условиях высоких давлений и температур применяются утяжеленные буферные жидкости, компоненты которых остаются на стенках колонны и скважины, в результате чего снижается адгезия цементного камня к контактирующим поверхностям. Кроме этого, их высокая вязкость и плотность не позволяет реализовать турбулентный режим течения, при котором достигается высокая степень вытеснения бурового раствора [107]. В связи с этим возникает необходимость исследования моющих свойств разработанных утяжеленных буферных жидкостей (см. таблицу 3.7) с содержанием 0,5 % ПАВ.

Результаты исследования моющей способности утяжеленных буферных жидкостей представлены на рисунке 3.32.

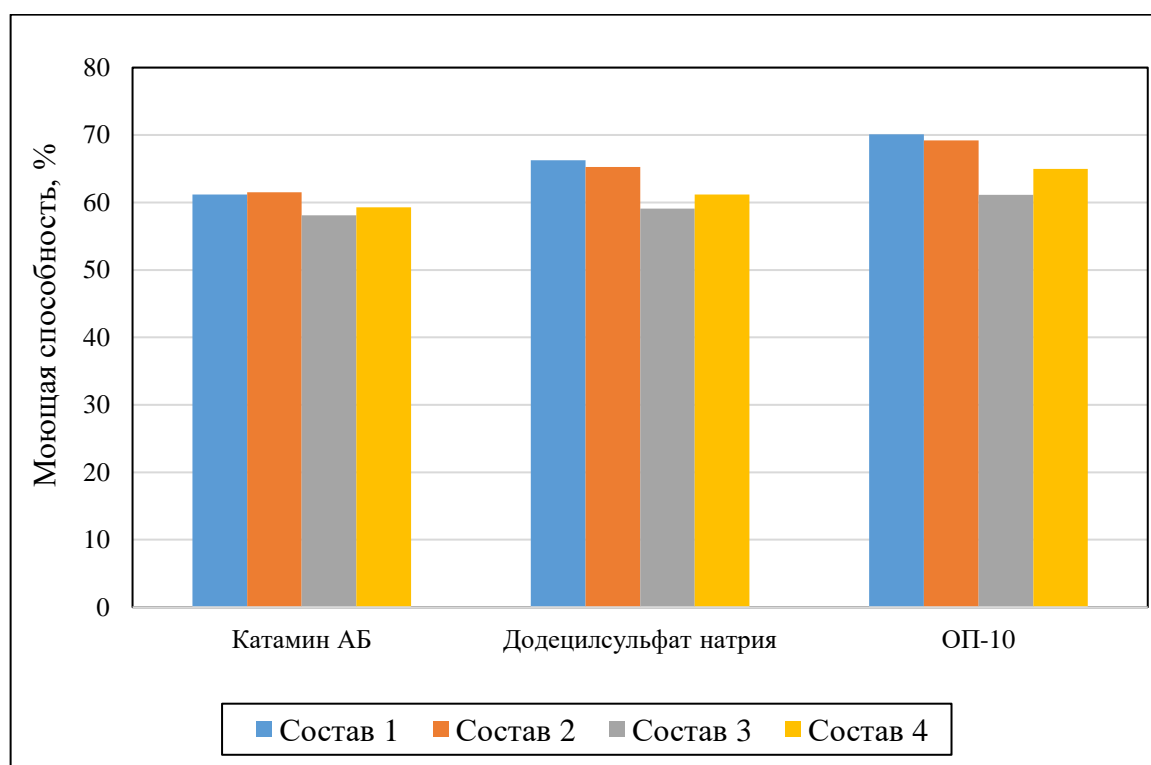


Рисунок 3.32 – Зависимость моющей способности утяжеленных буферных жидкостей от вида применяемого ПАВ

Из рисунка 3.32 следует, что в целом составы буферных жидкостей, содержащие гипан в качестве полимера (составы 1 и 2) обладают моющей способностью выше, чем остальные системы. Это объясняется тем, что при введении КМЦ увеличивается вязкость системы, в результате чего на

поверхности металла остается дополнительный слой буферной жидкости. Также из рисунка видно, что, ПАВ ОП-10 является наиболее эффективным реагентом при регулировании моющих свойств утяжеленных буферных жидкостей.

Дополнительно проводилось исследование способности буферной жидкости (состав №2) с содержанием ОП-10 удалять глинистую корку с поверхности горной породы. Результаты исследования представлены на рисунке 3.33.

Сравнение представленных данных на рисунке 3.33 показывает, что эффективность удаления глинистой корки с поверхности горных пород буферной жидкостью в среднем на 25% меньше чем ее эффективность очистки поверхности металла (обсадных колонн) от остатков бурового раствора, что связано с шероховатостью поверхности горных пород, в результате чего снижается моющая способность буферной жидкости.

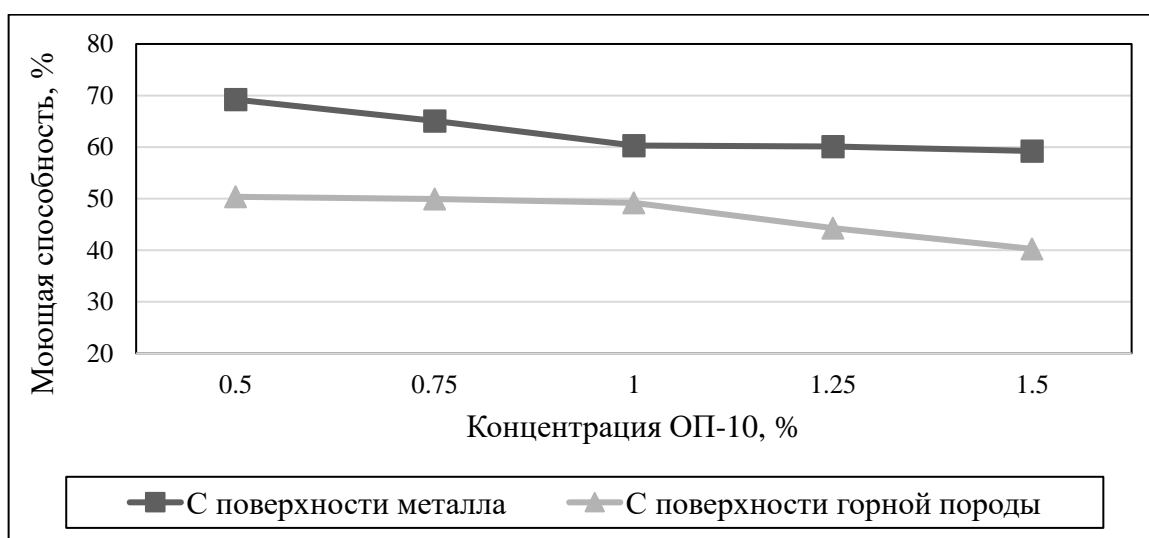


Рисунок 3.33 – Зависимость моющей способности буферной жидкости от концентрации ПАВ

Введение кварцевого песка в состав буферной жидкости может способствовать турбулизации потока при низких скоростях движения и значительном содержании твердой фазы [14, 77, 106]. Поэтому проводилось исследование влияния добавления кварцевого песка до 5% на моющие свойства буферных жидкостей 0,5%-й концентрации ОП-10.

Результаты представлены на рисунке 3.34.

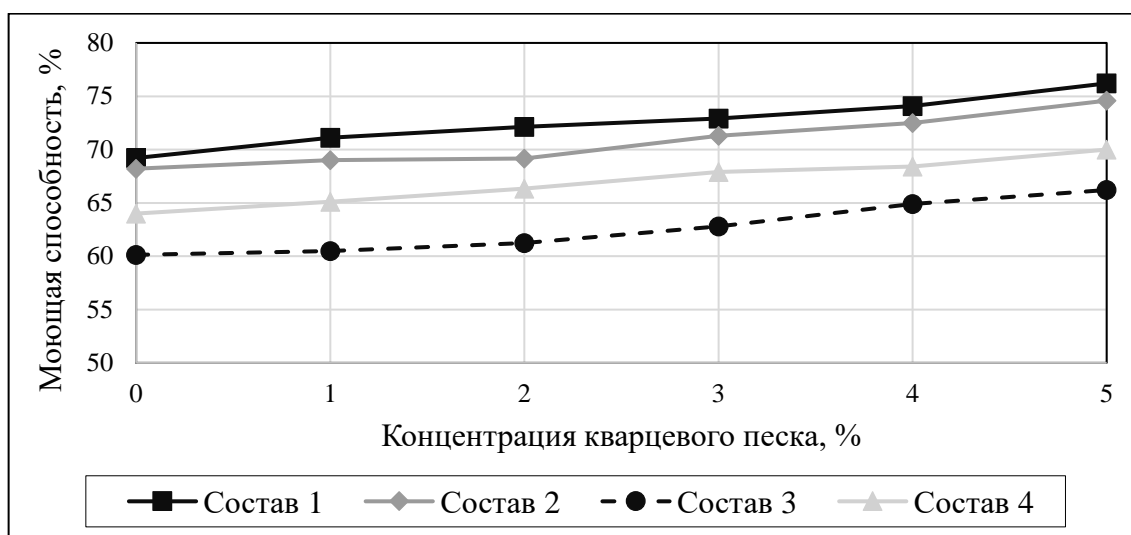


Рисунок 3.34 – Влияние добавки кварцевого песка на моющую способность буферной жидкости

Представленные результаты показывают, что добавление в буферную жидкость кварцевого песка до 5 % повышает её моющую способность в среднем на 10%, что вызвано турбулизацией потока при низких скоростях движения.

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований был обоснован состав базовой буферной жидкости на водной основе, который включает в себя: гипан, гематит, поверхностно-активное вещество ОП-10 и кварцевый песок.

Для исследования совместимости бурового раствора с буферной жидкостью был выбран малоглинистый состав раствора, представленный в таблице 3.8. Результаты исследования совместимости буферной жидкости и бурового раствора на основе измерения реологических характеристик их смеси при различных числах оборотов цилиндра вискозиметра (100 об/мин до 800 об/мин), показаны на рисунке 3.35 и в таблице 3.9.

Таблица 3.8 – Состав бурового раствора для анализа его совместимости с буферной жидкостью

| Состав бурового раствора (массовая доля) | Плотность, кг/м ³ |
|--|------------------------------|
| Вода (80), глина (10), гипан (10) | 1050 |

Таблица 3.9 – Реологические характеристики смеси буферной жидкости и бурового раствора

| Смесь | Напряжение сдвига при числе оборотов цилиндра вискозиметра, Па | | | | | | Пластическая вязкость, Па·с |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------------|
| | 100 об/мин | 200 об/мин | 300 об/мин | 400 об/мин | 600 об/мин | 800 об/мин | |
| 100 % буровой раствор | 6.13 | 11.7 | 13.3 | 20.3 | 31.5 | 43.4 | 0,1415 |
| 75% буровой раствор 25% буферная жидкость | 6.76 | 15.2 | 21.4 | 30 | 44.5 | 59.3 | 0,1981 |
| 50% буровой раствор 50% буферная жидкость | 12.8 | 26.7 | 43.8 | 62.9 | 87.5 | 102 | 0,3486 |
| 25 % буровой раствор 75% буферная жидкость | 21.3 | 44.1 | 67.9 | 84.9 | 120 | 148 | 0,4769 |
| 100% буферная жидкость | 27.4 | 54.6 | 79.9 | 106 | 147 | 186 | 0,5975 |



Рисунок 3.35 – Зависимость напряжения сдвига смеси буферной жидкости и бурового раствора от концентрации буферной жидкости

Представленные результаты на рисунке и в таблице показывают, что при увеличении объема буферной жидкости в её смеси с буровым раствором наблюдается постепенный рост реологии (напряжения сдвига и пластической вязкости) смеси, который свидетельствует о совместимости буферной жидкости с буровым раствором.

Также из рисунка 3.35 следует, что при снижении частоты вращения цилиндра вискозиметра, напряжение сдвига смеси бурового раствора с буферной жидкостью уменьшается. Это свидетельствует о том, что при низких скоростях движения повышается совместимость буферной жидкости с буровым раствором.

С целью исследования совместимости разработанной буферной жидкости и тампонажного раствора, исследованы растекаемость и время загустевания их смеси. Результаты испытаний смеси буферной жидкости и тампонажного раствора приведены в таблице 3.10.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о совместимости разработанной буферной жидкости и тампонажного раствора, так как при испытании их смеси не наблюдается резкого уменьшения растекаемости и времени загустевания.

Таблица 3.10 – Результаты испытаний совместимости буферной жидкости с тампонажным раствором

| Смесь | Растекаемость, см | Время загустевания, мин при T=26 °C | Время загустевания, мин при T=50 °C | Начальная консистенция, е.к. |
|--|------------------------------|--|--|---|
| Разработанный Тампонажный раствор | 21 | 135-180 | 135-155 | 18-21 |
| 90% Тампонажный раствор, 10 % буферная жидкость | 19.5 | 130-170 | 130-145 | 19-22 |

Выводы по главе 3

1. Результаты гранулометрических исследований при разработке тампонажного состава позволяют сделать вывод о том, что с увеличением значения плотности упаковки смеси, повышаются прочностные характеристики цементного камня. Однако, плотно упакованные тампонажные смеси характеризуются высоким значением усадочных деформаций, которые компенсируются введением оксида магния.

2. Разработанный тампонажный состав, включающий в себя: портландцемент тампонажный ПЦТ I-100 (65%), утяжелитель гематит (20%), кварцевую пыль (15%) с добавками MgO (2%), стабилизатора гипан (2,25%), структурообразователя каолинит (1%) и пластификатора лигносульфонат (1%), является наиболее оптимальным составом по основным структурно-реологическим и физико-механическим свойствам для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

3. Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан (8%) и гематит (33%) с добавками поверхностно-активного вещества ОП-10 (0,5%) и кварцевого песка (5%) позволяет повысить степень очистки поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора (на 10-15%), и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА КОНТУРЕ СТВОЛА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

При исследовании устойчивости ствола скважин первоначально решены уравнения 2.32 и 2.33 методом конечных разностей на основе входных данных, представленных в таблице 4.1. Начальные и граничные условия для решения этих уравнений описываются как:

$$P(r_w, t) = P_w, \quad T(r_w, t) = T_w \quad (4.1)$$

$$P(r_\infty, t) = P_0, \quad T(r_\infty, t) = T_0 \quad (4.2)$$

$$P(r, 0) = P_0, \quad T(r, 0) = T_0 \quad (4.3)$$

где T_w – температура внутри скважины, °С.

Решение данных уравнений позволяет определить профили порового давления и температуры в зависимости от времени и удаления (r/r_w) от стенки скважины (рисунки 4.1, 4.2, 4.3 и 4.4).

Таблица 4.1 – Входные данные для расчета профилей порового давления и температуры

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|----------|----------|----------|---|
| dt | 1 с | P_w | 55 МПа |
| dr | 0.005 м | μ | 1 сП |
| r_w | 0.125 м | c_0 | $7.15 \times 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ |
| T_0 | 155 °С | c'_0 | $4.94 \times 10^{-9} \text{ м}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$ |
| P_0 | 45 МПа | c | $3.36 \times 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$ |
| T_w | 25 °С | c' | 0.31 МПа/°С |

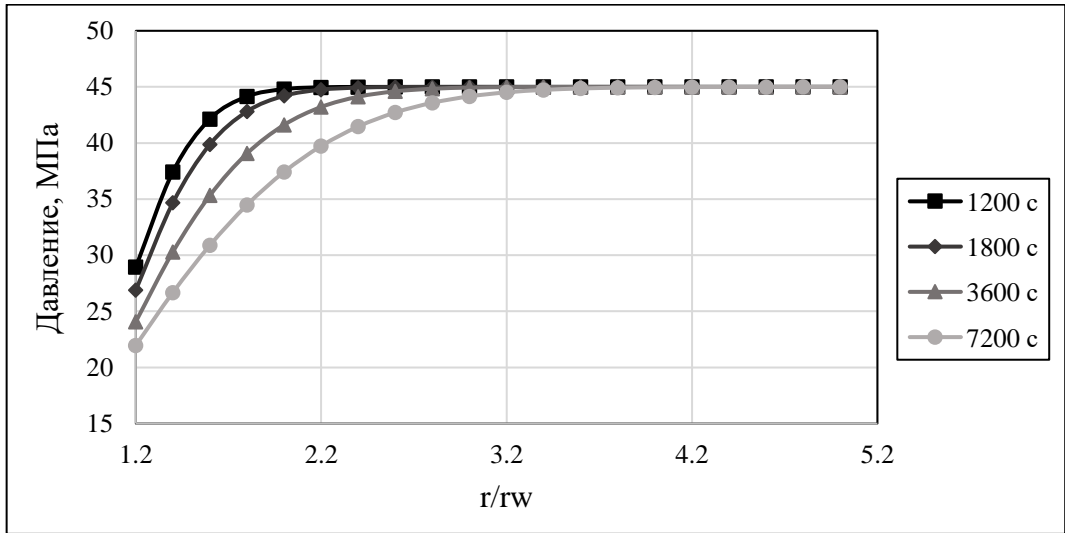


Рисунок 4.1 – Профиль порового давления

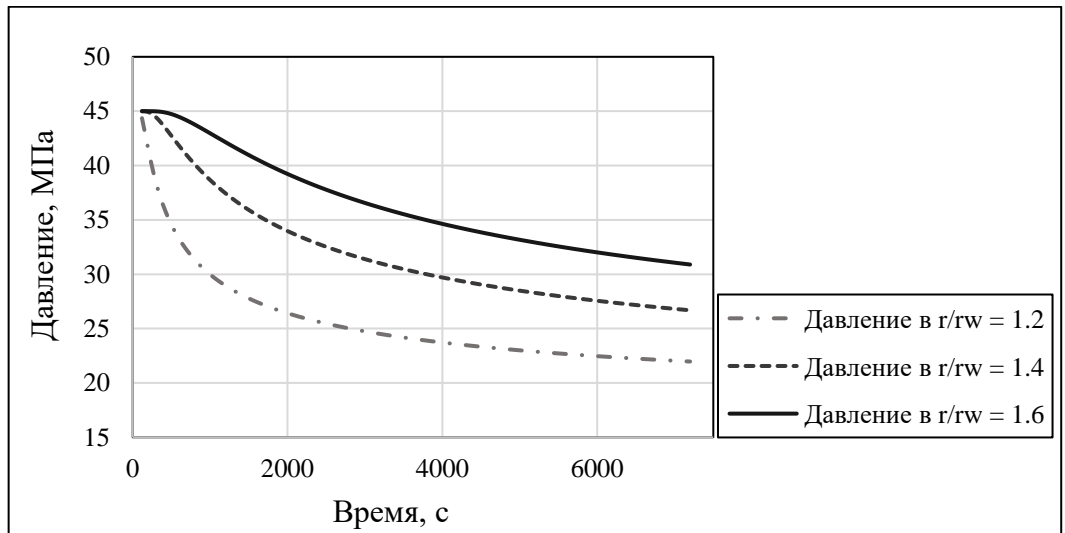


Рисунок 4.2 – Профиль порового давления

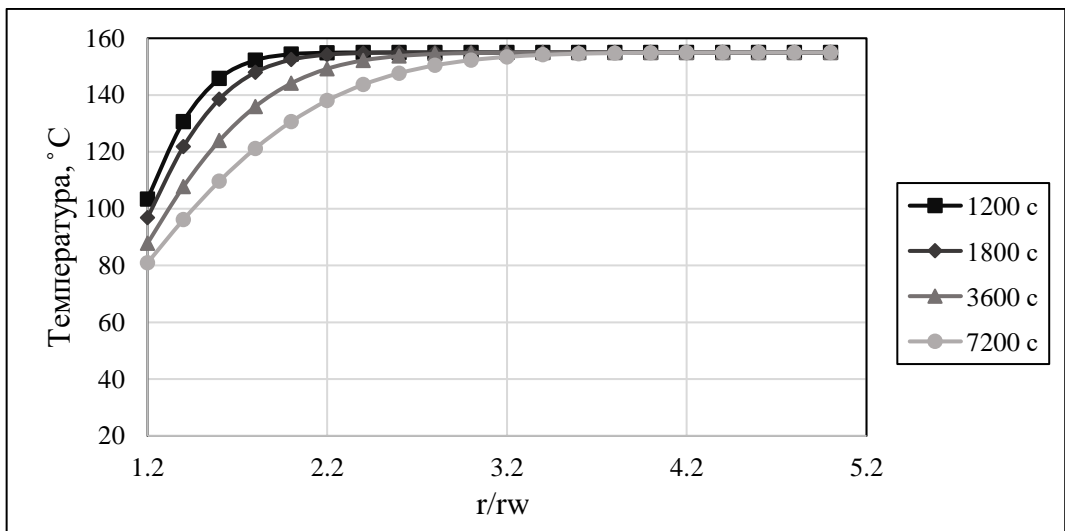


Рисунок 4.3 – Профиль температуры

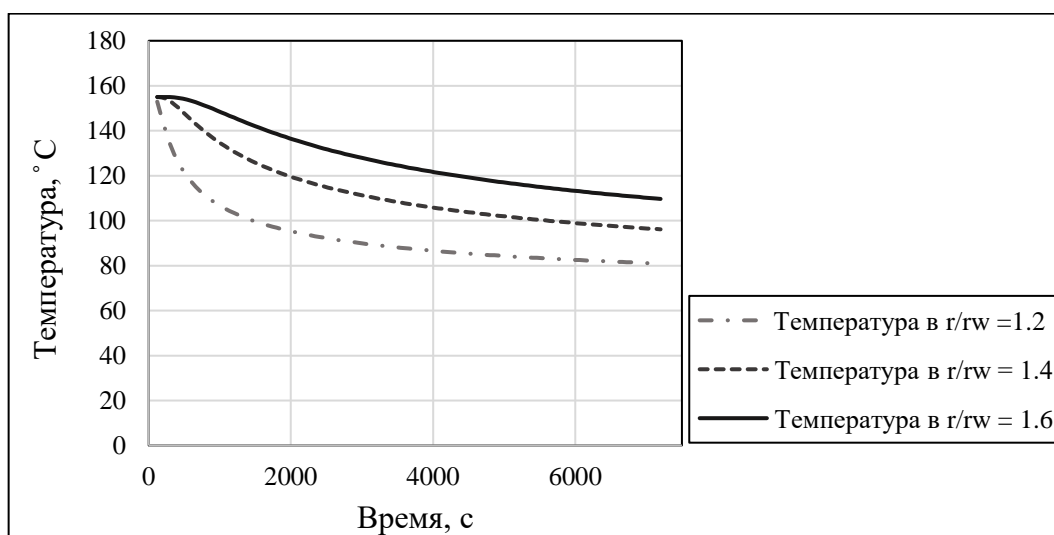


Рисунок 4.4 – Профиль температуры

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что с удалением от стенки скважины (при r/rw выше 3), поровое давление и температура достигают их исходному значению, так как в этих дистанциях влияние термического и гидравлического диффузий на профили температуры и давления является незначительным.

Также из рисунков 4.1–4.4 следует, что вызванная термическая и гидравлическая диффузия различными термобарическим условиями в пласте и в скважине, приводит к снижению давления и температуры в пластовой зоне вокруг скважины со времени.

Рассчитанные профили давления и температуры используются в уравнениях 2.15–2.20 для определения напряжений, вызванных гидравлической и термической диффузией на стенке скважины.

Температура существенно влияет на профиль порового давления [111], в связи с чем проводились исследования ее влияния при проводящей термической диффузии и конвективной термической диффузии на профиль порового давления.

Результаты представлены на рисунках 4.5 и 4.6.

Результаты исследования влияния температуры на профиль порового давления показывают, что в условиях высоких давлений и температур расчеты по определению устойчивости ствола скважины должны выполняться с учетом

эффекта температуры, так как изменение порового давления в большей степени зависит от термической диффузии, а не от гидравлической диффузии.

Из рисунка 4.6 также видно, что для малопроницаемых пластов влиянием конвективной термической диффузии на профиль порового давления можно пренебречь. Рассчитанные напряжения, вызванные гидравлическом и термическом диффузиями, используются для расчета критерия потери устойчивости стенок скважины (FC).

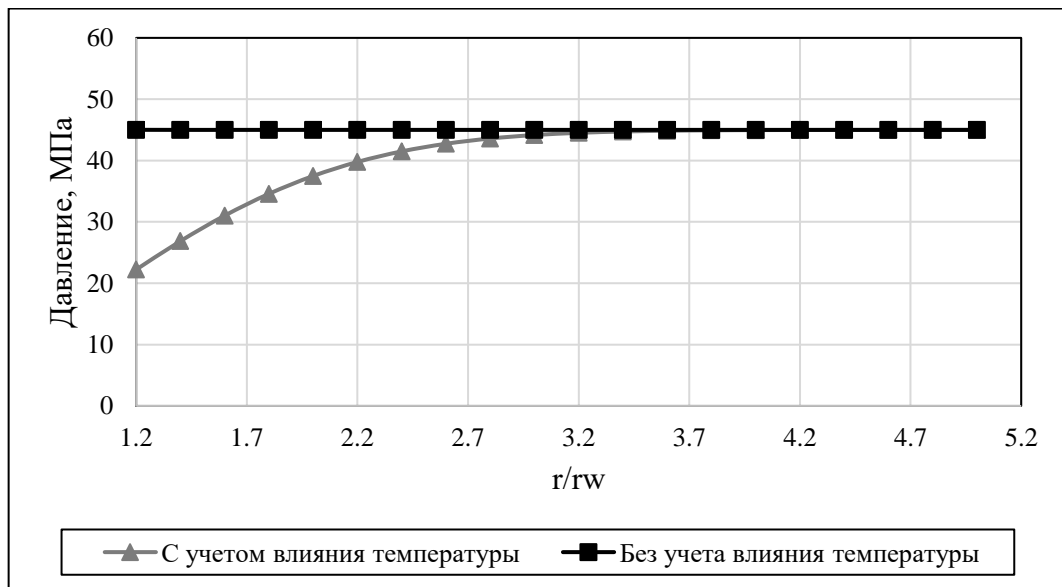


Рисунок 4.5 – Влияние температуры на профиль порового давления

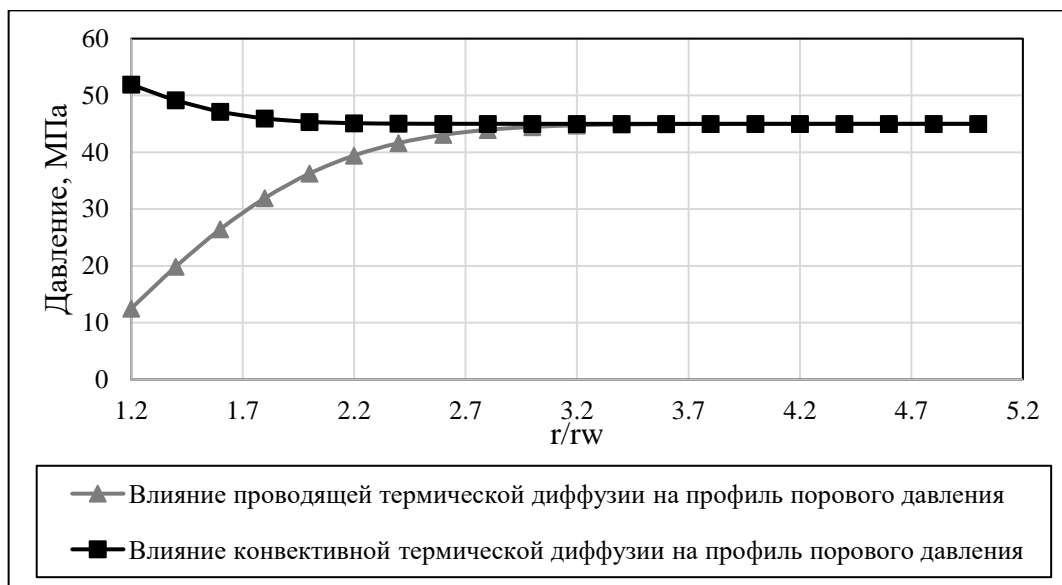


Рисунок 4.6 – Зависимость порового давления от вида термического воздействия

Другие необходимые данные для расчета представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные для расчета критерия потери устойчивости стенок скважины

| Параметр | Значение |
|--|---------------------------------------|
| Прочность на сжатие цементного камня | 200 МПа |
| Модуль Юнга | 3386 МПа |
| Коэффициент Пуассона | 0,34 |
| Когезионная прочность | 22 МПа |
| Внутренний угол трения | 32 градусов |
| Зенитный угол | 0-90 градус |
| Азимутный угол | 0-180 градус |
| Исходное вертикальное напряжение | 75 МПа |
| Исходное максимальное горизонтальное напряжение | 67 МПа |
| Исходное минимальное горизонтальное напряжение | 60 МПа |
| Исходная температура пласта | 155 °С |
| Исходное давление пласта | 45 МПа |
| Коэффициент Биота | 0,9 |
| Коэффициент объёмного теплового расширения для скелета горной породы | $3.5 \times 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$ |
| Глубина пласта | 5000 м |

Критерий потери устойчивости стенок скважин (FC) рассчитан для 3 возможных ситуации (бурение с положительным, отрицательным и нулевым дифференциальными давлениями) (рисунок 4.7). Повышенные значения FC свидетельствует о более устойчивом состоянии стенок скважины.

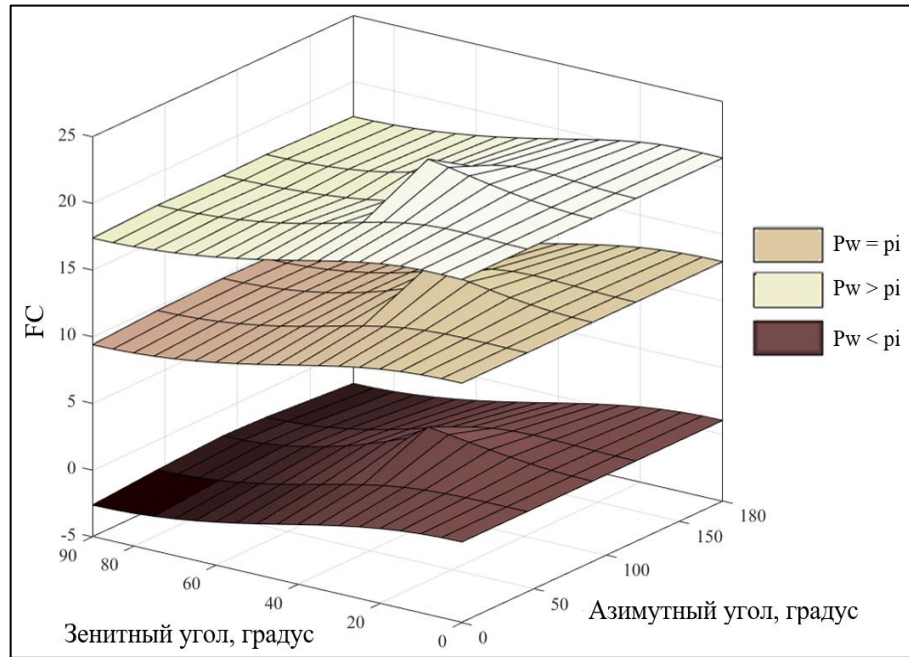


Рисунок 4.7 – Критерий потери устойчивости стенок скважины (FC)

Из рисунка 4.7 следует, что при бурении с положительным дифференциальным давлением ожидается наибольшая устойчивость стенки скважины. На основе рассчитанных значений FC , проводился расчет минимальной плотности бурового раствора, необходимой для обеспечения устойчивости ствола наклонно направленных скважин. Результаты расчета представлены на рисунке 4.8.

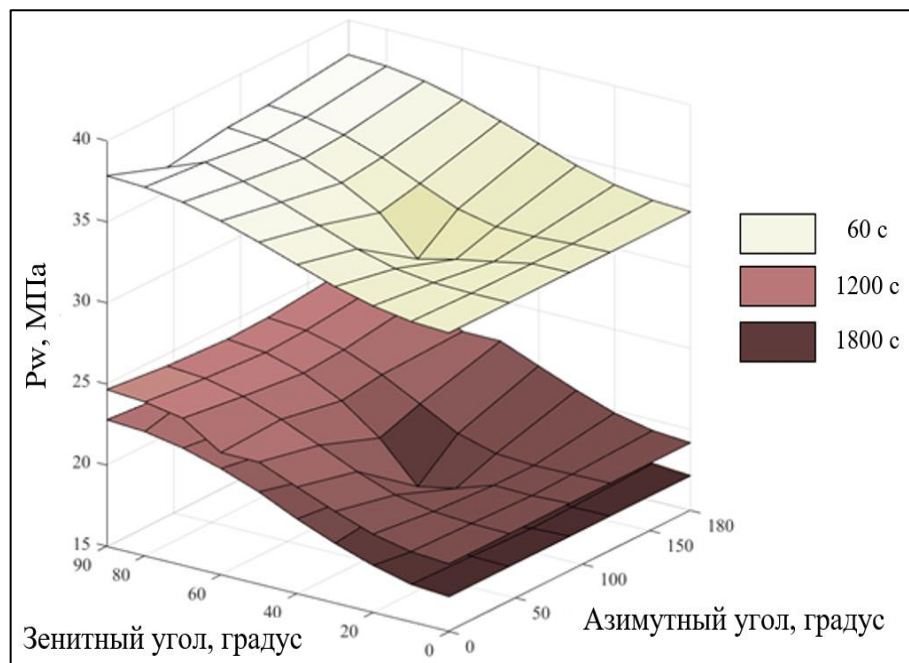


Рисунок 4.8 – Минимальная необходимая плотность бурового раствора для обеспечения устойчивости ствола скважин

Представленные на рисунке 4.8 результаты позволяют сделать вывод о том, что наибольшая устойчивая ствола наклонно направленных скважин достигается при зенитном и азимутном углах 40° и 90° соответственно. Также из рисунка видно, что со временем, устойчивость ствола скважины повышается.

С целью оценки устойчивости цементного камня, проводился расчет вероятности потери его устойчивости под действием внешних нагрузок на основе входных данных, представленных в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Данные для расчета вероятности потери устойчивости цементного камня под действием внешних нагрузок

| Параметр | Значение |
|---|-----------------------------|
| Внутренний радиус обсадной колонны | 108.4 мм |
| Внутренний радиус цементного кольца | 122.25 мм |
| Наружный радиус цементного кольца | 176.21 мм |
| Наружный радиус пласта | 255 мм |
| Модуль Юнга обсадной колонны | 200 Гпа |
| Модуль Юнга породы | 30 Гпа |
| Коэффициента Пуассона обсадной колонны | 0.27 |
| Коэффициента Пуассона породы | 0.21 |
| Коэффициент теплового расширения обсадной колонны | 0.000013 $1/^\circ\text{C}$ |
| Коэффициент теплового расширения породы | 0.00001 $1/^\circ\text{C}$ |
| Коэффициент теплового расширения цемента | 0.00001 $1/^\circ\text{C}$ |
| Исходное давление в породе | 45 МПа |
| Исходная температура в породе | 155 $^\circ\text{C}$ |
| Температура внутри скважины | 50 $^\circ\text{C}$ |

В качестве тампонажного материала использован разработанный тампонажный состав (см. главу 3). Вероятность нарушения целостности цементного камня в зависимости от величины давления внутри скважины представлена на рисунке 4.9.

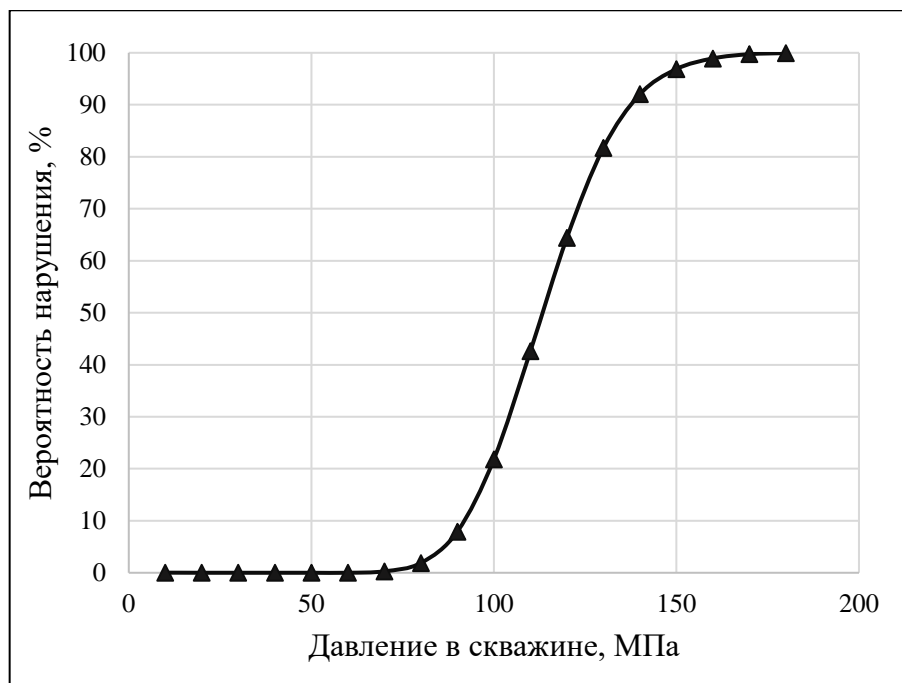


Рисунок 4.9 – Вероятность нарушения целостности цементного камня в зависимости от величины давления в скважине

Анализ устойчивости цементного камня под воздействием внешних нагрузок показывает, что при повышении давления в скважине выше 150 МПа, вероятность потери устойчивости цементного камня равна 100 %. Однако при давлении до 75 МПа нарушение устойчивости цементного камня не происходит, что свидетельствует о возможности применения разработанного тампонажного состава для крепления скважин в условиях высоких давлений и температур.

Выводы по главе 4

1. Анализ устойчивости ствола наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур показывает, что наибольшая устойчивая ствола скважин достигается при зенитном и азимутном углах 40° и 90° соответственно

2. Результаты исследования устойчивости цементного камня свидетельствуют о возможности применения разработанного тампонажного состава при повышенных давлениях внутри скважины до 75 МПа.

ГЛАВА 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

5.1 Экономическая оценка разработанного тампонажного состава

Экономический эффект от применения разработанного седиментационно устойчивого и высокопрочного тампонажного состава оценивается расчетом стоимости 1 тонны сухого тампонажного материала. В качестве базы сравнения были выбраны наиболее близкие тампонажные материалы по составу и свойствам к разработанному составу.

Тампонажный состав № 1 [65] является утяжеленным тампонажным раствором, предназначенным для цементирования обсадных колонн в условиях высоких температур и аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Указанный состав содержит портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 – 49,5%, железорудный концентрат (ЖРК-1) – 49,5% и стабилизатор ацетально-спиртовый (САС) – 1%.

Тампонажный состав № 2 [64] разработан для цементирования глубоких скважин при аномально высоких давлениях и температурах. Разработанный тампонажный состав содержит портландцемент тампонажный ПЦТ 1-100 – 50%, железорудный концентрат ЖРК-1 – 46%, феррохромлигносульфонат – 0,2% и порошок магнезитовый каустический ПМК – 3,8%.

Тампонажный состав № 3 [66] является седиментационно устойчивым подвижным раствором, используемым для цементирования глубоких скважин в интервале аномально высоких пластовых давлений и температур. В состав тампонажного раствора входят портландцемент тампонажный ПЦТ 1G-CC-1 – 69,8%, концентрат галенитовый КГ-2 – 29,8%, нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – 0,3% и Натросол 250 EXR – 0,1%.

Стоимости 1 тонны сухой смеси указанных тампонажных составов представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3 и 5.4.

Таблица 5.1 – Стоимость 1 тонны сухого разработанного тампонажного состава

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|----------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | ПЦТ I-100 | 65 | 650 | 4050 | 2632,5 |
| 2 | Кварцевая пыль | 20 | 200 | 1 500 | 300 |
| 3 | Гематит | 15 | 150 | 250000 | 37500 |
| 4 | Каолинит | 1 | 10 | 50000 | 500 |
| 5 | Гипан | 2,25 | 22.5 | 75000 | 1687,5 |
| 6 | Лигносульфонат | 1 | 10 | 15000 | 150 |
| 7 | MgO | 2 | 20 | 300000 | 6000 |
| Итого | | | | | 48770 |

Таблица 5.2 – Стоимость 1 тонны сухого тампонажного состава №1

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|----------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | ПЦТ I-50 | 49,5 | 495 | 4050 | 2004,75 |
| 2 | ЖРК-1 | 49,5 | 495 | 100000 | 49500 |
| 3 | САС | 1 | 10 | 330000 | 3300 |
| Итого | | | | | 54804,75 |

Таблица 5.3 – Стоимость 1 тонны сухого тампонажного состава №2

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|-----------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | ПЦТ I-100 | 50 | 500 | 4050 | 2025 |
| 2 | ЖРК-1 | 46 | 460 | 100000 | 46000 |
| 3 | ПМК | 3,8 | 38 | 20000 | 760 |
| 4 | ФХЛС | 0,2 | 2 | 45000 | 90 |
| Итого | | | | | 48875 |

Таблица 5.4 – Стоимость 1 тонны сухого тампонажного состава №3

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | ПЦТ 1G-CC-1 | 69,9 | 699 | 6500 | 4543,5 |
| 2 | КГ-2 | 29,95 | 299,5 | 200000 | 59900 |
| 3 | НТФ | 0,03 | 0,3 | 1156400 | 346,92 |
| 4 | Натросол 250 EXR | 0,12 | 1,2 | 115000 | 138 |
| Итого | | | | | 64928,42 |

Недостатком тампонажного состав №1 является высокое водоотделение тампонажного раствора, которая приводит к его неустойчивости по седиментационным процессам.

Недостатком тампонажного состава №2 является невысокая степень расширения цементного камня при нормальных и умеренных температурах.

К основному недостатку тампонажного состава №3 относится невысокая прочность на сжатие полученного цементного камня при условиях высоких давлений и температур.

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что стоимость разработанного тампонажного состава на 13% меньше, чем среднее значение стоимости указанных тампонажных составов (№1, №2 и №3).

С другой стороны, использование седиментационно устойчивого и высокопрочного разработанного тампонажного состава в большой степени исключает потребность в дорогостоящих длительных ремонтно-изоляционных работах.

5.2 Экономическая оценка разработанной буферной жидкости

Экономический эффект от применения разработанной буферной жидкости можно оценивать расчетом стоимости 1 тонны сухой смеси предполагаемого состава. Были выбраны наиболее близкие буферные жидкости по составу и свойствам к разработанному составу для сравнения их стоимости.

Буферной жидкостью №1 [63] является утяжеленный раствор, применяемый при цементировании обсадных колонн в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур. В составе буферной жидкости входят утяжелитель концентрат галенитовый (КГ-2) – 52,54-68,48%, глинопорошок – 1,92-2,3%, стабилизатор Натросол 250EXR – 0,1-0,15% и вода – остальное.

Буферная жидкость №2 [62] является седиментационно устойчивым утяжеленным раствором, содержащим глинопорошок – 1,92-2,38%, полиакриламид (ПАА) – 0,02-0,03%, КМЦ – 0,10-0,13%, ЖРК-1 – 52,29-61,47% и воду – 36,49-45,17%.

Недостатком указанных буферных жидкостей является низкая их способность вытеснять остатков бурового раствора из заколонного пространства, в результате чего снижается степень сцепления цементного камня с контактирующими поверхностями.

Буферная жидкость №3 [15] разработана для повышения сцепления цементного камня с горными породами и обсадными трубами и включает в себя

гидроксиламин солянокислый – 25-30%, гидрохинон – 0,5-1,5% и воду – остальное.

К недостаткам состава №3 относятся невысокая плотность раствора и несовместимость буферной жидкости с полимерными тампонажными материалами.

Стоимости 1 тонны сухой смеси указанных буферных жидкостей представлены в таблицах 5.5, 5.6, 5.7 и 5.8.

Таблица 5.5 – Стоимость 1 тонны сухой смеси разработанной буферной жидкости

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|-----------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | Гематит | 82 | 820 | 250000 | 205000 |
| 2 | Гипан | 18 | 180 | 75000 | 13500 |
| 3 | Кварцевый песок | 5 | 50 | 1 500 | 75 |
| 4 | ОП-10 | 0,5 | 5 | 82000 | 410 |
| Итого | | | | | 218985 |

Таблица 5.6 – Стоимость 1 тонны сухой смеси буферной жидкости №1

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | КГ-2 | 96,08 | 960,8 | 200000 | 192160 |
| 2 | глинопорошок | 3,73 | 37,3 | 100000 | 3730 |
| 3 | Натросол 250 EXR | 0,19 | 1,9 | 115000 | 218,5 |
| Итого | | | | | 196108,5 |

Таблица 5.7 – Стоимость 1 тонны сухой смеси буферной жидкости №2

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|--------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | ЖРК-1 | 96,6 | 966 | 100000 | 99600 |
| 2 | глинопорошок | 3,2 | 32 | 100000 | 3200 |
| 3 | ПАА | 0,03 | 0,3 | 300000 | 90 |
| 4 | КМЦ | 0,17 | 1,7 | 107000 | 181,9 |
| Итого | | | | | 103071,9 |

Таблица 5.8 – Стоимость 1 тонны сухой смеси буферной жидкости №3

| № п/п | Состав | Количество в составе, % | Количество в 1 тонне состава, кг | Стоимость 1 тонны реагента, руб. | Стоимость реагента в 1 тонне состава, руб. |
|--------------|----------------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | гидроксиламин солянокислый | 95.2 | 952 | 500000 | 476000 |
| 2 | гидрохинон | 4.8 | 48 | 1420000 | 68160 |
| Итого | | | | | 544160 |

Результаты экономической оценки показывают, что стоимость разработанной буферной жидкости на 22% меньше, чем средняя стоимость указанных буферных систем.

Выводы по главе 5

Таким образом, оценка экономической эффективности предлагаемых составов технологических жидкостей показывает их возможное применение при цементировании наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

С другой стороны, применение предлагаемых технологических жидкостей позволяет повысить качество цементирования скважин за счет высокой степени вытеснения бурового раствора из заколонного пространства и повышения герметичности цементного камня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ исследований в области крепления скважин показал, что качественное цементирование наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур обеспечивается разработкой седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов. При этом, разработка буферных жидкостей с улучшенными моющими свойствами является необходимой. Кроме того, для успешного проведения строительства скважин в указанных условиях необходимо проанализировать устойчивость горных пород и разработанного цементного камня геомеханическими моделями.

2. Результаты гранулометрических исследований при разработке тампонажного состава позволяют сделать вывод о том, что с увеличением значения плотности упаковки смеси, повышаются прочность на сжатие (в среднем на 43.5%) и прочность при изгибе (в среднем на 159%) цементного камня. Однако, плотно упакованные тампонажные смеси характеризованы высокой усадочной деформацией, компенсация которой обеспечивается введением оксида магния.

3. Разработанный тампонажный состав, содержащий портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100 (65%), утяжелитель гематит (20%), кварцевую пыль (15%) с добавками структурообразователя каолинит (1%), стабилизатора гипан (2,25%), пластификатора лигносульфонат (1%) и оксида магния (2%) позволяет повысить качество крепи наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений (до 4 МПа) и температур (до 170 °С) за счет повышения седиментационной устойчивости цементного раствора и прочностных характеристик цементного камня (на 30-40%).

4. Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя: гипан (8%) и гематит (33%) с добавками поверхностно-активного вещества ОП-10 (0,5%) и кварцевого песка (5%) позволяет повысить степень очистки поверхностей обсадных колонн и горных пород от остатков бурового раствора (на 10-15%), и, следовательно, повысить качество цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

5. Анализ устойчивости ствола наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур показывает, что наибольшая устойчивая ствола скважин достигается при зенитном и азимутном углах 40° и 90° соответственно. Результаты исследования устойчивости цементного камня свидетельствует о возможности применения разработанного тампонажного состава при повышенных давлениях внутри скважины до 75 МПа.

6. Экономическая оценка эффективности разработанных составов технологических жидкостей показывает возможность их применения при цементировании наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины с применением метода конечных элементов / Ф.А. Агзамов, А.В. Самсыкин, И.М. Губайдуллин, М.А. Тихонов, С.Ю. Семенов, Р.А. Мулюков // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 18-24.
2. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский - М.: Наука, 1971. – 286 с.
3. Акчурина Д.Х. Экологическая безопасность буровых растворов на основе лигносульфонатов / Д.Х. Акчурина, А.Х. Сафаров, И.В. Пашпекина, Л.А. Насырова, Г.Г. Ягафарова // Нефтегазовое дело. – 2014. – №1. – С. 179-182.
4. Ахрименко В.Е. Об эффективности низковязких буферных жидкостей / В.Е. Ахрименко, З.М. Ахрименко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №5. – С. 42-45.
5. Бабин А.В., Ракипов Д.Ф. Организация и математическое планирование эксперимента: Учебное пособие. - Екатеринбург: ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина», 2014. – 113 с.
6. Барбашова Е.В. Статистический подход к формированию функции желательности в задачах экономико-математического моделирования / Е.В. Барбашова, Т.А. Чекулина, В.Г. Шуметов // Вестник ОрелГИЭТ. – 2015. – №2(32). – С. 94-99.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
8. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков - М.: Недра, 2000. – 670 с.
9. Белей И.И. Особенности разработки и применения тампонажных растворов с расширяющимися добавками для цементирования обсадных колонн /

И.И. Белей, С.А. Родер // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №10. – С. 40-46.

10. Белов В.В. Расчет плотных упаковок частиц в смесях тонкодисперсных компонентов / В.В. Белов, И.В. Образцов // Сухие строительные смеси. –2014. – № 3. – С. 32-35.

11. Бубнов А.С. Анализ современных проблем цементирования нефтяных и газовых скважин / А.С. Бубнов, И.А. Бойко, А.В. Епихин, А.В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири: – Томск, 2012. – С. 296-298.

12. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1999. – 424 с.

13. Булатов А.И. Спутник буровика: в 2 кн. / А.И. Булатов, С.В. Долгов - М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – Кн. 2 – 530 с.

14. Бурдыга В.А. Разработка новых составов буферных жидкостей для крепления нефтяных скважин на месторождениях среднего Приобья // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – №9. – С. 50-60.

15. Буферная жидкость Патент РФ №2455334 опубл. 10.07.2012 г.

16. Газизов Х.В. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов / Х.В. Газизов, Е.Л. Маликов, К.А. Перескоков // Бурение и нефть. – 2012. – №11. – С. 38-39.

17. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 255 с.

18. Горонович С.Н. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных и горизонтальных скважин / С.Н. Горонович, П.Ф. Цыцымушкин, Е.А. Коновалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – №2. – С. 31–32.

19. Губайдуллин А.Г. Обзор зарубежных исследований проблем устойчивости нефтяных и газовых скважин // Геология и нефтегазоносность западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича): – Тюмень, 2014. – С. 75.
20. Детков В.П. Некоторые вопросы повышения качества крепления скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 1. – С. 32-36.
21. Живаева В.В. Методика определения факторов, влияющих на прочность адгезионной связи цементного камня с обсадной колонной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2010. – № 5. – С. 36-38.
22. Иванников В.И. О механизме нарушения устойчивости эксплуатационных колонн в нефтяных и газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №6. – С. 13-17.
23. Ильясов С.Е. Основные направления развития технологий цементирования / С.Е. Ильясов, Ю.В. Фефелов, О.А. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 28-31.
24. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов - М.: Недра, 1997. – 648 с.
25. Каменских С.В., Логачёв Ю.Л., Нор А.В., Уляшева Н.М., Фомин А.С. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.
26. Климов Д.М. Механико-математическое и экспериментальное моделирование устойчивости скважин в анизотропных геосредах / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Механика твердого тела. – 2013. – №4. – С. 4-12.
27. Кожевников Е.В. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления нефтяных скважин с протяженным горизонтальным участком,

пробуренных с использованием роторных управляемых систем / Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, А.А. Мелехин, М.С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 58-60.

28. Кузнецова Е.В. Математическое планирование эксперимента: Учебно-методическое пособие. -Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 2011. – 35 с.

29. Куксов А.К. Низковязкие моющие буферные жидкости / А.К. Куксов, В.М. Меденцев, Т.В. Шамина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –1999. – № 9. – С. 15-17.

30. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №16. – С. 46-53.

31. Курочкин Б.М. Перспективы применения гидрофобного полимерного тампонажного состава для крепления горизонтальных скважин и боковых стволов / Б.М. Курочкин, А.Я. Вакула, Б.К. Басов, Н.Г. Котельников // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №1. – С. 54–56.

32. Матюхина О.Н. Применение экспресс-метода лазерной дифракции для определения гранулометрии и прогнозирования свойств вяжущих материалов // Строительные материалы. –2004. – № 7. – С. 51-53.

33. Мухачев В.А. Планирование и обработка результатов эксперимента: Учебное пособие. -Томск: Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, 2007. – 118 с.

34. Николаев Н.И. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой / Н.И. Николаев, Х. Лю, Е.В. Кожевников // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – №18. – С. 16-22.

35. Николаев Н.И. Результаты исследований моющих свойств утяжеленных буферных жидкостей / Н.И. Николаев, С.Ш. Табатабаи Моради // Инженер-нефтяник. – 2014. – №3. – С. 33-35.

36. Новохатский Д.Ф. Методика определения долговечности цементного камня на основе расширяющихся тампонажных цементов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 10. – С. 37-42.

37. Новохатский Д.Ф. Расширяющийся тампонажный цемент / Д.Ф. Новохатский, А.В. Кривошей, Л.И. Рябова, В.П. Дерновой, Е.В. Тимофеева // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 42-45.

38. Панкевиц А. Гранулометрический анализ цемента при его производстве / А. Панкевиц, Т. Хюбнер, Д. Таусенев // Цемент и его применение. – 2009. – № 1. – С. 46-50.

39. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. - М.: МАКС Пресс, 2008. – 264 с.

40. Подъячев А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Самарский государственный технический университет», 2015. – 20 с.

41. Полозков К.А. Особенности учета дополнительных нагрузок, действующих на конструкцию скважин при снижении давления на устье, и выбора наружного радиуса цементного кольца для повышения продольной устойчивости конструкций скважин в криолитозоне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 1. – С. 18-21.

42. Рожков В.П. Сила сцепления расширяющегося тампонажного камня со стальной поверхностью на сдвиг и отрыв / В.П. Рожков, Е.А. Корочевский, А.Л. Неверов // Разведка и охрана недр. – 2014. – №1. – С. 51-54.

43. Рябоконт С.А. Седиментационно-устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин / С.А. Рябоконт, М.О. Ашрафьян, Ю.В. Гринько // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – С. 98–101.

44. Савоськин С.В. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы их решения // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 4 (55). – С. 57-68.

45. Самсоненко А.В. Новый порошкообразный расширяющийся тампонажный материал для низких температур / А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, К.С. Двукраев, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – №2. – С. 35-38.

46. Сафарханов Р.Р. Повышение качества крепления скважин путем оптимизации составов буферной жидкости / Р.Р. Сафарханов, Е.М. Нестеров, Н.Г. Деминская // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 43-45.

47. Спирин Н.А., Лавров В.В. Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента: Конспект лекций. -Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004. – 257 с.

48. Суетина Е.В. Обоснование предельных допусков пространственных отклонений скважин при наклонно-направленном бурении // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2006. – 21 с.

49. Табатабаи Моради С.Ш. Анализ моющих свойств буферных жидкостей при цементировании обсадных колонн / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: Тезисы докладов Международной молодежной конференции: – Уфа, 2014. – С. 164-167.

50. Табатабаи Моради С.Ш. О прочностных свойствах цементного камня для крепления скважин в условиях высоких давлений и температур / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Нефть и газ – 2015: Сборник тезисов 69-ой международной молодежной научной конференции: – Москва, 2015. – С. 277.

51. Табатабаи Моради С.Ш. Подбор оптимального состава утяжеленной тампонажной смеси / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сборник тезисов XI всероссийской научно-технической конференции: – Москва, 2016. – С. 121.

52. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка высокопрочного тампонажного материала для цементировании обсадных колонн в условиях высоких давлений и

температур / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов международной научно-практической конференции: – Санкт Петербург, 2016. – С. 91-94.

53. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – №2. – С. 39-41.

54. Табатабаи Моради С.Ш. Результаты исследований физико-механических свойств тампонажных составов для цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев, Дж.Р. Эрнандес Рекена // Инженер-нефтяник. – 2017. – №4. – С. 32-35.

55. Табатабаи Моради С.Ш. Роль буферной жидкости при повышении качества цементирования обсадных колонн / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов II международной научно-практической конференции: – Санкт Петербург, 2017. – С. 53-55.

56. Табатабаи Моради С.Ш. Седиментационная устойчивость утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Актуальные проблемы науки и техники: Сборник трудов научной конференции молодых учёных: – Уфа, 2015. – С. 30-32.

57. Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажный материал для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев, Дж.Р. Эрнандес Рекена // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №1. – С. 39-43.

58. Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин // Новые идеи в науках о земле: Доклады XII международной научно-практической конференции: – Москва, 2015. – С. 174-175.

59. Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин в условиях повышенных температур и давлений / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Проблемы недропользования:

Сборник научных трудов международного форума-конкурса молодых ученых: – Санкт Петербург, 2017. – С. 286-288.

60. Темиров Э. Повышение качества крепления направленных стволов скважин на месторождениях республики Саха (Якутия) // Бурение и нефть. – 2005. – № 10. – С. 34-35.

61. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин - М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 711 с.

62. Утяжеленная буферная жидкость Патент РФ №2154083 опубл. 10.08.2000 г.

63. Утяжеленная буферная жидкость Патент РФ №2561134 опубл. 20.08.2015 г.

64. Утяжеленный расширяющийся тампонажный раствор Патент РФ №2170809 опубл. 20.07.2001 г.

65. Утяжеленный тампонажный раствор Патент РФ №2169252 опубл. 20.06.2001 г.

66. Утяжеленный тампонажный раствор Патент РФ №2591058 опубл. 10.07.2016 г.

67. Чернышов С.Е. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов / С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков, Н.И. Крысин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98-100.

68. Шамина Т.В. Использование эффективных буферных жидкостей – залог качественного цементирования обсадных колонн / Т.В. Шамина, А.Е. Нижник // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – №5. – С. 45-46.

69. Шачнева Е.Ю. Изучение физико-химических свойств частиц карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) в водных растворах / Е.Ю. Шачнева, З.А. Магомедова, Х.З. Малачиева // Техника и технология пищевых производств. – 2014. – №1. – С. 152-156.

70. Adamson K., Birch G., Gao E. and Hand S. High-Pressure, High-Temperature well construction // Oilfield Review, 1998, v. 10, №2, p. 36-49.

71. Al-Ajmi A.M., Zimmerman R.W. Stability analysis of vertical boreholes using the Mogi–Coulomb failure criterion // Int. J. Rock Mech. & Min. Sci., 2006, v. 43, № 8, p. 1200-1211.

72. Alkamil E.H.K., Abbood H.R., Flori R.E., Eckert A. Wellbore stability evaluation for Mishrif formation / SPE 183668 // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Bahrain, 2017 –15 p. (<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183668-MS>)

73. Allahverdi A., Najafi Kani E., Soltani S. An experimental investigation on improving the medium and late-age compressive strengths of class G oil well cement // Journal of Petroleum Science and Technology, 2013, v.3, №1, p. 1-7.

74. Asadi M.S., Khaksar A., Ring M.J., Yin Yin K. Comprehensive geomechanical modeling and wellbore stability analysis for infill drilling of high-angled wells in a mature oil field / SPE 182220// SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 25-27 October, Perth, Australia, 2016 –14 p. (<https://doi.org/10.2118/182220-MS>)

75. Balthar V.K.C.B.L.M., Filho R.D.T., Fairbairn E.M.R., de Miranda C.R. Durability of Lightweight Slurries for Oilwell Cementing // Key Engineering Materials, 2016, v. 711, p. 203-210.

76. Barree R.D., Miskimins J.L. Consideration of Breakdown Conditions of Directional Wells / ARMA-2016-044 // 50th U.S. Rock Mechanics and Geomechanics Symposium, 26-29 June, Texas, USA, 2016 –18 p. (https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-044?sort=&start=0&q=Consideration+of+Breakdown+Conditions+of+Directional+Wells&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

77. Biezen E., van der Werff N., Ravi K. Experimental and numerical study of drilling fluid removal from a horizontal wellbore / SPE 62887 // SPE annual technical

conference and exhibition, 1-4 October, Dallas, Texas, USA, 2000 –14 p.
(<https://doi.org/10.2118/62887-MS>)

78. Bradely W.B. Failure of inclined boreholes // J. Energy Resour. Technol. Trans. ASME, 1979, v. 101, №4, p. 232-239.

79. Chen G., Ewy R.T. Thermoporoelastic effect on wellbore stability // SPE Journal, 2005, v. 10, №2, p. 121-129.

80. DeBruin G., Skeates C., Greenaway R., Harrison D., Parris M., James S., Muller F., Ray S., Riding M., Temple L., Wutherich K. High-pressure, high-temperature technologies // Oilfield Review, 2008, v. 20, № 3, p. 46-60.

81. Feng Y., Podnos E., Gray K.E. Well integrity analysis: 3D numerical modeling of cement interface debonding / ARMA-2016-246 // 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June, Texas, USA, 2016 – 11 p.
(https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-246?sort=&start=0&q=Well+integrity+analysis%3A+3D+numerical+modeling+of+cement+interface+debonding&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&from_SearchResults=true&to_year=&rows=25#)

82. Fennis S.A.A.M. Design of ecological concrete by particle packing optimization. Netherlands: Gildeprint, 2011. 256 p.

83. Fennis S.A.A.M., Walraven J.C. Using particle packing technology for sustainable concrete mixture design // HERON, 2012, v. 57, № 2, p. 73-101.

84. Ghassem Alaskari M.K., Nickdel Teymoori R. Effects of salinity, PH and temperature on CMC polymer and XC polymer performance // IJE Transactions B: Applications, 2007, v. 20, № 3, p. 283–290.

85. Gibson S.A. Novel solution to cement strength retrogression / SPE 138852 // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 1-3 March, Amsterdam, The Netherlands, 2011 –7 p. (<https://doi.org/10.2118/138852-MS>)

86. Global \$10.3 Billion Directional Drilling Services Market 2017 - Forecast to 2021 with Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger, Weatherford International & National Oil well Varco Dominating - Research and Markets [Электронный ресурс].

URL: <https://www.businesswire.com/news/home/20170215005788/en/Global-10.3-Billion-Directional-Drilling-Services-Market> (дата обращения 15.03.2017 г.).

87. Haider M.G., Sanjayan J., Ranjith P.G. Modeling of a well-bore composite cylinder system for cement sheath stress analysis in geological sequestration of CO₂ / ARMA-2012-369 // 46th U.S. Rock Mechanics Symposium, 24-27 June Chicago, USA, 2012 –12 p. (https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2012-369?sort=&start=0&q=Modeling+of+a+well-bore+composite+cylinder+system+for+cement+sheath+stress+analysis+in+geological+sequestration+of+CO2+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

88. He S., Wang W., Tang M., Hu B., Xue W. Effects of fluid seepage on wellbore stability of horizontal wells drilled underbalanced // J. Nat. Gas Sci. Eng., 2014, v. 21, p. 338-347.

89. John B. Application of desirability function for optimizing the performance characteristics of carbonitrided bushes // International Journal of Industrial Engineering Computations, 2013, № 4, p. 305-314.

90. Kanfar M.F., Chen Z., Rahman, S.S. Effect of material anisotropy on time-dependent wellbore stability // Int. J. Rock Mech. & Min. Sci., 2015, v. 78, p. 36-45.

91. Kurashige M. A thermoelastic theory of fluid-filled porous materials // Int. J. Solids Struct., 1989, v. 25, №9, p. 1039-1052.

92. Lee H., Ong S.H., Azeemuddin M., Goodman H. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths // J. Pet. Sci. Eng., 2012, v. 97, p. 109-119.

93. Li W., Chen M., Jin Y., Yang S., Zhang Y., Chen Y., Tan P. The application of cement sheath failure criterion in determining the wellbore internal pressure window / ARMA-2016-627 // 50th U.S. rock mechanics/geomechanics symposium, 26-29 June, Texas, USA, 2016 – 7 p. (https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-627?sort=&start=0&q=The+application+of+cement+sheath+failure+criterion+in+determining+the+wellbore+internal+pressure+window+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

94. McTigue D.F. Flow to a heated borehole in porous, thermoelastic rock: analysis // *Water Resour. Res.*, 1990, v. 26, № 8, p. 1763-1774.

95. Miranda C.R., Filho R.D.T., Fairbairn E.M.R., Thaumaturgo C., Vargas A.A., Oliveira G. New design of high-performance cement systems for zonal isolation: influence on porosity, rheological parameters, and chemical and mechanical resistance / SPE 139307 // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December, Lima, Peru, 2010 –12 p. (<https://doi.org/10.2118/139307-MS>)

96. Pokhriyal J., Gaudlip T., Suter W.R. Use of concrete technology for high-density cement systems in south Texas / SPE 67259 // SPE Production and Operations Symposium, 24–27 March, Oklahoma, USA, 2001 –9 p. (<https://doi.org/10.2118/67259-MS>)

97. Predein A., Klykov P. Geomechanical Model and Borehole Stability Prediction for One of the Fields of Perm Region / SPE 176736-RU // Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October, Moscow, Russia. 2015 –16 p. (<https://doi.org/10.2118/176736-RU>)

98. Salehi R., Mirzaei Paiaman A. A novel cement slurry design applicable to horizontal well conditions // *Petroleum & Coal*, 2009, v. 51, №4, p. 270-276.

99. Sarap G.D., Sivanandan M., Patil S.P., Deshpande A. The Use of high-performance spacers for zonal isolation in high-temperature high-pressure wells / SPE 124275 // Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition, 26-28 October, Manama, Bahrain, 2009 –7 p. (<https://doi.org/10.2118/124275-MS>)

100. Souza P.P., Soares R.A., Anjos M.A., Freitas J.O., Martinelli A.E., Melo D.F. Cement slurries of oil wells under high temperature and pressure: the effects of the use of ceramic waste and silica flour // *Brazilian journal of petroleum and gas*, 2012, v. 6, № 3, p. 105-113.

101. Tabatabaee Moradi S.Sh., Ghasemi M.F., Nikolaev N.I., Lykov Y.V. Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes // 4th International conference GeoBaikal 2016: From East Siberia to the Pacific — Geology, Exploration and Development, 22-26 August, Irkutsk, Russia, 2016 – 5 p. (<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86384>)

102. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of cementing directional wells in high-pressure, high-temperature conditions // 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences, 11-14 April, Saint Petersburg, Russia, 2016 –5 p. (<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84212>)

103. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions // IJE Transactions C: Aspects, 2016, v. 29, № 9, p. 1214-1218.

104. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Developing high resistant cement systems for high-pressure, high-temperature applications / SPE 176523-MS // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October, Moscow, Russia, 2015 –7p. (https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176523-MS?sort=&start=0&q=Developing+high+resistant+cement+systems+for+high-pressure%2C+high-temperature+applications+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&from_SearchResults=true&to_year=&rows=25#)

105. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Free fluid control of oil well cements using factorial design // Journal of Engineering Research, 2017, v. 5, № 1, p. 186-197.

106. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Mud removal efficiency of weighted cement spacer system // International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering, 2014, v. 2, № 3, p. 208-215.

107. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Optimization of Cement Spacer System for Zonal Isolation in High-Pressure High-Temperature Wells / SPE 171282-MS // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 14-16 October, Moscow, Russia, 2014 –9 p. (<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171282-MS?sort=&start=0&q=Optimization+of+Cement+Spacer+System+for+Zonal+Isolation+in+High-Pressure+High->

[Temperature+Wells+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#\)](#)

108. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Performance of polymer based spacers for cementing operations in high-pressure, high-temperature conditions // International Journal of Material Science Innovations (IJMSI), 2015, v. 3, № 2, p. 48-54.

109. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Sedimentation stability of oil well cements in directional wells // IJE Transactions A: Basics, 2017, v. 30, № 7, p. 1105-1109.

110. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Stability analysis of the oil well cement sheath by an analytical approach // 21st International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 130th Anniversary of birth of M. Kuchin: Problems of geology and subsurface development, 3-7 April, Tomsk, Russia, 2017, p. 448-450.

111. Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I., Chudinova I.V. Geomechanical Analysis of Wellbore Stability in High-Pressure, High-Temperature Formations // 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 – Student Programme, 12-15 June, Paris, France, 2017 –3 p. (<http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=89590>)

112. Trung P.N., Duc N.T., Quy N.M. Geomechanical stability analysis for selecting wellbore trajectory and predicting sand production // Socar Proceedings, 2010, №4, p. 24-29.

113. Vrålstad T., Todorovic J., Saasen A., Godøy R. Long-term integrity of well cements at downhole conditions / SPE 180058 // SPE Bergen One Day Seminar, 20 April, Bergen, Norway, 2016 – 10 p. (<https://doi.org/10.2118/180058-MS>)

114. Wang Y., Dusseault M.B. A coupled conductive–convective thermo-poroelastic solution and implications for wellbore stability // J. Pet. Sci. Eng., 2003, v. 38, p. 187-198.

115. Wong V., Chan K.W., Kwan A.K.H. Applying theories of particle packing and rheology to concrete for sustainable development // Organization, technology and management in construction, 2013, v. 5, №2, p. 844-851.

116. Yuan J., Yu Y., Liu S., Xu M., Li L., Shen J. Technical difficulties in the cementing of horizontal shale gas wells in Weiyuan block and the countermeasures // Natural Gas Industry, 2016, v. 3, №3, p. 260-268.

117. Zhang J., Yu M., Al-Bazali T.M., Ong S., Chenevert M.E., Sharma M.M., Clark, D.E. Maintaining the stability of deviated and horizontal wells: effects of mechanical, chemical, and thermal phenomena on well designs / SPE 100202 // SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, 5-7 December, Beijing, China. 2006 –12 p. (<https://doi.org/10.2118/100202-MS>)