

КУЛИЕВ МУРАД ЮСИФ ОГЛЫ

Совершенствование технологии бурения, обеспечивающее повышение качества крепления скважин на месторождениях Западного Казахстана

8D07210 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
Сейдалиев А.А., кандидат
технических наук,
ассоциированный профессор
Зарубежный консультант:
Эфендиев Г.М., член корр. НАН АР,
доктор технических наук, профессор,
г.Баку, Азербайджанская Республика

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА	13
1.1 Разобшение пластов в различных условиях при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западного Казахстана.....	13
1.2 Анализ работ по исследованию буровых и тампонажных растворов скважин.....	25
1.3 Рецептуры тампонажных растворов при разобщении проницаемых пластов на скважинах АО «Мангыстаумунайгаз»	30
1.4 Исследование результатов разобщения пластов цементированием обсадных колонн в Западно-Казахстанском регионе	31
1.5 Особенности разобщения проницаемых пластов	33
Выводы по разделу 1.....	35
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ	36
2.1 Изучение эксплуатационных свойств тампонажного цемента для разобщения пластов	36
2.2 Расширяющиеся тампонажные цементы для разобщения пластов	39
2.3 Оксид кальция в качестве расширяющейся добавки	43
2.4 Порфириты в качестве добавок для повышения прочности тампонажного камня	46
2.5 Газоблокаторы в качестве добавок к цементным растворам	47
Выводы по разделу 2.....	51
3 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ	52
3.1 Разработка рецептуры расширяющегося тампонажного раствора для разобщения пластов	52
3.2 Разработка новой технологии разобщения пластов	52
3.3 Разработка технологии приготовления цементных растворов с замедлителями сроков схватывания	54
3.4 Исследование тампонажных цементов, содержащих порфирит.....	56

3.5 Разработка и внедрения нового состава буферной жидкости для улучшения качества крепления скважины	66
Выводы по разделу 3.....	71
4 ПРОМЫСЛОВОЕ ИСПЫТАНИЕ ИССЛЕДУЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ	72
4.1 Тампонажная техника для разобщения пластов	72
4.2 Разобщение проницаемых пластов путём улучшения цементирования нефтяных и газовых скважин	73
4.3 Лабораторное исследование сцепления тампонажного камня с обсадной колонной	75
4.4 Факторы влияющие на качество оценки цементирования обсадных колонн	78
4.5 Результаты испытания тампонажной смеси для разобщения пластов	79
4.6 Результаты исследования новых материалов и химических реагентов, используемые в составе тампонажных растворов, влияющие на улучшение качество крепления скважин	82
4.7 Комплексная система оценки качества цементирования и управления рисками	96
Выводы по разделу 4.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЯ	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
ПРИЛОЖЕНИЯ А – Акт испытания.....	121
ПРИЛОЖЕНИЯ Б – Акт испытания.....	123
ПРИЛОЖЕНИЯ В - Процесс проведения исследования разработок в лабораторных условиях.....	125
ПРИЛОЖЕНИЯ Д - Технико–экономическая эффективность разработки.....	127

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной диссертационной работе использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

«Инструкция по оформлению диссертации и автореферата», Высшая аттестационная комиссия МОН РК, № 337-3ж.

ГОСТ 7.32–2019 – Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

Закон Республики Казахстан от 1 июля 2024 г. № 103-VIII «О науке и технологической политике».

Приказ Министра науки и высшего образования Республики Казахстан от 6 января 2025 года № 4 «О внесении изменений и дополнений в приказ Министра образования и науки Республики Казахстан от 31 марта 2011 года № 127 «Об утверждении Правил присуждения степеней».

Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан послевузовское образование. Докторантура. ГОСО РК 5.04.034–2011.

Межгосударственный стандарт ГОСТ 7.1–2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ГОСТ 8.417–81 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы физических величин.

ГОСТ 7.9–95 (ИСО 214–76) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Буферная жидкость - жидкость, вводимая между буровым и цементным раствором при цементировании, чтобы очистить скважину и предотвратить смешивание жидкостей.

Газоблокатор - добавка в цементный раствор или буровой раствор, предназначенная для предотвращения проникновения газа в цементную зону во время и после цементирования.

Крепление скважины - процесс установки обсадных колонн и цементирование для предотвращения обрушения стенок скважины и изоляции пластов.

Обсадная колонна - труба или система труб, спускаемая в скважину для её крепления и изоляции продуктивных и водоносных пластов.

Оксид кальция (СаО) - химическое соединение, также известное как негашёная известь; используется в производстве цемента как один из основных компонентов, реагирует с водой с выделением тепла.

Порфирит - изверженная магматическая горная порода с порфировой структурой; встречается в бурении как крепкая порода, требующая усиленного бурового оборудования.

Сцепление цементного камня/контакт цемент-колонна-порода - прочность соединения между цементным камнем, обсадной колонной и горными породами, необходимая для герметичности и устойчивости скважины.

Тампонажный раствор - комбинация составов и специальных материалов, которые используются для тампонирувания (разобщения и изоляции водоносных пластов).

Управление рисками - систематический процесс идентификации, оценки и минимизации потенциальных опасностей и нежелательных последствий при бурении и креплении скважин.

Цементирование - закачка цементного раствора в затрубное пространство для фиксации обсадной колонны и изоляции пластов.

Цементный камень - затвердевший продукт гидратации цементного раствора, обеспечивающий прочное сцепление между обсадной колонной и горными породами в затрубном пространстве.

Эксплуатационная колонна - обсадная колонна, через которую в дальнейшем будет осуществляться добыча нефти, газа или воды.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АПСМС	Аппретированные стеклянные микросферы
АВПД	Аномально высокое пластовое давление
БПР	Блок приготовления раствора
ВПП	Вспученный перлитовый песок
ДНС	Динамическое напряжение сдвига
ЗНГД	Зона нефтегазонакопления
КСI	Калий хлористый
CaCl ₂	Кальций хлористый
MgCl ₂	Магний хлористый
КМЦ	Карбоксиметилцеллюлоза
NaO	Каустическая сода
КЛСП	Конденсированный лигносульфонатный полимер
КССБ	Конденсированная сульфит-спиртовая барда
pH	Концентрация водородных ионов
НТФ	Нитрилтриметилфосфовая кислота
ОПП	Отсев порфиритового порошка
ПАА	Полиакриламид
ПАВ	Поверхностно-активные вещества
ПВ	Пластическая вязкость
ПСМС	Полые стеклянные микросферы
ПФЛХ	Полифенольный лесохимический реагент
ρ _{бр}	Плотность бурового раствора
NaCl	Поваренная соль
РИПС	Раствор с повышенными изолирующими свойствами
СЖК	Синтетические жирные кислоты
СН	Статическое напряжение сдвига
СНС 1/10	Статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин
СПО	Спуско-подъемная операция
ССБ	Сульфит-спиртовая барда
УВ	Условная вязкость
УЩР	Углещелочный реагент
Ф30	Фильтрация бурового раствора за 30 мин
ФХЛС	Феррохромлигносульфонат

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы.

Научные исследования, направленные на изучение качества крепления обсадных колонн в проницаемых горных породах для улучшения сцепления тампонажного раствора с колонной и горной породой показывают, что эффективность выполнения этих операций зависит от механизма действия различных наполнителей, способствующих повышению прочности тампонажного камня.

Значительный вклад в развитие технологии применения тампонажного раствора при креплении обсадных колонн внесли зарубежные учёные-исследователи: Ф.А. Агзамов, О.К. Ангелопуло, Р.Г. Ахмадеев, Б.Ш. Акрамов, А.И. Булатов, И.И. Вахрамеев, В.И. Крылов, Б.М. Курочкин, М.Р. Мавлютов, А.Х. Мирзаджанзаде, Г.М. Эфендиев, В.Н. Поляков, К.В. Стрижнев, З.З. Шарафутдинов, А.А. Яковлев и др.

Исследования, направленные на изучение причин возникновения поглощений тампонажного раствора при креплении скважин и существующих технологий их ликвидаций, связаны с именами таких отечественных учёных, как: Б.С. Измухамбетов, Б.Т. Ратов, Б.Т. Умралиев, У.С. Карабалин и др.

Несмотря на достаточно большое количество выполненных исследований, накопившихся к настоящему времени, в научной литературе все же отсутствует единое мнение о комплексных мероприятиях, связанных с повышением качества цементирования стенок скважин, поиски наилучших, выгодных с экономической, и безопасных с экологической точек зрения составов продолжают и по сей день. В связи с вышеуказанным возникает необходимость в проведении исследований по изысканию материалов в качестве добавок на основе местного сырья с учётом экономичности и доступности.

Актуальность темы. В настоящее время в мире проводятся целенаправленные исследования по повышению прочности цементного камня с целью снижения ее проницаемости для эффективного разобщения пластов, и хорошего сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой.

Исходя из этого, особое внимание уделяется созданию высокопрочной тампонажной смеси для повышения герметичности кольцевого пространства в условиях многопластовых залежей Западно-Казахстанских месторождений.

В республике особое внимание уделяется эксплуатации долговечности нефтяных и газовых скважин, повышением прочности цементного камня за кольцевым пространством. При цементировании скважин особое место занимают технологические мероприятия по совершенствованию методов регулирования свойств тампонажных систем, обеспечивающих качественное крепление скважин в осложнённых условиях, что очень важно для условий Казахстана, а также разработка составов специальных технологических жидкостей и рекомендаций по их применению. Исходя из этого, одной из

важнейших проблем является создание новой (или совершенствование существующей) технологии, включающей разработку состава высокопрочных тампонажных смесей для крепления скважин, что является приоритетной и неотложной задачей, стоящей в нефтегазовой отрасли.

Таким образом, проблема совершенствования технологии цементирования скважин и по сей день находится на повестке дня как важная и актуальная, представляя интерес для нефтяной и газовой отрасли.

Цель и задачи исследования.

Целью работы является повышение эффективности строительства скважин на основе совершенствования составов цементных растворов в сложных геолого-технических условиях Западного Казахстана.

Для достижения этой цели в диссертационной работе решены следующие задачи:

1. Оценка мирового опыта разработки систем анализа информации и принятия решений для повышения эффективности крепления стенок скважин в сложных геологических условиях;

2. Исследовать влияние содержания оксида кальция (СаО) в расширяющей добавке на характеристики тампонажного раствора и разработать усовершенствованный состав с добавлением порфирита для повышения прочности цементного камня;

3. Разработать рекомендации и исследовать влияние применения 0,2 % высоковязкого водного раствора полиакриламида, как буферную жидкость, на качество крепления обсадных колонн;

4. Разработка методологии оценки риска некачественного цементирования.

Объектом исследования является изоляция многопластовых залежей в интервалах проницаемых горных пород на территории Западно-Казахстанского региона. Особое внимание уделяется обеспечению надежного разобщения пластов при цементировании скважин в условиях сложно-геологического строения пласта. Исследование проводится с учетом специфики геологических и технологических условий региона для повышения эффективности крепления скважин.

Предметом исследования является анализ воздействия отсева порфиритового порошка (ОПП), содержащего активные компоненты, на повышение прочности тампонажного камня и обеспечение герметичности затрубного пространства после цементирования обсадных колонн.

Особое внимание уделяется оценке эффективности расширяющихся добавок, способных компенсировать усадку цементного камня, а также газоблокаторов и пластификаторов, улучшающих структуру и однородность цементного раствора.

В диссертационной работе также рассматривается влияние нового состава буферной жидкости в составе 0,2% высоковязкого водного раствора полиакриламида с целью очистки стенок скважины от фильтрационных

глинистых корок, обеспечивающее лучшее сцепление тампонажного раствора с горными породами и обсадными трубами.

Комплексное изучение всех перечисленных компонентов позволяет определить их вклад в повышение надежности крепления скважин и долговечности эксплуатации цементного кольца.

Инструменты исследования. Решение поставленных задач обеспечивалось за счет применения общих положений методологии научных исследований, включающих анализ и обобщение литературных источников, теоретических, лабораторных и производственных данных, посвященных проблеме повышения качества первичного цементирования скважин. В работе проанализированы результаты экспериментальных исследований с использованием современных контрольно - измерительных приборов, в том числе специально созданного оборудования. Свойства цементов определяли методами, применяемыми в исследовательской практике.

Экспериментальные данные, обрабатывались с использованием методов математической статистики.

Методология исследования. В диссертационной работе применены методы математической статистики, моделирования и экспериментальные исследования, а также метод сравнения имеющихся фактических материалов, связанных с комплексом экспериментальных работ по изучению свойств тампонажных смесей полученных на основе местного сырья, с учётом их изолирующей способности, теоретические исследования, направленные на оценку основных факторов, определяющих качество крепления обсадных колонн в проницаемых горных породах.

Решаемые задачи:

1. Изучение мирового опыта разработки систем анализа информации и принятия решений для повышения эффективности крепления стенок скважин в сложных геологических условиях;

2. Проведение детального анализа влияния содержания расширяющейся добавки оксида кальция (CaO) на показатели тампонажного раствора, и нового состава тампонажной смеси с применением порфирита для улучшения прочности тампонажного камня;

3. Проведение экспериментальных исследований влияния добавок на прочность и сцепления тампонажного камня с обсадной колонной, и проведение детального анализа влияния применения 0,2 % высоковязкого водного раствора полиакриламида, как буферную жидкость, на качество крепления обсадных колонн;

4. Предложение рекомендации по методологии оценки риска некачественного цементирования.

Научная новизна исследования заключается в следующем:

– предложена усовершенствованная технология сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и стенок скважины за счёт введения в тампонажный раствор расширителей в качестве оксида кальция (CaO) и порфирита;

– предложен новый состав буферной жидкости в качестве 0,2% водного раствора полиакриламида, на основе оксиэтилцеллюлозы, структурирующей добавки сернокислый алюминий $Al_2(SO_4)_3$ и кольматирующий наполнитель ИККАРБ-75.

– предложен новый состав тампонажного раствора с добавлением газоблокаторов для разобщения пластов в газовых скважинах.

– выполнено распознавание скважин по качеству цементирования и связанным с этим рисками, исходя из их размещения в зоне приемлемого или неприемлемого риска.

Практическая значимость работы. Практическая значимость результатов исследования заключается в создании технологии, включающей новый подход к качеству цементирования, а также в определении реологических и физико-механических свойств тампонажных смесей с целью получения наибольшей эффективности от разобщения пластов в конкретных условиях бурения скважин с применением наполнителей на основе местного сырья (порфирита полученные с месторождения Каратау), для повышения прочности цементного камня.

Достоверность результатов исследования. Достоверность результатов исследования подтверждается фактическими результатами внедрения предложенных технологий цементировочных работ и цементного раствора на конкретных объектах АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Матен Петролеум» с применением разработанного эффективного тампонажного раствора с целью повышения адгезии затвердевшего камня к стенкам скважины и поверхности обсадной колонны.

Личный вклад автора.

Исходя из полученных научных данных и предложенных мер по улучшению изоляции затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, разработаны практические советы по оптимизации технологического процесса цементирования и использованию высокоэффективных тампонажных составов.

– внедрен состав высокоэффективной тампонажной смеси с применением порфирита;

– внедрен расширяющийся тампонажный цемент для разобщения проницаемых пластов при цементировании многопластовых залежей. В результате применения оксида кальция повысилась антикоррозионность тампонажного камня на 11-13%, а также установлено хорошее сцепление с обсадной колонной и горной породой на 7%.

– внедрен новый состав буферной жидкости в качестве 0,2% водного раствора полиакриламида, в связи чем, качества крепления скважин улучшилась на 20-25%.

Научные положения, выносимые на защиту.

1. Результаты экспериментальных исследований и взаимосвязь между результатами по изучению влияния состава цементного раствора на показатели его качества;

2. Использование 0,2% водного раствора полиакриламида в качестве буферной жидкости для улучшения качества крепления скважин, и высокопрочная тампонажная смесь для увеличения прочности цементного камня и снижения его проницаемости.

3. Методология оценки качества цементного раствора и анализ риска возможных последствий при некачественном цементировании.

Связь с программными научными исследованиями.

Диссертационная работа подготовлена в рамках грантового проекта молодых ученых «Жас Ғалым» (№ АР22687661), реализуемого при поддержке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в 2024–2026 гг (от 20.06.2024г. №127/жн-5-24-26.). Исследование совершенствования технологических решений для улучшения качества крепления скважин на Западно-Казахстанских месторождениях является частью данного проекта, что соответствует тематике диссертации. Изучение данной темы исследования ведется с момента обучения в докторантуре с 2020 года. В ходе реализации гранта были проведены анализы исследования качества цементирования скважин на месторождениях Западного Казахстана, результаты которых легли в основу диссертации.

Апробация результатов работ и публикации. Результаты исследования обсуждены на 5 международных и 2 республиканских научно-практических конференциях.

Работы были представлены на международной научно-практической конференции «Развитие науки и техники в освоении недр Казахстана», посвященной 90-летию академика Ш.Есенова (г. Актау, 2017г.), международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» (г. Актау, 2019г.), XIV Международных научных Надировских чтений «Яркий пример преемственности научных традиций и верности профессии» проводимой Атырауским университетом нефти и газа им. С. Утебаева (Атырау, 25 февраля 2022), а также на международной научно-практической конференции чтения Хошбахта Юсифзаде: «Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона» (г. Баку, декабрь 2024 г.).

С 19 по 30 апреля 2021 г. проведена стажировка в онлайн формате, проведена стажировка в офлайн формате в Национальной Академии Наук Азербайджана (г.Баку, Азербайджанская Республика) под руководством зарубежного научного консультанта, доктора технических наук, профессора, члена корреспондента НАН Азербайджана Эфендиева Г.М.

Национальная Академия Наук Азербайджана (НАНА) является главной государственной исследовательской организацией и основным органом, который проводит исследования и координирует деятельность в области науки и социальных наук в Азербайджане.

По результатам стажировки совместно с зарубежным научным консультантом и др. опубликована статья в журнале SOCAR Proceedings (No.4, 2024 г.) на тему «Comprehensive cementing quality assessment and risk management

system»[1].

Основные результаты диссертационного исследования изложены в двенадцати научных публикациях, включая две статьи в научных журналах, в семи тезисах докладов в материалах конференций, а также одна статья в журналах, индексируемых в базе данных Scopus, три статьи в изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК.

На расширенном заседании кафедры «Нефтехимический инжиниринг» Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова была представлена и заслушана работа на тему «Совершенствование технологии бурения, обеспечивающей повышение качества крепления скважин на месторождениях Западного Казахстана».

Структура и объём диссертации. Диссертация объемом 131 страниц машинописного текста включает введение, четыре главы, заключение и список использованных источников, содержащий 96 наименований. Работа иллюстрирована 33 рисунками, 30 таблицами и 4 приложениями.

Фактографическая база. Фактографическая база диссертационного исследования основана на материалах авторских исследований, опубликованных статьях и монографиях в отечественных и зарубежных изданиях (в количестве 96), а также на фондовых отчетах, связанных с темой диссертации.

Благодарности

В завершение хотелось бы выразить искреннюю благодарность научным консультантам за их ценные рекомендации и профессиональную поддержку: кандидату технических наук, профессору, вице-президенту по исследованиям и развитию КГУТИ им.Ш.Есенова Сейдалиеву А.А., а также член корр. НАН Азербайджанской Республике, доктору технических наук, профессору, руководителю отдела «Теоретические и прикладные проблемы современного бурения» института нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана Эфендиеву Г.М.

Особую признательность выражаю декану факультета «Инжиниринг» профессору Гусмановой А.Г., кафедре «Нефтехимический Инжиниринг», а также заведующему кафедрой «Нефтехимический Инжиниринг», доценту Табылганову М.Т. за оказанное внимание и всестороннюю поддержку в ходе всего периода исследования.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

1.1 Разобшение пластов в различных условиях при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западного Казахстана

Несмотря на то, что в процессе цементирования стремятся следовать плану работ, программе цементирования для обеспечения нужного качества крепления, не всегда этого удается добиться. В этой части работы анализируется качество цементирования скважин на месторождении за последние годы.

Для подготовки ствола использовалась система буферных жидкостей согласно требованиям проектов на строительство скважин (отмывающая и закрепляющая буферные пакки).

Цементирование осуществлялось или с использованием одноступенчатого цементирования скважин с двумя порциями цементных растворов с плотностями (1,85-1,89) г/см³ и (1,52-1,56) г/см³, или с использованием муфты для двухступенчатого цементирования скважин (МСЦ).

Цементирование эксплуатационных колонн в две ступени позволило обеспечить достижение проектной высоты подъема цемента, а также гарантировать качественное разобшение пластов и надежную изоляцию горизонтов.

Цементирование в две ступени дало возможность применить портландцемент, обладающий более высокими изоляционными свойствами и коррозионной стойкостью по сравнению с облегченным цементом, для цементирования всей колонны. Это позволило избежать частичной или полной потери циркуляции во время цементирования пластов с низкими градиентами гидроразрыва, приводящей к значительным недоподъемам цемента до проектной высоты.

В целях контроля технического состояния цементного кольца и изношенности эксплуатационных колонн проводились различные исследования. Задача оценки качества крепления и разобшения пластов, решается периодическими (временными) исследованиями акустической цементометрии (АКЦ) [2].

В процессе проверки качества применялась также электромагнитная дефектоскопия. Электромагнитная дефектоскопия (ЭМДС) представляет собой один из ключевых способов диагностики технического состояния обсадных колонн. Анализ параметров электромагнитного поля даёт возможность выявить повреждения колонны, определить их местоположение, геометрию, размеры, а также измерить толщину стенок. Запись может проводиться, например, прибором МИД-КС. Рекомендуется проводить совместно с АКЦ для определения степени истёртости эксплуатационной колонны в интервалах повышенного риска (искривление ствола) [3,4].

В таблице 1.1 приведена оценка качества цементирования эксплуатационных колонн месторождения Узень.

Коэффициент качества цементирования скважин ($K_{\text{цем}}$), определяется как отношение участков с плотным сцеплением к общему интервалу цементирования:

- в целом по колонне от 0,35 до 0,98;
- среднее значение 0,83;
- значение $K_{\text{цем}} < 0,63$ - для 4% общего количества эксплуатационных скважин.

Приведенные выше результаты показывают неоднородность качества цементирования по скважинам.

Цементирование скважин — это одна из ключевых задач, решаемых при их строительстве и освоении. Его основная цель — обеспечить изоляцию пластов, предотвратить межпластовые перетоки и сформировать прочное и герметичное цементное кольцо для предотвращения осложнения в связи с изменением пластового температуры и давления.

– Герметичность затрубного пространства во многом зависит от комплекса факторов, таких как уровень технической оснащённости, качество подготовки ствола скважины к тампонажным работам, характеристики применяемых цементных и буферных растворов, а также выбранные методы и оборудование для проведения цементирования.

– Существенное влияние на результат цементирования оказывают и человеческие факторы, среди которых можно выделить следующие проблемы:

– несоблюдение регламентированных технологических процедур, отклонение от заданных параметров растворов (например, недостаточное количество необходимого оборудования, использование бурового раствора с высокой фильтрацией, чрезмерное разбавление цементного раствора водой, закачка растворов с нестабильной плотностью);

– дефицит качественных и надёжных материалов, включая специальные виды цемента и химические добавки, а также отсутствие современного оборудования, обеспечивающего эффективное выполнение цементировочных операций.

– Комплексная оценка качества цементирования обсадных колонн представляет собой сложную задачу из-за большого числа факторов, влияющих на конечный результат, каждый из которых по-разному воздействует на процесс. Для повышения эффективности цементирования важно снизить влияние наиболее отрицательных из них. К числу таких неблагоприятных условий относятся: – нестабильное или кавернозное состояние стенок скважины, затрудняющее равномерное распределение цемента;

- несоответствие характеристик бурового раствора заданным проектным нормам, что влияет на взаимодействие с тампонажным раствором;

– смещение обсадных колонн от центральной оси скважины из-за недостатка центраторов и другой необходимой оснастки

Таблица 1.1 - Данные АКЦ по эксплуатационным колоннам на месторождения Узень

№ скв	Дата проведения АКЦ	Интервал исследований	Контакт цемента с колонной (АКЦ)								Коэффиц. качества цементир $K_{\text{цем}}$
			плотный		частичный		плохой		отсутствует		
			м	%	м	%	м	%	м	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9586	25.01.17	10-1279	903	71	307	25	58	4	0	0	0,90
7488	27.02.17	11-1387	1074	78	233	17	69	5	0	0	0,92
9444	26.02.17	9-1389	543	40	696	51	141	10	0	0	0,79
9540	28.01.17	11-1342	807	61	263	20	215	16	45	3	0,80
9541	04.02.17	11-1359	1173	87	104	8	71	5	0	0	0,95
9560	11.02.17	10-1203	853	72	255	21	63	5	22	2	0,89
9563	23.02.17	6-1186	969	82	189	16	22	2	0	0	0,94
9564	29.01.17	7-1273	584	46	463	37	135	11	84	6	0,76
9583	24.02.17	7-1310	734	56	387	30	125	10	56	4	0,80
9587	10.02.17	10-1233	394	32	625	51	190	16	13	1	0,73
9589	22.02.17	11-1298	942	73	314	25	30	3	0	0	0,91
9592	22.02.17	43-1377	1006	76	266	20	62	4	0	0	0,91
9870	09.02.17	11-1292	306	25	680	54	213	27	54	4	0,68
7497	16.03.17	7-1358	1034	77	280	21	16	1	21	1	0,92
9535	25.03.17	11-1368	955	71	160	12	146	10	95	7	0,83
9536	27.03.17	9-1267	487	39	405	32	357	28	9	1	0,70
9538	28.03.17	10-1358	585	44	483	36	208	15	71	5	0,74
9549	23.03.17	10-1182	642	55	173	15	319	27	37	3	0,74
9561	11.03.17	9-1268	930	74	262	21	51	4	15	1	0,90

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9565	13.03.17	10-1302	636	50	276	22	316	24	63	4	0,73
9568	18.03.17	10-1281	943	75	185	14	134	10	7	1	0,88
9572	30.03.17	6-1209	796	66	335	28	71	6	0	0	0,88
9591	07.03.17	14-1389	259	19	327	24	573	42	215	15	0,49
9594	29.03.17	4-1306	1017	79	235	18	49	3	0	0	0,80
9596	25.03.17	8-1313	720	56	418	32	166	12	0	0	0,82
9599	27.03.17	10-1276	1119	89	137	10	10	1	0	0	0,96
7169	21.04.17	2-1152	1001	87	86	8	46	4	16	1	0,94
9539	23.04.17	10-1324	1041	79	263	20	10	1	0	0	0,94
9545	21.04.17	10-1385	922	67	389	29	63	4	0	0	0,89
9546	22.04.17	10-1339	434	33	544	41	233	17	117	9	0,67
9550	26.04.17	7-1206	780	65	71	6	348	29	0	0	0,84
9571	12.04.17	10-1192	904	77	256	21	22	2	0	0	0,93
9588	25.04.17	10-1334	923	70	217	17	161	12	20	1	0,86
9597	26.04.17	6-1220	586	53	213	19	45	5	152	23	0,68
9602	28.04.17	4-1241	621	51	372	31	197	15	47	3	0,78
9869	26.04.17	22-1337	1213	93	90	6	11	1	0	0	0,98
7491	28.05.17	6-1392	174	13	281	21	312	22	618	44	0,35
9542	20.05.17	10-1367	1080	80	196	14	80	6	0	0	0,93
9544	29.04.17	7-1388	1050	76	318	23	13	1	0	0	0,93
9548	11.05.17	42-1357	927	71	304	23	83	6	0	0	0,89
9559	24.05.17	10-1271	1070	85	141	11	48	4	0	0	0,94
9585	01.05.17	11-1282	761	60	314	25	194	15	0	0	0,82

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9590	11.05.17	10-1388	1116	81	253	18	10	1	0	0	0,94
9603	29.05.17	6-1227	896	74	297	24	27	2	0	0	0,92
9605	01.05.17	22-1262	666	54	530	43	43	3	0	0	0,85
9868	29.04.17	3-1285	707	56	284	22	290	22	0	0	0,78
9871	29.05.17	7-1265	505	40	537	43	203	16	12	1	0,75
9537	25.06.17	10-1332	688	52	327	25	202	15	105	8	0,74
9543	05.06.17	10-1373	343	26	206	15	58	4	755	55	0,38
9569	29.06.17	8-1329	994	76	212	16	57	4	58	4	0,89
9573	20.06.17	9-1198	698	59	450	38	41	3	0	0	0,87
9574	03.07.17	10-1260	825	67	225	18	174	14	10	1	0,84
9575	08.06.17	15-1244	613	50	413	33	193	16	10	1	0,78
9577	11.06.17	11-1312	1095	84	158	12	48	4	0	0	0,94
9876	24.06.17	12-1201	880	74	283	24	26	2	0	0	0,92
7175	27.07.17	9-1239	770	63	420	34	8	1	31	2	0,88
7489	26.07.17	10-1375	397	30	333	24	232	17	402	29	0,52
7493	16.07.17	13-1383	943	69	337	25	22	1	68	5	0,87
7501	18.07.17	11-1372	887	65	403	30	71	5	0	0	0,88
9562	27.07.17	6-1192	1015	86	134	11	36	3	0	0	0,95
9579	06.07.17	13-1292	678	53	474	37	128	10	0	0	0,82
9584	10.07.17	10-1254	868	70	265	21	110	9	0	0	0,88
9595	27.07.17	192-1369	671	57	235	20	122	10	149	13	0,74
9604	13.07.17	10-1227	1025	85	173	14	18	1	0	0	0,96
7136	14.08.17	9-1265	1015	81	181	14	60	5	0	0	0,93

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7137	18.08.17	7-1262	1008	81	177	14	36	3	32	2	0,92
7191	25.08.17	12-1233	957	78	176	15	30	2	60	5	0,90
7215	28.08.17	10-1241	715	58	327	27	88	7	101	8	0,79
7246	12.08.17	36-1279	954	77	241	19	43	3	5	1	0,92
7315	17.08.17	10-1247	200	16	744	60	261	21	32	3	0,65
7321	09.08.17	18-1257	513	42	607	49	119	9	0	0	0,79
7494	12.08.17	12-1364	875	65	313	23	164	12	0	0	0,85
9578	12.08.17	10-1290	887	70	305	24	86	6	0	0	0,89
9598	10.08.17	25-1250	718	59	400	33	71	6	35	2	0,84
7220	20.09.17	2-1195	330	28	301	25	363	47	0	0	0,46
7280	23.09.17	15-1271	740	59	336	27	137	11	42	3	0,82
7296	09.09.17	9-1225	644	53	0	0	470	39	102	8	0,65
7301	14.09.17	20-1285	740	59	496	39	29	2	0	0	0,87
7487	10.09.17	12-1352	727	54	65	5	265	20	282	21	0,64
9534	27.08.17	11-1329	1042	79	188	14	88	7	0	0	0,91
9547	30.08.17	10-1360	882	65	282	21	135	10	51	4	0,83
9566	07.08.17	10-1275	526	42	530	42	208	16	0	0	0,77
9580	24.09.17	10-1277	485	38	465	37	312	24	5	1	0,72
9593	06.09.17	10-1336	916	69	287	22	83	6	40	3	0,87
9872	05.09.17	10-1193	1038	88	120	10	24	2	0	0	0,96
7119	12.10.17	10-1285	952	75	207	16	14	1	101	8	0,87
7327	26.10.17	30-1287	885	71	268	21	92	7	12	1	0,88
7421	25.10.17	11-1356	351	26	628	47	352	26	13	1	0,67

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9557	11.10.17	5-1260	965	77	112	9	60	5	116	9	0,85
9558	19.10.17	18-1294	925	73	166	13	46	4	139	10	0,84
9576	29.10.17	10-1282	414	33	411	33	373	29	74	5	0,65
9582	17.10.17	10-1282	772	61	451	35	48	4	0	0	0,87
9600	01.10.17	14-1281	1110	88	151	11	5	1	0	0	0,96
9874	16.10.17	11-1214	1041	87	108	9	46	3	7	1	0,95
9875	22.10.17	10-1207	972	81	164	14	62	5	0	0	0,93
7243	22.11.17	11-1295	501	40	377	30	324	25	68	5	0,69
7294	24.11.17	9-1282	627	50	99	8	0	0	547	42	0,56
7299	27.11.17	13-1254	1031	83	197	16	13	1	0	0	0,95
7492	15.11.17	12-1366	1042	77	123	9	180	13	8	1	0,88
7502	24.11.17	115-1284	576	50	568	48	25	2	0	0	0,85
9581	29.11.17	11-1281	941	74	192	15	137	11	0	0	0,88
9873	23.11.17	14-1164	1029	90	63	5	58	5	0	0	0,95

На рисунке 1.1 приведены анализы цементирования эксплуатационных скважин в период с 2013 по 2017 года.

Качество контакта цементного камня с эксплуатационной колонны в 2017 году по сравнению с 2013 годом выглядит следующим образом: хорошее сцепления имеет повышения в среднем на 24 %, по частичному сцеплению изменение не происходит, а плохому сцеплению и по отсутствию цемента отмечается снижение показателей на 15%.

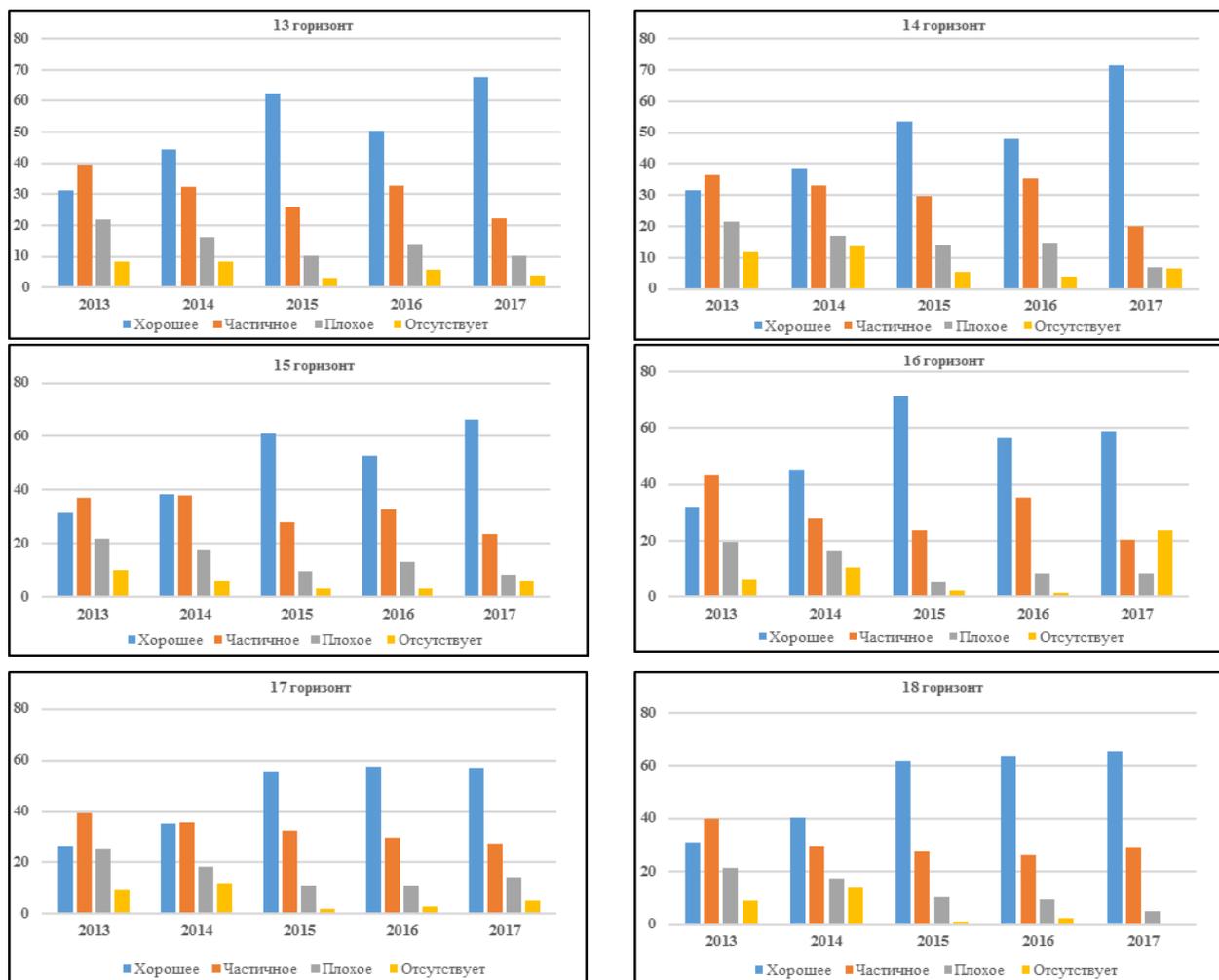


Рисунок 1.1 - Анализ качества цементирования эксплуатационных скважин в период с 2013 по 2017 года

Существенная часть исследований предназначена для определения герметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков.

Можно назвать следующие основные причины, влияющие на возникновение нарушений в эксплуатационной колонне:

1. срок и условия эксплуатации колонны;
2. внутренняя и наружная коррозия;
3. механический износ при спускоподъемных операциях;
4. некачественное цементирование колонн.

В таблицах 1.2, 1.3 и на рисунках 1.2, 1.3 представлены виды нарушений в добывающих и нагнетательных скважинах по годам.

Таблица 1.2 - Нарушения в добывающих скважинах

Всего	Виды нарушений			Итого
	заколонный переток	цементный мост	эксплуатац. колонна	
2013				
Количество нарушений	81	5	182	268
2014				
Количество нарушений	63	7	281	351
2015				
Количество нарушений	261	5	180	446
2016				
Количество нарушений	381	6	253	640
2017				
Количество нарушений	389	33	390	812

Таблица 1.3 - Нарушения в нагнетательных скважинах

Всего	Виды нарушений			Итого
	Заколонный переток	цементный мост	эксплуатац. колонна	
2013				
Количество нарушений	0	2	97	99
2014				
Количество нарушений	6	2	36	44
2015				
Количество нарушений	55	0	43	98
2016				
Количество нарушений	44	1	44	89
2017				
Количество нарушений	38	1	29	68

Из приведенных данных по добывающим скважинам зафиксировано нарушения в 1463 скважинах, по нагнетательным в 331 скважине преимущественно выше интервалов перфорации. Большая часть нарушений приходится на эксплуатационную колонну и заколонные перетоки в добывающих скважинах.

При сопоставлении количества нарушений, начиная с 2015 г. отмечается динамика увеличения нарушений по заколонному перетоку, а с 2016 г. нарушения эксплуатационной колонны.



Рисунок 1.2 - Нарушения в добывающих скважинах

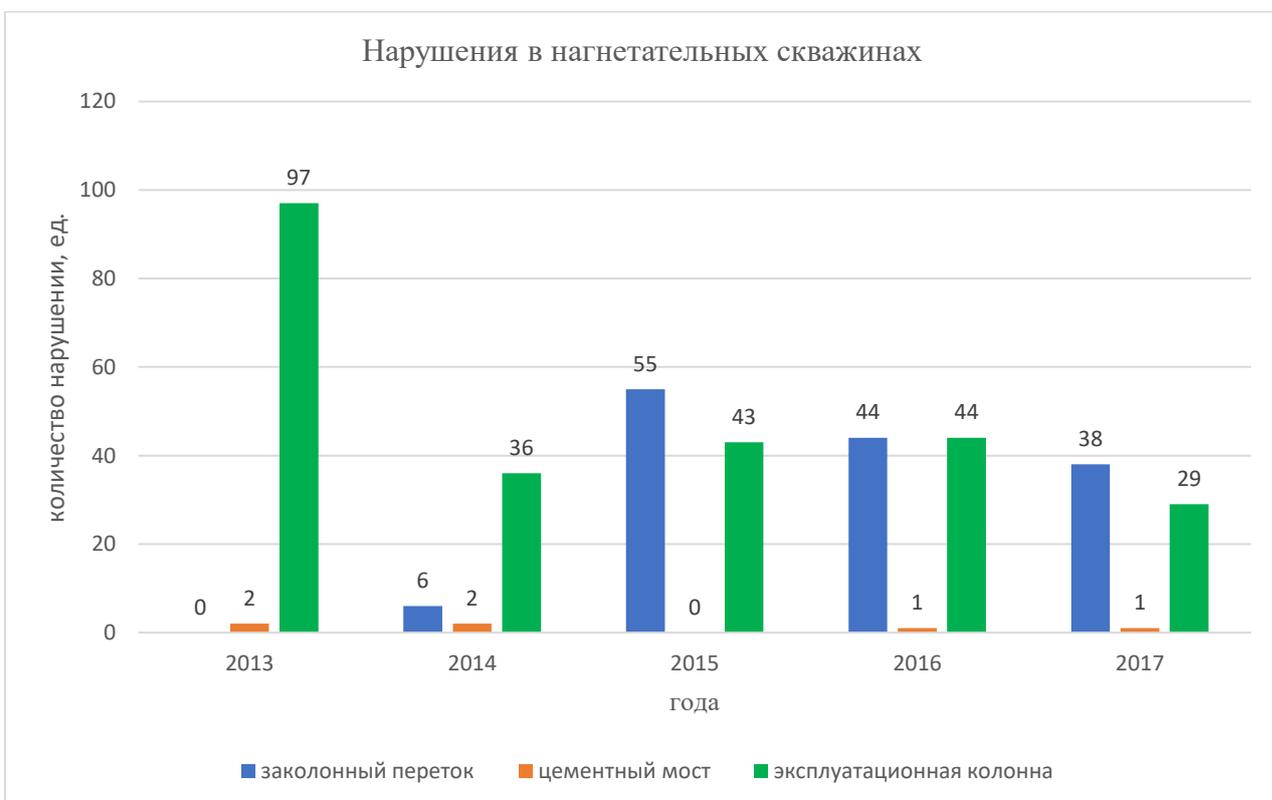


Рисунок 1.3 - Нарушения в нагнетательных скважинах

По нагнетательным скважинам начиная с 2015 г. количество нарушений по заколонному перетоку и эксплуатационной колонны снизилось.

Таким образом, за анализируемый период по добывающим скважинам отмечается увеличение нарушений, а по нагнетательным количество нарушений сокращается.

Следует отметить, что нередко скважины предоставляются для исследований с частично перекрытыми интервалами перфорации или отсутствием зумпфа, с недоходами приборов - что является результатом некачественной подготовки. Основными причинами неоднократных исследований (до 3-4 раз) также являются изношенность колонн старого фонда и неэффективность проведенных ремонтно-изоляционных работ.

Несоответствующее качество тампонажных растворов являются одним из основных причин заколонных перетоков в скважине. Поэтому предлагается провести анализ работ по исследованию буровых и тампонажных растворов скважин, которые включают в себя:

1. сбор и анализ информации по отбору и контролю качества сухого цемента на соответствие нормативным документам;
2. сбор и анализ информации по отбору проб буровых растворов на определенных интервалах и участках;
3. сбор и анализ информации по параметрам буровых растворов экспресс метода на специализированной передвижной лаборатории;
4. выявление соответствия/несоответствия с проектными значениями по геолого-техническому наряду (ГТН);
5. данные актов контрольного замера отобранного и изученного образца с представителями Заказчика, Подрядчика и подрядной буровой организацией;
6. данные по исследованию способности к набуханию глинистых пород под воздействием буровых растворов с различными добавками и реагентами.

Первые разобщения нефтяного пласта от водяного выполнены в 1907 – 1908г. путём цементирования тампонажным портландцементом, вследствие чего получены положительные результаты в неглубоких скважинах [5,6].

Тампонажный портландцемент того времени имел сравнительно медленное начало схватывания, низкую прочность и грубый помол из-за недостаточности знаний в области химии цемента, отсутствия материала о химическом составе цемента. При разобщении проницаемых пластов (газовых, нефтяных, водяных) к наиболее важным факторам, определяющим начало загустевания и конец схватывания, относятся давление и температура кровли и подошвы продуктивного пласта.

В настоящее время на многих месторождениях (площадях) во всем мире изоляция проницаемых пластов, как правило, осуществляется методом спуска обсадных колонн с последующим заполнением кольцевого пространства цементным раствором, основу которого составляет тампонажный портландцемент без применения добавок, с облегчающими или утяжеляющими добавками в зависимости от давления и температуры [7-10].

Исследователями выявлено, что тампонажные смеси, приготовленные на основе синтетических смол, имеют преимущества по сравнению с другими тампонирующими растворами. Их преимущества заключаются в наибольшем сроке твердения, низкой плотности, хорошей фильтруемости в пористой среде, наибольшей проницаемости, способности твердеть в мёрзлых и высокотемпературных породах. В среде изолирующего проницаемого пласта под действием отвердителя затвердевают смолы и сцепляются с горной породой. Путём добавления концентрации отвердителя регулируют начало загустевания и твердения.

Исследователей в последние годы привлекает мочевиноформальдегидная смола (МФ). Метод ликвидации поглощающих каналов с применением пластмассовых смесей на основе мочевиноформальдегидных смол был разработан Самаровским индустриальным институтом. В качестве отвердителя применялась соляная кислота, образующая полимеризацию с последующим превращением массы в твёрдый водонепроницаемый камень. Улучшение герметизирующих свойств смол производилось путём введения в них герметизирующих добавок. Смола ФР-12 является материалом для применения в разобщении проницаемых пластов, хотя в то же время из-за высокой стоимости она не нашла применения.

Проведённые исследования [11-14] показали, что технологические показатели новой рецептуры в 2-4 раза лучше, чем показатели тампонажного раствора, изготовленного из тампонажного портландцемента с введением 10% CaCl_2 .

Имеющаяся информация о пластифицирующих реагентах и электролитах и их воздействии на твердение, на свойства тампонажного раствора и камня дает основание применять в качестве пластификатора лигносульфат ЛСТМ-2, водорастворимую мочевиноформальдегидную смолу и нитрил триметиленфосфоновую кислоту (НТФ). Кальцинированная сода [15-17] предложена в качестве электролита. Цементный состав ЦНУБ представляет собой безусадочную, седиментационно устойчивую низкотемпературную смесь, включающую 90% тампонажного портландцемента, 10% обожжённого твердого остатка содовых отходов (от массы клинкера), 0,1–0,13% пластификатора НТФ и 3,8–5,0% кальцинированной соды Na_2CO_3 (от массы сухой смеси).

В Российской Федерации в заводских условиях выпускаются специальные цементы, такие как ЩПЦС-120, ЩПЦС-200, УЦГ-1 и УЦГ-2, УЩЦ 1-, УЩЦ 2-200 и мн. др. [7, с 192; 18,19].

Известны по положению цементирования цементы ПЦТ 1-50, ЦТС 1-100, ПЦТ 1-G-СС-1 и мн. др.

Для цементирования обсадных колонн в условиях высоких температур разработаны утяжеленные цементы типа ЦТТС-УТ-0-150, ЦТТС-УТ-1-50, ЦТТС-УТ-2-150 и ЦТТС-УТ-3-150, которые являются новой модификацией тампонажной смеси ЦТТС [20].

Во ВНИИКРНЕФТЬ разработан тампонажный цемент ОЩЦ по ТУ 39-08-93-76 РФ, который состоит из 50% совместного помола вяжущего материала (доменного шлака) и не более 50% облегчающей добавки.

В мировом масштабе для разобщения проницаемых пластов, в основном, используется тампонажный цемент. Различные смолы находятся на стадии эксперимента и по многим причинам широко не используются. Ограничивается применение смол в виде эксперимента для научных целей. Цементы в Российской Федерации – одной из передовых стран нефтегазодобычи и бурения разрабатываются в научно - исследовательских институтах и выпускаются на заводах.

В США выпускается специальный тампонажный цемент НТЗ, не содержащий алита и состоящий, в основном, из В-2 CaO-SiO. В смеси с измельчённым кварцем его используют для цементирования наиболее глубоко залегающих проницаемых пластов в условиях высоких температур.

1.2 Анализ работ по исследованию буровых и тампонажных растворов скважин

Для выявления основных причин заколонных перетоков в скважине проводились исследования по «Контролю качества буровых растворов на ответственных интервалах и анализ тампонажного цемента для крепления скважин на месторождении Узень».

Контроль качества буровых растворов включает:

1. Замер плотности раствора под давлением, условной вязкости, показания рН и содержания песка;
2. Измерение реологических параметров раствора (динамическое и статистическое напряжение сдвига, пластическая вязкость);
3. Замер фильтрации в условиях низких/высоких температур и давлений, анализ полученного фильтрата (хлориды, общая жесткость, показатели щелочности рН):

Контроль качества тампонажного цемента включает:

1. Подготовку цементного теста, замер плотности исследуемого образца;
2. Измерение сроков загустевания (консистенция) и растекаемости;
3. Измерение водоотделения/седиментационной устойчивости;
4. Измерение сроков схватывания — начало и конец схватывания;
5. Измерение прочности цементного камня на сжатие/изгиб;

Качество сцепления цементного камня с колонной и породой классифицируется по четырём уровням: «полное», «частичное», «неудовлетворительное» и «отсутствует». На основании этих данных рассчитывается общий коэффициент качества цементирования обсадной колонны в рассматриваемом интервале, опираясь на результаты акустического контроля цементирования (АКЦ):

$$K = \frac{A + 0,7 \cdot B + 0,3 \cdot C + 0 \cdot D}{A + B + C + D} \quad (1)$$

Таблица 1.4 – Результаты АКЦ пробуренных скважин на месторождении Узень

Скв. №	Результаты акустического каротажа					
1	2					
5528	Статистика в интервале 1116,5-1635м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	Контакт с породой	мощность, м	статистика, %
	Хороший	444,01	85,63	Хороший	444,01	85,63
	Частичный	71,99	13,88	Частичный	71,99	13,88
	Плохой	2,5	0,48	Неопределенный	2,5	0,48
	Отсутствует	-	-	-	-	-
6496	Статистика в интервале 1122,4-1690,5 м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	Контакт с породой	мощность, м	статистика, %
	Хороший	485,81	85,51	Хороший	485,81	85,51
	Частичный	82,29	14,49	Частичный	82,29	14,49
	Плохой	-	-	Неопределенный	-	-
	Отсутствует	-	-	-	-	-
6593	Статистика в интервале 1122,3-1591,8 м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	Контакт с породой	мощность, м	статистика, %
	Хороший	260,14	70,40	Хороший	260,14	70,40
	Частичный	96,25	26,05	Частичный	96,25	26,05
	Плохой	13,11	3,55	Неопределенный	13,11	3,55
	Отсутствует	-	-	-	-	-
9644	Статистика в интервале 1188,0-1318,4 м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	контакт	мощность, м	статистика, %
	Хороший	106,30	81,52	Хороший	106,30	81,52
	Частичный	24,10	18,48	Частичный	24,10	18,48
	Плохой	-	-	Неопределенный	-	-

Продолжение таблицы 1.4

1	2					
	Отсутствует	-	-	-	-	-
9671	Статистика в интервале 1143,6-1201,0 м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	контакт	мощность, м	статистика, %
	Хороший	57,4	100	Хороший	57,4	100
	Частичный	-	-	Частичный	-	-
	Плохой	-	-	Неопределенный	-	-
	Отсутствует	-	-	-	-	-
	Статистика в интервале 1158,1-1310,0 м					
	Контакт с колонной	мощность, м	статистика, %	контакт	мощность, м	статистика, %
9673	Хороший	123,48	81,3	Хороший	123,48	81,3
	Частичный	26,81	17,65	Частичный	26,81	17,65
	Плохой	1,61	1,05	Неопределенный	1,61	1,05
	Отсутствует	-	-	-	-	-

где: А – Сплошное;
 В – Частичное;
 С – Плохое;
 D – Отсутствует.

Качество цементирования по K оценивается по следующей шкале:

- $1,00 \geq K > 0,80$ – хорошее;
- $0,80 \geq K > 0,63$ – удовлетворительное;
- $0,63 \geq K > 0,20$ – плохое;
- $0,20 \geq K > 0$ – очень плохое.

Используя формулу 1.1, в таблицах 1.4-1.7 приведены средние статистики результатов АКЦ пробуренных скважин на месторождении Узень.

По результатам АКЦ можно дать следующую оценку и классифицировать цементировочные работы как:

1. Хороший – 13 скважин (показатели сплошного цемента более 80 %);
2. Удовлетворительный – отсутствует (показатели сплошного цемента более 63 %);
3. Плохой – отсутствует (показатели сплошного цемента более 20 %);
4. Очень плохой – отсутствует (показатели сплошного цемента до 20 %).

Исходя из этого, проводились исследования цементного раствора на соответствие требованиям технических регламентов предприятия (таблица 1.4).

На месторождениях Узень применяется портландцемент тампонажный бездобавочный торговой марки DylogCem D ПЦТ I-G-CC-1.

Были произведены следующие анализы по качеству цемента: плотность, растекаемость, водоотдача, прочность при изгибе и время схватывания. Данные исследования проводились в лабораториях на месторождении Узень, где результаты измерений указаны в таблицах 1.5., 1.6., 1.7.

Таблица 1.5 – Результаты анализа тампонажного цемента партии № 55

№	Наименование показателей		Ед.изм.	Результаты
1	Растекаемость		см	21,0
2	Плотность		г/см ³	1,93
3	Определение сроков схватывания:	начало	час/мин	2-50
		конец		3-46
4	Время загустевания		час/мин	1-50
5	Водоотделения		мл	2,2
6	Прочность цементного камня, через 48 ч	на изгиб	МПа	3,91
		на сжатия		26,3
Примечания: Условия окружающей среды: температура: 23,2°С, влажность: 31,6 %, давление: 101,2 кПа, цемент марки: ПЦТ – 100 %, В/Ц – 0,44, вода пресная, время загустевания при $T_{дин} = 50^{\circ}C$, давление – 18 Мпа, срок схватывания при $T_{стат} = 60^{\circ}C$.				

Таблица 1.6 – Результаты анализа тампонажного цемента партии № 57

№	Наименование показателей		Ед.изм.	Результаты
1	Растекаемость		см	21,5
2	Плотность		г/см ³	1,92
3	Определение сроков схватывания:	начало	час/мин	2-57
		конец		3-37
4	Время загустевания		час/мин	1-49
5	Водоотделения		мл	2,2
6	Прочность цементного камня, через 48 ч	на изгиб	МПа	3,9
		на сжатия		25,9
Примечания: Условия окружающей среды: температура: 25°С, влажность: 29,9%, давление: 101,8 кПа, цемент марки: ПЦТ – 100%, В/Ц – 0,44, вода пресная, время загустевания при T _{дин} = 50°С, давление – 18 МПа, срок схватывания при T _{стат} = 60 °С.				

Таблица 1.7 – Результаты анализа тампонажного цемента партии № 58

№	Наименование показателей		Ед.изм.	Результаты
1	Растекаемость		см	21
2	Плотность		г/см ³	1,92
3	Определение сроков схватывания:	начало	час/мин	2,50
		конец		3-40
4	Время загустевания		час/мин	2-00
5	Водоотделения		мл	1,5
6	Прочность цементного камня, через 48 ч	на изгиб	МПа	3,9
		на сжатия		20,8
Примечания: Условия окружающей среды: температура: 22,3°С, влажность: 32,6 %, давление: 102,0 кПа, цемент марки: ПЦТ – 100 %, В/Ц – 0,44, вода пресная, время загустевания при T _{дин} = 50°С, давление – 18 МПа, срок схватывания при T _{стат} = 60°С.				

В лаборатории по тампонажным растворам в ТОО «КазНИПИМунайгаз» были проведены исследования цементного раствора, применяемого на скважинах: 9644, 6496, 9671, 9673, 9880, 9881, 6593, 5522, 6497, 9643, 9694, 9696, 9704, 9709, 755, 757 месторождения Узень при температурных режимах 60°С.

Плотность цементного раствора при В/Ц=0,44 в основном, составляла 1,92 г/см³.

Сроки начала схватывания цемента превышают 2 часа при температуре 60°С. Сроки конца схватывания не превышают 11 часов (менее 5 часов).

Таким образом, по результатам выполненных исследований и анализа данных АКЦ определено, что качество цемента, используемого на месторождении Узень соответствуют ГОСТу 1581-96.

1.3 Рецептуры тампонажных растворов при разобщении проницаемых пластов на скважинах АО «Мангыстау мунайгаз»

Для разобщения проницаемых нефтяных, газовых и водяных пластов в АО «Мангыстау мунайгаз» перед цементированием производится подбор рецептуры тампонажного материала, который включает следующие процессы:

В лабораторию буровых и цементных растворов доставляется цемент, с помощью которым должна цементироваться обсадная колонна. Наряду с этим доставляется вода для затворения. Непосредственно в лаборатории подбираются замедлители и ускорители срока схватывания, для чего производственно-технический отдел бурового предприятия должен подать следующие необходимые данные:

- время начала и конец загустевания;
- время начала и конца затвердевания;
- растекаемость, прочность тампонажного камня.

По результатам анализа тампонажного раствора после получения необходимого результата приступают к цементированию. Подобранный рецептура тампонажного раствора для разобщения проницаемых пластов сообщается предприятию, ведущему строительство скважины, которая будет основанием для проведения цементирования.

При проведении в лаборатории анализа по подбору рецептуры не следует упускать, что под термином «тампонажный портландцемент» понимается продукт содержащий портландцемент, шлак, известь, пластмассу, кварцевый песок, асбест, глину и др.[21-23].

Прочностные характеристики тампонажного камня зависят от состава используемого тампонажного раствора. При снижении плотности раствора прочность камня уменьшается, а также возрастает его склонность к растрескиванию. Тем не менее, применяемые растворы и образующиеся из них тампонажные камни должны обеспечивать необходимую герметичность скважинной конструкции для её долговременной и надёжной эксплуатации. Однако тампонажные камни, образующиеся в затрубном пространстве из используемых на практике материалов, зачастую обладают недостаточной прочностью и устойчивостью к растрескиванию. Это становится причиной таких проблем, как низкий дебит скважин, преждевременное обводнение при эксплуатации, возникновение межколонного давления и другие осложнения.

Опубликовано многочисленное число монографий, статей, написаны диссертационные работы, рассматривающие вопросы разобщения проницаемых пластов на площадях и месторождениях в различных регионах мира, свидетельствуя о том, что качественное разобщение проницаемых пластов возможно только при использовании безусадочных цементных композиций с повышенной изолирующей способностью, обладающей минимальным водоотделением [24]. При этом основным, обязательным требованием для всех геолого-технических условий является обеспечение коррозионностойкого и не проницаемого для флюидов тампонажного камня, имеющего хороший

коэффициент качества сцепления с горной породой и обсадной колонной по всему интервалу цементирования.

Исследователи [25,26] описывают, что среди технических и технологических факторов, способствующих повышению качества разобщения проницаемых пластов, особое место занимает выбор типа тампонажного цемента и приготовление из него качественного раствора. При этом прочность тампонажного камня остаётся одним из основных факторов, влияющих на качество разобщения проницаемых пластов.

1.4 Исследование результатов разобщения пластов цементированием обсадных колонн в Западно-Казахстанском регионе

Как известно, разобщение нефтяных, газовых и водяных пластов, имеющих различные пластовые давления и температуру, осуществляется путём спуска в изолируемый интервал металлических обсадных труб в виде обсадной колонны и с последующим цементированием межколонного пространства тампонажным раствором, имеющим плотность в зависимости от пластового давления и температуры.

В настоящее время для разобщения пластов используется цемент тампонажный. В зависимости от давления пласта для цементирования принимаются плотности тампонажных растворов (кг/м^3), приведенные в таблице 1.8 [27-29].

Таблица 1.8 – Плотности тампонажных растворов

№ п/п	Цементные растворы	Плотность, г/см^3
1	Лёгкие	До 1300
2	Облегчённые	1300-1750
3	Нормальные	1750-1950
4	Утяжелённые	1950-2200
5	Тяжёлые	Выше 2200

Следует отметить, что многие месторождения находятся в поздней стадии разработки и давление разрабатываемых пластов ниже гидростатического. В месторождениях Шагырлы-Шомышты, по данным технических проектов, в поисковых и эксплуатационных скважинах пластовое давление очень низкое. Несмотря на низкое давление, цементирование в интервале продуктивного пласта спроектировано производить тампонажным раствором с плотностью $1,80-1,82 \text{ г/см}^3$.

Как установлено, несмотря на низкое пластовое давление в некоторых скважинах, бурение спроектировано с плотностью бурового раствора $1,10-1,14 \text{ г/см}^3$, а крепление – с плотностью $1,82 \text{ г/см}^3$, загрязняет продуктивный пласт и затрудняет приток из пласта. Поэтому при разобщении проницаемых нефтяных, газовых и водяных пластов друг от друга необходимо обеспечить соответствие тампонажных цементов изолируемым горным породам.

Как известно, цементирование – это технологический процесс заполнения заколонного пространства спущенной в скважину обсадной колонны тампонажным раствором, который в покое загустевает и превращается в камень для разобщения проницаемых пластов.

Качество разобщения проницаемых пластов определяют:

- герметичность спущенной обсадной колонны;
- отсутствие сообщения между пластами;
- отсутствие сообщения между продуктивным пластом и устьем скважины;
- наличие по всему заколонному пространству прочного, непроницаемого, имеющего «хорошее» сцепление цементного камня с обсадной колонной и горной породой;
- отсутствие давления между спущенными и зацементированными обсадными колоннами.

Достижение высокого качества разобщения проницаемых пластов зависит от геолого-технических, технологических и организационных факторов [30].

К технологическим факторам относятся:

- состояние ствола скважины (наличие каверн, сужений и др.);
- качество применяемого цемента и его соответствие геологическим условиям скважины;
- технологические свойства применяемого тампонажного раствора;
- использование последних достижений технологии при разобщении проницаемых пластов путём спуска и цементирования обсадных колонн.

При этом идеальным цементированием разобщения проницаемых пластов считается тампонажный камень. Находясь в заколонном пространстве и сцепившись с породами стенок пробуренного ствола скважины и наружной поверхностью металла обсадной колонны, он создаёт герметичность и непроницаемость в заколонном пространстве. Прочность тампонажного камня зависит от состава тампонажного цемента, водоцементного отношения и вводимых в цемент добавок.

Следует отметить, что разобщение проницаемых пластов при креплении нефтяных и газовых скважин в зависимости от условий, состава тампонажного раствора имеет решающее значение. После окончания разобщения пластов и не совместимых интервалов по бурению качество выполненной работы проверяется проведением отбивки цементного кольца за обсадной колонной (ОЦК), акустической цементометрии (АКЦ) и др.

По данным АКЦ определяется сцепление цементного камня K_k и K_n соответственно с обсадной колонной и горной породой. По данным «К» определяется степень качества крепления обсадных колонн и разобщения проницаемых пластов: $1,0 \geq K > 0,80$ – «хорошее сцепление», $0,80 \geq K > 0,63$ – «удовлетворительное сцепление», $0,63 \geq K > 0,20$ – «плохое сцепление», $0,20 \geq K > 0,0$ – «очень плохое сцепление» [31].

При цементировании обсадных колонн скважин с целью разобщения проницаемых пластов применялись различные составы тампонажных смесей с

введением глины в цемент. В результате некачественного разобщения пластов могут происходить следующие процессы:

- газопроявление;
- межколонное газопроявление;
- межпластовые перетоки;
- заколонные фонтаны

1.5 Особенности разобщения проницаемых пластов

Процесс разобщения проницаемых пластов зависит от диаметра пробуренной скважины, геолого-технических условий ее, состояния технической оснащённости цементировочным оборудованием, накопленного опыта проведения разобщения проницаемых пластов и уровня подготовленности персонала, участвующего в процессе цементирования обсадных колонн.

Для повышения качества разобщения проницаемых пластов наиболее рациональным является выполнение следующих технологических операций в процессе бурения и цементирования [5, с. 35.; 6, с. 18].

1. Неустойчивые горные породы необходимо бурить с применением бурового раствора с максимальной низкой водоотдачей для снижения, увлажнения их и устранения осыпания и обваливания, приводящих к образованию каверн, с целью сохранения диаметра ствола скважины, соответствующего диаметру долота.

2. Спускаемые обсадные колонны, в зависимости от состояния ствола скважины, следует оснащать пружинными или жёсткими центраторами с установкой их в искривлённых местах через каждые 10 м, а на других участках – через 50 м с целью исключения прилегания обсадной колонны к стенкам скважины и оставления зон с буровым раствором при вытеснении тампонажного раствора в затрубном кольцевом пространстве.

3. Установить турбулизаторы в кавернозных интервалах с целью повышения скорости восходящего потока и тем самым способствовать увеличению вытеснения бурового раствора тампонажным.

4. После спуска обсадной колонны и восстановления циркуляции промывочной жидкости, перед началом цементирования необходимо провести обработку бурового раствора с добавлением химических реагентов. Это делается для снижения его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС), что способствует более эффективному вытеснению бурового раствора цементной смесью.

5. Доставит на скважину высококачественный тампонажный цемент и затарить смесители.

6. Приготовить перед цементированием, в зависимости от условий комбинированные буферные жидкости и закачать их в скважину непосредственно перед цементированием.

7. После закачки в скважину и вытеснения бурового раствора тампонажным последний в затрубном пространстве будет находиться в жидком

состоянии в течение длительного времени, а частицы твёрдой фазы цемента будут оседать, в результате чего столб тампонажного раствора начнет расслаиваться. Сформированный в таких условиях тампонажный камень будет чередоваться со слоями слабого высокопроницаемого камня и участками заполнения водой.

8. При длительном нахождении в затрубном пространстве в состоянии покоя тампонажный раствор не является серьёзной преградой для движения флюидов по затрубному пространству до начала затвердевания. В формирующейся структуре цементного раствора образуются каналы, по которым движения флюида продолжаются и после твердения раствора. Исходя из этого свойства тампонажного материала, должен получиться тампонажный раствор, который в конкретных условиях в скважине по окончании продавки быстро схватится и превратится в прочный непроницаемый камень.

9. Свойства тампонажного материала должны при конкретных условиях скважин обеспечить достаточную прочность и нулевую проницаемость сформированного из него камня.

10. Свойство тампонажного материала должно при конкретных условиях скважин обеспечить достаточную прочность и нулевую проницаемость сформированного из него камня. Свойство использованного тампонажного материала должно обеспечить формирование тампонажного камня, который при взаимодействии с пластовыми водами не разрушается под действием агрессивных компонентов.

11. Свойства применяемого тампонажного материала должны при конкретных условиях скважин обеспечить получение камня, который при перфорации от сильных ударов не растрескивается и не приводит к нарушению разобщения проницаемых пластов.

12. Тампонажный материал должен обеспечивать получение такого раствора, который восприимчив к обработке известными химическими реагентами (замедлителями, ускорителями срока схватывания, понизителями водоотдачи и водоотделения, пластификаторами и др.) для регулирования технологических параметров тампонажного раствора и камня.

13. При длительном хранении тампонажного материала на складах для сохранения его первоначальных и специфических свойств следует использовать возможность приготовления тампонажного раствора, отвечающего соответствующим технологическим требованиям.

Наряду с этим цементирование обсадных колонн должно производиться с соблюдением следующего:

1. с самого начала затворения тампонажного раствора необходимо поднять его плотность до предусмотренной в плане цементирования и держать на этом уровне до окончания процесса;

2. величины плотностей тампонажных растворов, приготовленных в разных смесителях, должны приводиться к показателю единой плотности с использованием опреснительной ёмкости;

3. если позволяют условия цементирования, в качестве продавочной жидкости можно применять техническую воду;

4. вытеснение тампонажного раствора в заколонное пространство должно производиться при турбулентном режиме ($Re > 2300$) движения жидкостей;

5. после достижения продавочной пробки «стоп» кольца и окончания процесса цементирования давление на цементировочной головке следует плавно снизить до нуля с целью исключения воздействия давления, возникшего на цементировочной головке, на внутреннюю стенку обсадных труб.

Таким образом, на основе использования достижений мировой науки при разобщении проницаемых пластов можно добиться повышения качества крепления.

Выводы по разделу 1

1. Рассмотрены способы разобщения проницаемых пластов путём спуска обсадных колонн с последующим цементированием тампонажным цементом без добавок, с облегчающими или утяжеляющими добавками.

2. Разобщение пластов должно осуществляться с использованием методов, соответствующих требованиям государственного стандарта.

3. Безусадочные цементные смеси с высокой изолирующей способностью, низким водоотделением, стойкостью к коррозии, непроницаемостью и прочным цементным камнем применяются для повышения надежности и долговечности тампонажных работ.

4. Рассмотрены лёгкие, облегчённые, нормальные, утяжелённые и тяжёлые цементы по плотности для разобщения пластов.

5. Проанализированы данные проектов поисковых скважин, в которых при низком давлении продуктивного пласта разобщение проницаемого пласта осуществляется цементным раствором нормальной плотности. Показано, что при низкой плотности бурового раствора в процессе бурения опасно разобщать пласты тампонажным раствором высокой плотности.

6. Представлены характеристики сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и породами, полученные при исследовании скважин, расположенных в Западно-Казахстанском регионе. Выявлены сцепления с обсадной колонной от 9,05 до 61,0% по хорошему+ частичному сцеплению с обсадной колонной и от 0,4 до 49,9 % и горной породой, что указывает на низкое качество разобщения пластов.

7. Изучены особенности разобщения пластов, для проведения которого необходимо выполнение определенных технологических операций.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ

2.1 Изучение эксплуатационных свойств тампонажного цемента для разобщения пластов

Тампонажные растворы, применяемые для изоляции проницаемых нефтяных, газовых и водоносных пластов, зависят от множества факторов. Ключевыми из них являются химико-минералогический состав используемого цемента, количество и свойства наполнителей (если они предусмотрены), тип применяемых химических добавок, водоцементное соотношение, параметры перемешивания, а также температура и давление в зоне цементирования.

На свойства тампонажного раствора и камня оказывает влияние правильность отбора пробы. От свойства тампонажного раствора и выбранной рецептуры во многом зависят процесс цементирования и качество разобщения нефтяных, газовых и водяных проницаемых пластов.

Основные характеристики тампонажных растворов включают: содержание воды, водоотдачу, плотность, степень растекаемости, сроки начала и окончания схватывания, время загустевания, устойчивость к расслоению (седиментации), структурную вязкость, динамическое напряжение сдвига и другие показатели. [32-34].

Что касается тампонажного камня, сформированного после твердения раствора, к его основным свойствам относятся: механическая прочность, проницаемость, объёмные изменения (например, усадка), а также устойчивость к коррозии в агрессивных средах.

От марки цемента, выбранной для цементирования конкретной колонны, зависят ее водоотделение, водоотдача, структурная вязкость и др. Однако известно, что любая рецептура в лаборатории должна подбираться с определением следующих показателей: плотности тампонажного раствора исходя из давления и температуры, растекаемости тампонажного раствора, времени начала и окончания загустевания, времени начала и окончания схватывания, механической прочности и др.

В строительстве нефтяных и газовых скважин цементирование решает следующие задачи:

1. Разобщение проницаемых горизонтов друг от друга после того, как они вскрыты бурением, и предотвращение перетока с пласта с высоким давлением в низкое давление.
2. Удержание обсадной колонны в подвешенном состоянии при помощи тампонажного камня.
3. Защита наружной поверхности от воздействия пластовых жидкостей.
4. Изолирование поглощающих горизонтов и др.

Для разобщения проницаемых пластов и удержания спущенных в скважину обсадных колонн широко применяют тампонажные цементы, состоящие из смеси минералогического состава (%):

Окись кальция СаО	60-70
-------------------	-------

Кремнезём SiO_2	17-25
Глинозем Al_2O_3	3-8
Окись железа FeO_3	0,3-0,6
Окись магнезия MgO	0,1-4,5
Сернистый ангидрит SO_3	0,3-1,0
Фосфорный ангидрит P_2O_5	0,1-3,0
Окись калия и натрия ($\text{K}_2\text{O}+\text{Na}_2\text{O}$)	0,5-1,3
Двуокись титана TiO_2	0,2-0,5

Тампонажный цемент и сформированный из него камень имеют свойства в зависимости от процентного содержания этих окислов. Активность тампонажного портландцемента определяется содержанием химически связанной окиси кальция (CaO) с компонентами, такими как кремнезём, глинозём и окись железа. Окиси, содержащиеся в портландцементе, в определенной степени влияют на свойства тампонажного раствора и камня. Глинозём способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, однако при этом снижает прочностные характеристики полученного камня. Окись железа, наоборот, замедляет начало схватывания и также отрицательно влияет на прочность. Превышение содержания окиси магнезия (MgO) выше 4,5% в составе цементной смеси приводит к увеличению объёма и может вызвать разрушение твердеющего цементного камня. Содержание в количестве 4 – 5% в цементе двуокиси титана (TiO_2) при соответствующем уменьшении содержания кремнезёма (SiO_2) повышает прочность камня.

Следует отметить, что, по приведённым данным, содержание MgO , K_2O , Na_2O , SO_3 , P_2O_5 в составе тампонажного цемента приводит к нежелательным последствиям.

Сроки схватывания, прочность и проницаемость сформированного камня из тампонажного раствора зависят от водоцементного отношения, температуры и давления среды.

Ключевыми физическими характеристиками тампонажного портландцемента являются его плотность, насыпная масса и степень тонкости помола. Цемент с плотностью 3,1 г/см³ обладает наивысшим показателем среди всех видов. Насыпной вес – от 0,9 до 1,1 г/см³, а при уплотнённом виде – 1,4-1,7 г/см³.

Однако в зависимости от уровня пластового давления при цементировании применяются тампонажные растворы с различной плотностью. Для её корректировки в цементные составы вводятся специальные утяжеляющие или облегчающие добавки.

Одним из ключевых свойств цементного раствора является контракционный эффект, возникающий в процессе гидратации цемента при его твердении.

Установлено, что при 100% гидратации уменьшение объёма цементного камня составляет 5 – 7%.

В процессе твердения тампонажного раствора в герметизирующем пространстве появляется разряжение – вакуум, который имеет важное значение при формировании тампонажного кольца в кольцевом пространстве и служит образованию в нём газопроводящих каналов [33,34].

В случае введения в состав тампонажного портландцемента наполнителей они уменьшают величину разряжения (вакуума). Снижается поглощение газа и уменьшается значение вакуума. На миграцию газа влияют плотность тампонажного раствора, замещение бурового раствора и удаление фильтрационной корки, а также преждевременные загустевания тампонажного раствора, сильная усадка цементного камня, усталостное разрушение и плохое сцепление тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой. Плотность тампонажного раствора не допускает проникновение газа в тампонажное кольцо в случае, если пластовое давление выше гидростатического.

Исходя из этого, необходимо рассчитать плотность тампонажного раствора, чтобы не допускать приток газа в процессе закачки тампонажного раствора.

Погрешности плотности, допущенные в процессе затворения тампонажного раствора, могут изменить такие важнейшие параметры тампонажного раствора, как реология и время схватывания.

Неравномерность приготовления тампонажного раствора одновременно в разных смесителях по плотности, в кольцевом пространстве приводит к неоднородному столбу тампонажного раствора.

Большое значение имеет величина водоотдачи. Проникновение воды из состава тампонажного раствора в проницаемый пласт уменьшает его объём. Вследствие этого снижается давление столба тампонажного раствора и образуется свободное пространство для проникновения газа. В неподвижном состоянии находится связанная вода до начала схватывания и гидростатическое давление затрубного пространства превышает пластовое давление. Процесс замедляется, когда на открытом стволе образуется низкопроницаемая фильтрационная корка.

Если в кольцевом пространстве остаются остатки бурового раствора из-за его недостаточного вытеснения цементным раствором, происходит снижение динамического напряжения сдвига бурового раствора. Это, в свою очередь, создает благоприятные условия для миграции газа. Более того, взаимодействие бурового раствора с тампонажным может привести к образованию трещин в цементном камне, а объёмная усадка способствует перемещению газа в заколонном пространстве.

Исследования [12, с. 65; 30, с. 36; 32, с. 89; 35] показывают, что для предотвращения образования флюидопроводящих каналов и улучшения сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой наиболее эффективным решением является использование расширяющихся тампонажных цементов.

2.2 Расширяющиеся тампонажные цементы для разобщения пластов

Многие специалисты, исследующие проблему разобщения нефтяных, газовых и водяных проницаемых пластов, утверждают, что тампонажные растворы, приготовленные на основе портландцемента с облегчающими и утяжеляющими добавками или без них, не обеспечивают надлежащее разобщение проницаемых пластов. Это связано с тем, что усадка тампонажного камня в процессе его затвердевания снижает эффективность герметизации и способствует недостаточной изоляции пластов друг от друга.

Исходя из этого, рекомендуется для разобщения проницаемых нефтяных, газовых и водяных пластов применение расширяющихся тампонажных цементов. Данные тампонажные растворы имеют низкую водоотдачу, высокую седиментационную устойчивость тиксотропных свойств, а также низкие сроки схватывания.

Исследования [20, с. 174.; 24, с. 5; 36] на основе результатов многочисленных экспериментов пришли к следующим выводам:

- с увеличением температуры значительно повышается проницаемость тампонажного камня;
- при разобщении проницаемых нефтяных, газовых и водяных пластов с использованием тампонажных растворов на основе портландцемента в текущей технологии цементирования в заколонном пространстве неизбежно возникают флюидопроводящие каналы, а сцепление тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой остается неудовлетворительным.

Согласно сведениям из источников [37-42], применение тампонажных растворов с расширяющимся эффектом, содержащих оксид кальция (CaO), способствует более прочному соединению цементного камня с обсадной колонной и породами, а также снижает риск образования каналов, проводящих флюиды. Результаты исследований указывают на то, что такие цементы способны улучшать герметизацию контакта между колонной, цементом и горной породой. Тем не менее, в реальных условиях не всегда удаётся добиться желаемого эффекта. Это связано с тем, что процесс расширения добавки начинается сразу после затворения смеси, и его эффективность зависит от времени, в течение которого раствор находится под воздействием температуры и давления. В результате часть расширения может произойти ещё до начала загустевания, а последующее расширение, происходящее уже после формирования цементного камня, способно нарушить его целостность.

Следовательно, для успешного использования расширяющихся цементов требуется проведение дополнительных лабораторных испытаний и подбор такой формулы, при которой основная фаза расширения будет происходить в момент, когда цементный раствор находится в тестообразном состоянии. Для достижения этого необходимо ускорить процесс вытеснения раствора в затрубное пространство, что обеспечит завершение расширения и формирование прочного цементного камня. Однако на практике реализовать это бывает затруднительно из-за влияния температуры, давления, а также особенностей физико-химических характеристик цементной системы и используемых добавок, что нередко

препятствует достижению необходимого объема расширения для получения качественного крепления.

Тем не менее, согласно результатам исследований [39, с. 520; 24, с. 6; 43], применение расширяющихся цементов на основе оксида кальция (CaO) при креплении обсадных колонн способствует значительному улучшению следующих показателей:

1. Увеличивается прочность контакта цементного камня с поверхностью обсадной колонны и окружающей породой.
2. Снижается риск образования каналов, по которым могут мигрировать флюиды.

Тем не менее, по данным источников [44-46], при применении расширяющихся цементов, содержащих CaO, гидратация запускается сразу после соединения цемента с водой. Это означает, что расширение происходит еще до того, как раствор закачан в скважину, что ограничивает его эффективность.

Кроме того, при длительном процессе цементирования расширение расширяющейся добавки снижается, что снижает общую эффективность цементирования. Кроме того, применение оксида кальция (CaO) в качестве расширяющей добавки может негативно сказаться на прочности цементного камня, как показано в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Влияние расширяющей добавки на свойства раствора и цементного камня

№	Состав цемента, %		Водо-цементное отношение	Растекаемость, см	Прочность тампонажного камня (МПа)			Расшире-ние, %
	ПЦТ1-100	Расширяющаяся добавка			2 суток	7 суток	12 суток	
1	100	-	0,5	20,4	3,35	6,75	8,5	-
2	98	2	0,5	21,0	2,45	5,05	6,4	0,72
3	96	4	0,5	21,2	1,25	4,1	5,15	3,7
4	94	6	0,5	21,4	0,72	3,05	4,0	7,72
5	92	8	0,5	21,6	0,47	2,65	3,45	9,52

Из приведённых данных следует, что при увеличении содержания CaO с 2% до 8% и одновременном снижении доли цемента с 98% до 92% происходит увеличение растекаемости раствора с 21,0 до 21,6 см. Через 48 часов степень расширения возрастает с 0,72% до 9,52%. Однако при этом прочность цементного камня через два дня снижается с 2,45 МПа до 0,47 МПа, что не соответствует требованиям ГОСТ 1581-96. Тем не менее, со временем

прочностные характеристики начинают восстанавливаться: к 12 суткам прочность достигает 3,45 МПа, что свидетельствует о постепенном наборе прочности цементным камнем в процессе твердения.

Расширение способствует формированию прочного сцепления с колонной и породой. Однако расширение, происходящее после затвердевания цементного камня, может вызвать его повреждение.

При использовании расширяющихся тампонажных цементов для цементирования обсадных колонн одной из основных проблем является управление процессом расширения как самого цементного раствора, так и получаемого камня.

В данной работе рассматриваются расширяющиеся тампонажные смеси с добавлением полимерных компонентов (РПД), которые представляют собой комбинацию традиционного портландцемента и полимеров, способствующих существенному увеличению объема. При содержании полимера от 0,5% до 2,5% и водоцементном отношении (В/Ц) в пределах 0,9–1,01, степень расширения может достигать 12%. Из-за быстрого расширения таких цементных составов требуется применение специальных реагентов, позволяющих эффективно регулировать скорость и продолжительность процесса расширения.

Следует отметить, что использование расширяющихся тампонажных растворов при цементировании обсадных колонн приводит к увеличению времени начала и окончания схватывания смеси. Это может снижать общую эффективность цементирования, поскольку значительная часть расширения происходит в период, когда раствор еще сохраняет жидкое состояние, что уменьшает положительный эффект от расширения.

В таблице 2.2 представлены данные по времени схватывания таких растворов. Согласно таблице, с момента затворения до начала схватывания проходит около 20–21 часа, а полное схватывание завершается спустя 3 часа после этого. В большинстве случаев расширение приходится именно на этот этап, когда цементная смесь еще не приобрела необходимую прочность, и поэтому влияние расширения оказывается ограниченным.

Таблица 2.2 – Промежуток времени схватывания расширяющихся тампонажных растворов

№	Начало схватывания, ч	Конец схватывания, ч
1	20,0	23,0
2	20,0	23,0
3	21,0	24,0

При применении расширяющихся тампонажных цементов одновременно происходят два процесса: сокращение объема из-за усадки и увеличение объема за счет действия специальных добавок, активирующихся в ходе цементирования. В зависимости от типа и качества используемых добавок, а также при грамотном

контроле технологических процессов с учётом температуры и давления, возможно получение цементного камня, не подверженного усадке.

В связи с этим ряд исследователей [36, с. 189; 47] рекомендуют применять расширяющиеся тампонажные цементы для надёжного крепления обсадных колонн. При этом следует учитывать ряд важных аспектов:

1. После смешивания и затвердевания существующие тампонажные цементы уменьшаются в объеме примерно на 5-7% по сравнению с первоначальным объемом раствора.

2. Такая усадка приводит к ухудшению сцепления цементного камня с внешней поверхностью обсадной колонны и окружающей породой, что может вызвать появление газопроводящих каналов и снизить прочностные характеристики цемента.

3. Для устранения усадки многие исследователи предлагают использовать расширяющиеся тампонажные цементы.

4. Для обеспечения расширения тампонажного раствора и камня в состав цемента добавляют расширяющиеся добавки.

5. Эти добавки начинают расширяться сразу после затворения цемента и могут продолжать расширяться даже после того, как тампонажный камень затвердеет.

6. При длительности цементирования и загустевания тампонажного расширяющегося раствора невозможно добиться эффективности расширяющего цемента.

7. Для получения эффективного расширения в реальных условиях давления и температур необходимо регулировать процесс расширения так, чтобы он происходил в большинстве при тестообразном состоянии тампонажного раствора.

8. Учитывая снижение прочности тампонажного камня после его твердения, целесообразно эксплуатационную колонну цементировать расширяющимся тампонажным цементом в интервале залегания продуктивного пласта.

9. Благодаря грамотному выбору расширяющих добавок и контролю их действия в составе тампонажного раствора, а также учёту реальных температурных и давленческих условий, становится возможным получить безусадочный тампонажный камень при цементировании эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта.

На скважинах №№ 9869, 9559, 9590, 577, 9562, 9604, 7136, 7137, 9872, 9600, 9874, 9544, 9603, 9876, 7246 при цементировании эксплуатационной обсадной колонны, для улучшения качества крепления скважин, были добавлены в составе цементного раствора расширяющейся добавки оксид кальция CaO , а для повышения прочности тампонажного камня добавили порфирит. При этом интервалы плотного контакта цемента с эксплуатационной обсадной колонной составляет от 76% до 96%, которые являются высокими показателями.

На рисунке 2.1 представлены влияние расширителей (оксид кальция CaO) на качества крепления скважин месторождения Узень.

Согласно приведённому рисунку, при использовании расширяющих компонентов в составе цементного раствора контакт сплошного цементного камня с обсадной колонной увеличивается с 50–53% до 80–90%.

2.3 Оксид кальция в качестве расширяющейся добавки

Типичное и основное название – оксид кальция (CaO). В технической литературе называют негашёной известью. Получают её путём прокаливания при высокой температуре. Это тугоплавкое вещество белого цвета, обладает всеми свойствами, присущими оксидам. Важнейшим свойством является его взаимодействие с водой:



Физические свойства:

Состояние	твёрдое.
Молекулярная масса	56,077 г/моль.
Плотность	3,37 г/см ³ .
Температура плавления	2 570°C.
Температура кипения	2 850°C.
Молекулярная теплоёмкость	42,05 Дж/(моль.К).

Химическая связь в кристалле ионная.

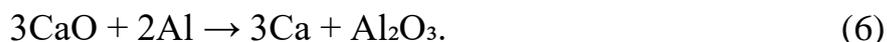
Оксид кальция CaO – негашёная известь – жжёная известь – кипелка:



Химические свойства:



В реакции с алюминием оксид кальция образует оксид алюминия:



Например, оксид кальция можно получить двумя способами (см. рисунок 2.2):



Негашеную известь (оксид кальция, CaO) получают путем обжига природных карбонатов кальция.





В настоящее время известь применяется при производстве строительных материалов, высокоглиноземистого цемента, силикатного кирпича и др. Раньше известь использовалась в качестве побелки и в данное время практически не применяется в связи со сложностью ее производства.



Рисунок 2.2 – Экспериментальный стенд получения оксида кальция в лаборатории

Следует отметить, что оксид кальция относится к высокоопасным веществам. При смешивании с водой в виде пылион раздражает слизистые, вызывает чихание и кашель.

Однако при разобщении проницаемых пластов путём закачки и продавки тампонажного раствора с применением в составе цемента оксида кальция не создаёт опасность для здоровья работающего персонала. Это связано с тем, что оксид кальция затаривается вместе с цементом на сместитель СМН-20, т. е. в закрытый бункер. При образовании тампонажной смеси раствор механическим способом быстро закачивается в скважину.

Многие исследователи рекомендуют применение его в качестве расширяющейся добавки к цементу. Поэтому, поскольку в нашем регионе других расширяющихся добавок к цементу нет, приходится применять оксид кальция [48-50].

Для разобщения проницаемых пластов необходимо произвести цементирование с применением в качестве расширяющихся добавок к цементу оксида кальция.

График влияния расширителей (оксид кальция CaO) на качество крепления скважин месторождения Узень

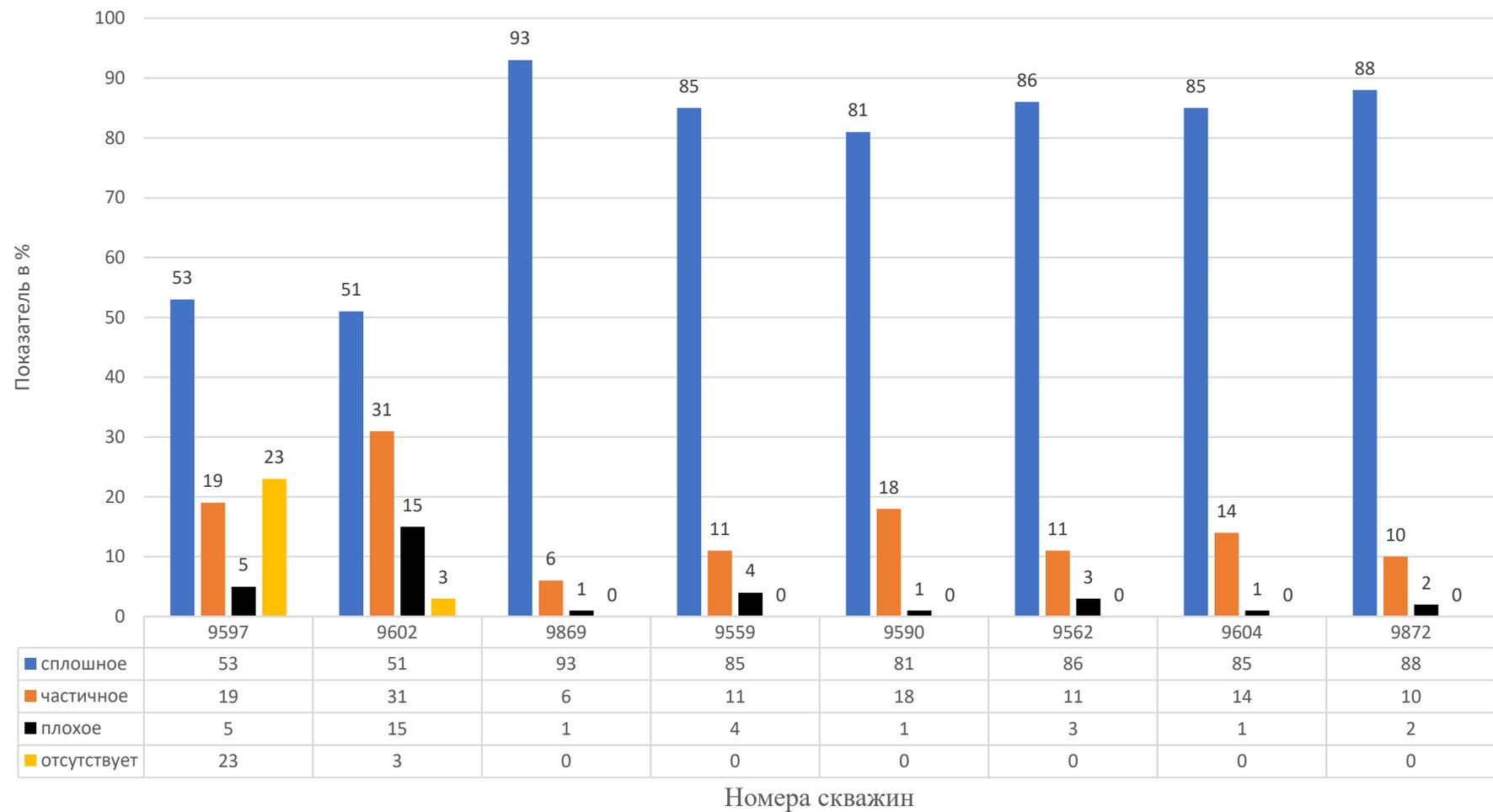


Рисунок 2.1 – Влияния расширителей (оксид кальция CaO) на качество крепления скважин месторождения Узень

2.4 Порфириды в качестве добавок для повышения прочности тампонажного камня

Порфиридами называются излившиеся породы, у которых, в основном, присутствует очень мелкозернистая масса, состоящая из плагиоклаза, роговой обманки или пироксена и др.

В регионах Республики Казахстан имеются значительные запасы изверженной горной породы – порфиритов. На территории месторождений Каратау действуют дробильно-сортировочный завод по переработке порфириды в щебень, а крупные обломки используются в качестве строительного материала.

В результате дроблёных порфиритов получается до 25-30% отсевов от объёма перерабатываемой горной массы, которые не используются полностью.

Данные порфириды на месторождений Каратау приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Данные порфириды месторождений Каратау

Содержание других примесей в порфиридах	Наименование месторождения
	Каратау
Пластинчатые (лешадные) и игловатые зерна	35
Слабые зерна	4,5
Комковые глины	0,3
Сернистые и сернокис-лотные соединения	0,02
Пылевидные и глинистые частицы	0,9

В процессе дробления порфириды полученные отсевы из этих месторождений оценены по величине зернового состава, модулю крупности, степени загрязнённости. Эти зерна относятся к крупным пескам. Размер отверстий сит, через которые проходят при отсеве порфириды зерна, приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Размер отверстий сит, через которые проходят при отсеве пористые зерна

Месторождения	Размеры отверстий сита, мм						Проходит через сито 0,14 мм	Модуль крупности Мк
	5	2,5	1,25	0,63	0,315	0,14		
	полные остатки на контрольных ситах по массе, %							
Каратау	5,4	25,5	34,0	74,5	83,0	87,2	12,0	3,04

Согласно таблице 2.4, через отверстия сита 0,14 мм проходит 89,6% отсева порфириды, что является приемлемым для использования.

Как известно, бурение нефтяных и газовых скважин в ближайшие годы может активизироваться в республике на большие глубины до 7000 м, что требует качественного разобщения проницаемых пластов.

Для этого было принято решение применять порфириты — отсев, образующийся при обработке породы.

Таким образом, порфириты, являющиеся отходами минералообработки, могут служить эффективной добавкой для повышения прочности тампонажного камня, особенно при изоляции проницаемых пластов.

2.5 Газоблокаторы в качестве добавок к цементным растворам

Газоблокатор WellFix L применяется в качестве добавки к цементным растворам для контроля миграции газов. Он замедляет рост предельного статического напряжения сдвига и создает оптимальные условия для передачи почти максимального гидростатического давления цементного стакана на потенциально газоносные пласты.

Добавка WellFix L значительно улучшает адгезионные свойства цементного камня, снижая его проницаемость. Также она оказывает незначительное воздействие на замедление времени загустевания цементного раствора и помогает снизить потерю жидкости.

Для повышения эффективности газоблокатора рекомендуется комбинировать WellFix L с цементными растворами, которые обработаны пластификаторами-диспергаторами и добавками для регулирования сроков схватывания и твердения.

Газоблокатор WellFix L добавляют в жидкость затворения. Рекомендуемый диапазон концентраций составляет 0,4-22,0 % к объему тампонажного раствора. Температурный диапазон применения находится в пределах от 20 до 130°C.

При креплении Ø168,3 мм эксплуатационной колонны глубиной 330 м. на скважине № 03-8 ПХГ «Бозой» был использован следующий тип цемента и его компоненты с расчетным объемом:

1. Цемент ПЦТ-1-G-СС-1 – 11тн.
2. ДРС-НУ (расширенная добавка) – 880 кг.
3. Газоблокатор – 330 кг.
4. ПФ-В (понижит. фильтрации) – 27,5 кг.
5. ДФ (пеногаситель) – 27,5 кг.
6. ПС-П (пластификатор) – 22 кг.
7. РАУАН (буфер) – 10 литров.

Предложенный состав цементного раствора с участием газоблокатора также были использованы при креплении скважин на месторождениях Бозой, Арыстановское, Шагырлы-Шомышты.

В таблице 2.5 приведены данные АКЦ отражающие результаты крепления обсадных колонн с применением газоблокатора по скважинам вышеперечисленных месторождений.

Таблица 2.5 – Качество цементирование эксплуатационных колонн с использованием газоблокатора

№ п/п	№ скв	Интервал исследования, м	Качество сцепления цемента с колонной					
			Плохой		Частичный		Сплошной	
			%	м	%	м	%	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Месторождения Бозой								
1	03-6	13,1-347,5	14,9	47,7	46,9	149,9	38,2	122,1
2	03-8	2,1-329,0	0,75	2,4	47,3	150,1	51,95	164,6
3	3Д	4,9-436,7	2,7	10,8	38,8	157,4	58,5	236,8
4	13Д	7,6-443,4	1,4	6,0	68,0	295,4	30,6	132,2
5	7БИС	9,5-434,2	0,8	3,2	58,6	239,1	40,6	165,6
Месторождения Арыстановское								
1	204	550-3086	0,26	6,7	11,03	279,9	88,7	2249,9
2	422	500-3044	9,1	231,5	3,65	92,9	87,25	2220
3	438	550-3057	5,9	148	4,77	119,6	89,33	2239,5
4	439	550-3081,4	12,62	319,4	2,59	65,6	84,79	2146,4
Месторождения Шагырлы-Шомышты								
1	264	6,2-418,7	27	111,5	9,7	40	63,3	261
2	265	4,8-412,2	38	154,8	11	44,8	51	207,8
3	3-20	4,8-439,2	38,1	165,5	8,2	35,6	53,7	233,3
4	268	4,8-413	7,1	29	29,2	119,2	63,7	260
5	271	6,2-413,3	3,5	14,2	22,4	91,2	74,1	301,7

На рисунках 2.3, 2.4 и 2.5 представлены графические изображения данных АКЦ отражающие результаты крепления обсадных колонн с применением и без применения газоблокатора.

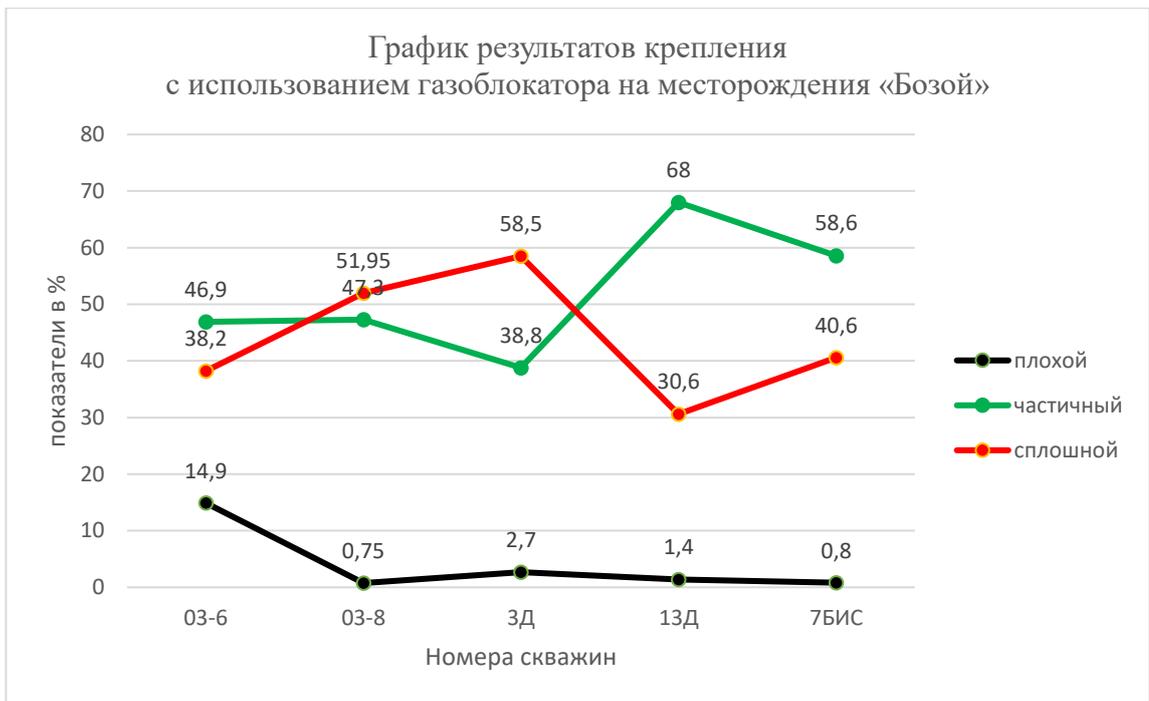


Рисунок 2.3 – График результатов крепления Ø168,3мм эксплуатационной колонны с использованием газоблокатора на месторождения «Бозой»

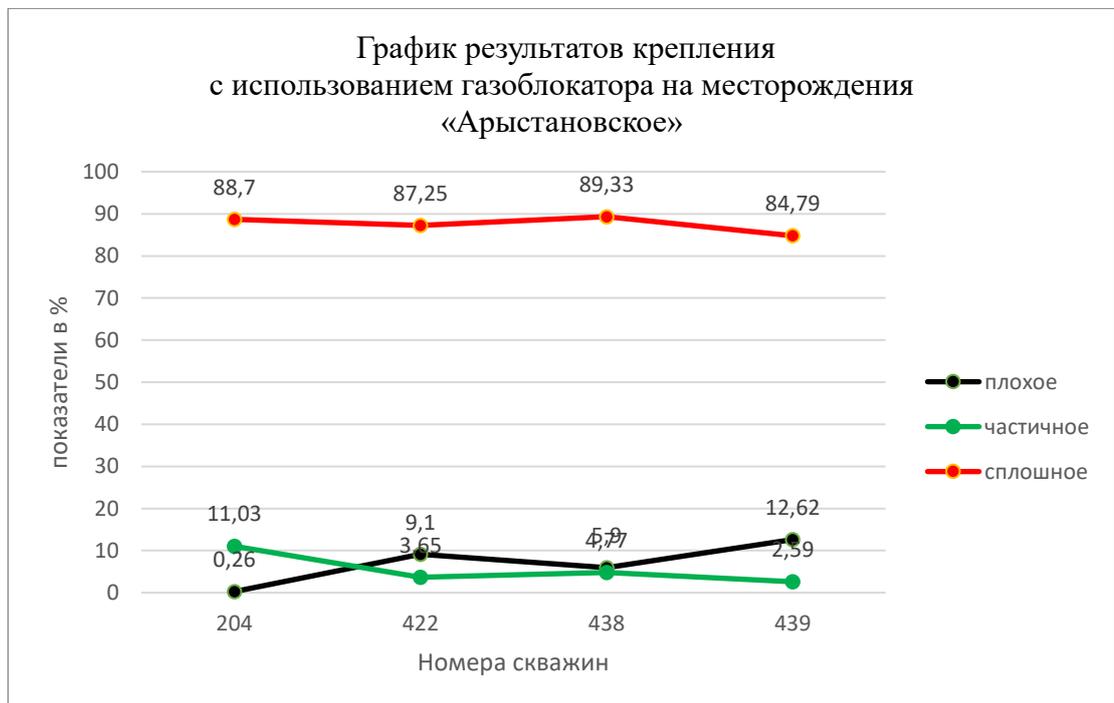


Рисунок 2.4 – График результатов крепления Ø168,3мм эксплуатационной колонны с использованием газоблокатора на месторождения «Арыстановское»

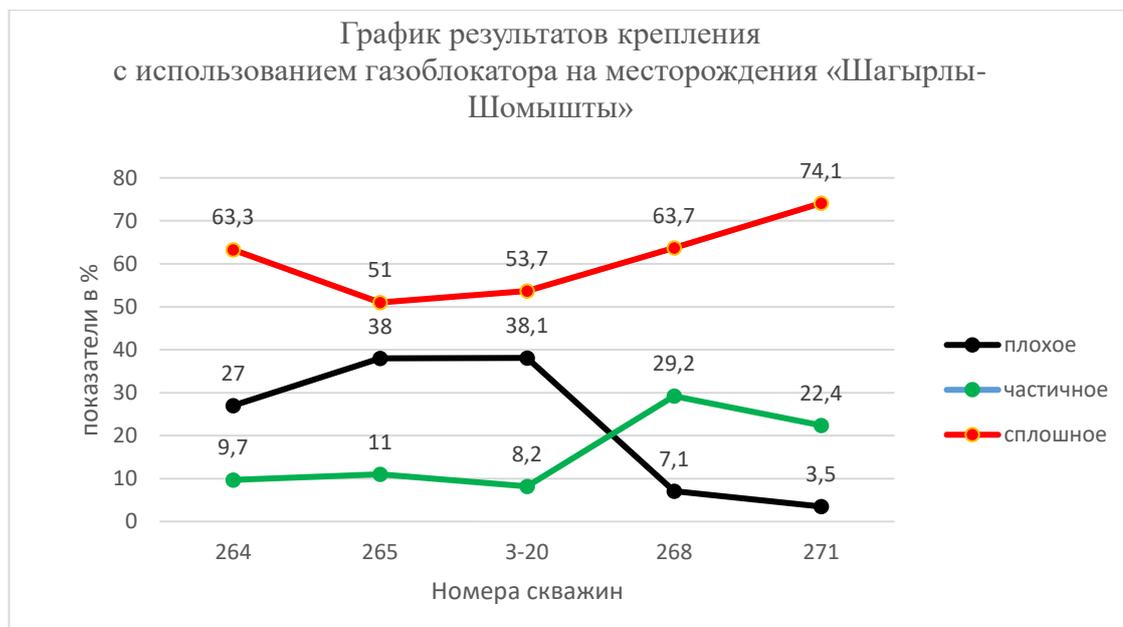


Рисунок 2.5 – График результатов крепления Ø177,8мм эксплуатационной колонны с использованием газоблокатора на месторождения «Шагырлы-Шомышты»

В таблице 2.6 представлены данные АКЦ, демонстрирующие результаты крепления обсадных колонн в скважинах указанных выше месторождений без использования газоблокатора.

Таблица 2.6 – Результаты цементирования эксплуатационных колонн без использования газоблокатора

№ п/п	№ скв	Интервал исследования, м	Качество сцепления цемента с колонной					
			Плохой		Частичный		Сплошной	
			%	м	%	м	%	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Месторождения Бозой								
1	16Д	10,0-444,0	34,0	148,2	36,91	160,0	29,09	126,8
Месторождения Арыстановское								
1	200	7,0-3131	37,7	1178	29,7	928	32,6	1017,6
2	226	19,3-3092,5	36,2	1112,5	41,9	1287,7	21,9	673
3	307	21,4-3108,6	22,2	685,4	75,5	2330,8	2,3	71,0
4	217	18,0-3120,0	9,6	297,8	79,7	2472,2	10,7	332
Месторождения Шагырлы-Шомышты								
1	273	3,2-403,9	51,6	206,4	20,8	83,2	27,6	110,4
2	Р-19	6,2-416,2	50,6	207,5	16,7	68,5	32,7	134
3	237	6,2-411,2	20,1	81,4	63,7	258	16,2	65,6
4	244	6,2-428,3	33,2	140,1	40,4	170,5	26,4	111,4

Исходя из представленных данных по скважинам (заключения по результатам акустической цементометрии), можно отметить, что качество цементирования эксплуатационных колонн, в которых использовались газоблокаторы, в целом является высоким, чем при креплении обсадной колонны без применения в составе цементного раствора газоблокатора [51,52].

На рисунке 2.6 представлены графические изображения данных АКЦ отражающие результаты крепления обсадных колонн без применения газоблокатора.

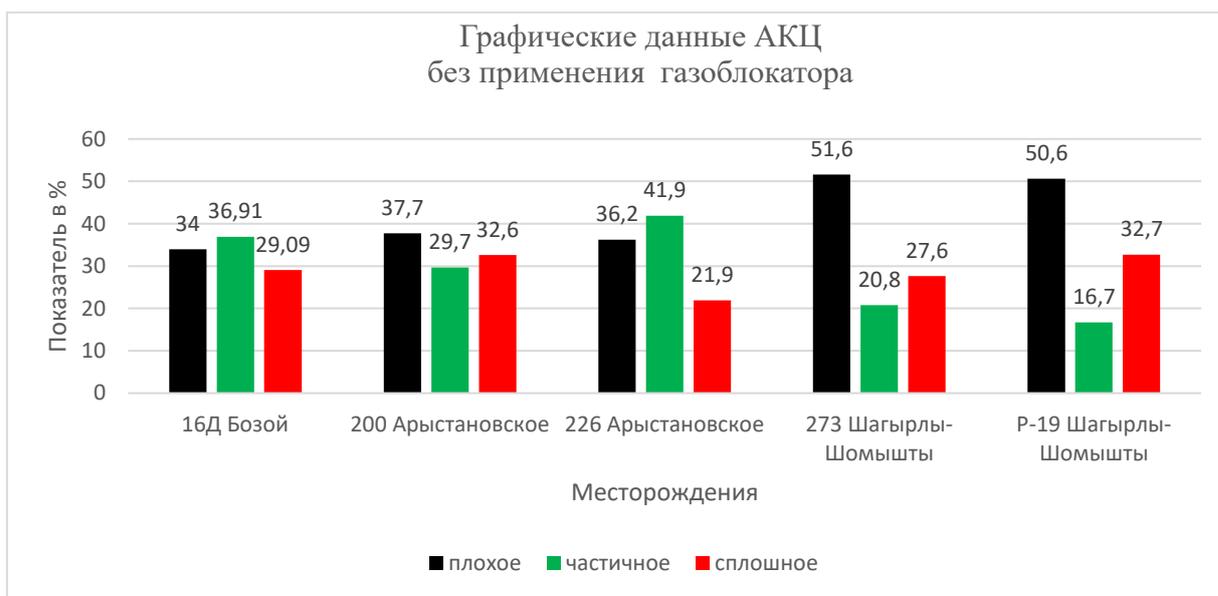


Рисунок 2.6 – График результатов качества крепления эксплуатационных обсадных колонн без применения газоблокатора

Выводы по разделу 2

1. Влияние расширителей на качество крепления скважин месторождения Узень показывает, что расширяющиеся цементы позволяют снизить риск образования микропустот, улучшая герметичность кольцевого пространства.

2. В качестве основы расширяющегося тампонажного цемента предложено использовать ПЦТ 1-100 и его аналоги такие как ПЦТ-I-G, ПЦТ-II-G и др., поскольку технологические свойства тампонажного цемента соответствует геологическим условиям месторождения Узень.

3. Для улучшения качества крепления скважин предлагается в качестве расширяющей добавки к цементу использовать оксид кальция (CaO) в объеме 8% от общего объема тампонажной смеси.

4. Для повышения прочности тампонажного камня в цементную смесь предлагается вводить порфирит местного происхождения, добываемой на Каратауском месторождении, что позволяет не только качественное сцепление скважин, но и позволяет снизить затраты на строительство скважин.

3 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ

3.1 Разработка рецептуры расширяющегося тампонажного раствора для разобщения пластов

При эксплуатации скважин на подземном хранилище газа (ПХГ) знакопеременные нагрузки, возникающие при закачке и отборе газа, а также температура вызывали радиальные и продавочные деформации в эксплуатационной колонне, способствующие отслоению тампонажного камня с обсадной колонны и горной породы, а впоследствии и нарушению герметичности затрубного пространства. В результате этого газ по образовавшимся проходам стремился к устью скважины либо при наличии каналов и в вышележащие проницаемые горизонты [53].

Для решения этой проблемы была применена при разобщении пластов расширяющаяся тампонажная смесь состоящая из цемента для “холодных” скважин – 75% и гипсоглиноземистого цемента – 25%. В качестве расширяющейся добавки при цементировании применяется расширяющийся тампонажный цемент, содержащий оксид кальция.

Учитывая полученные результаты, точку зрения многочисленных исследователей, анализ залегающих многопластовых залежей на месторождениях Западно-Казахстанского региона, а также разобщение проницаемых пластов, предлагается цементирование интервала залегания продуктивных пластов с тампонажным расширяющимся портландцементом [54-56].

В качестве базового материала для расширяющегося цемента был выбран цемент ПТЦ 1–100, состав которого представлен во второй главе.

В роли расширяющей добавки используется оксид кальция (СаО), поскольку негашёная известь является более доступным компонентом.

После добавления СаО в состав цемента прочность тампонажного камня снижается. Для повышения прочности тампонажного камня в состав цемента лучше вводить порфирит (ОПП), доступный в условиях республики материал.

Таким образом, состав тампонажной расширяющейся смеси будет следующим для разобщения многопластовых месторождений Западного Казахстана:

- цемент ПТЦ 1-100 – 60;
- оксид кальция СаО – 10;
- порфирит – 30.

3.2 Разработка новой технологии разобщения пластов

Технология разобщения проницаемых пластов спуском в скважину и обеспечением хорошего сцепления с обсадной колонной и горной породой является сложным процессом, так как в нем участвуют:

- скважина;
- каверны ствола скважины;
- промывочная жидкость;

- буферная жидкость;
- тампонажные цементы;
- различные добавки;
- тампонажный раствор, приготовленный из тампонажного цемента;
- тампонажная техника, выполняющая работу по затворению, закачке и продавке тампонажного раствора;
- обслуживающий персонал тампонажной техники, инженерно-технический персонал, координирующий работу тампонажной техники, и руководитель работ по цементированию.

При допущении малейшего отклонения от плана цементирования или неправильном составлении плана работ качество цементирования будет отклонено от ожидаемого. Для недопущения этого тампонажная техника должна быть исправной в процессе цементирования и вплоть до его завершения обслуживающий персонал тампонажной техники, координирующий инженерно-технический персонал, и руководитель должны иметь опыт работы.

При выборе тампонажного цемента, расширяющихся добавок и наполнителей, а также при цементировании скважин они должны проявить знание этого процесса.

При цементировании необходимо стремиться к вытеснению бурового раствора цементом путём создания турбулентного движения жидкостей с самого начала и до конца цементирования. Следует избегать высокого водоотделения тампонажных растворов, высокой проницаемости тампонажного камня [30, с. 38; 5, с. 35; 22, с. 125; 57,58].

Спущенную обсадную колонну должны хорошо отцентрировать при помощи кондукторов, а в интервалах расположения каверн установить турбулизаторы с целью обеспечения по возможности максимального замещения бурового раствора цементным. В качестве буферной жидкости целесообразно использовать многофазные и многокомпонентные буферные жидкости способные эрозионно разрушать рыхлые фильтрационные корки и увеличивающие шероховатость стенки скважины для улучшения адгезии, обладающие вымывающими и вытесняющими свойствами.

Необходимо изучить опыт работы по разобщению проницаемых пластов исследователей и производителей Западной и Восточной Сибири, Ставрополья, Кубани, Татарии, Башкирии и других регионов Российской Федерации, а также Азербайджана, Узбекистана, Туркмении, Китайской Народной Республики, США, по возможности и других регионов мира и по необходимости провести широкомасштабные научно-исследовательские работы по разобщению проницаемых пластов. Для этого в условиях бурения скважин Западно-Казахстанского региона после бурения под 219,1мм промежуточную колонну, необходимо спустить колонну и произвести цементирование. По окончании цементирования промежуточной колонны, следует продолжить бурение под 139,7 мм эксплуатационную колонну 215,9 мм долотом до проектной глубины.

После проведения геофизических исследований нужно подготовить ствол скважины к спуску 139,7 мм обсадной колонны. Для этого спускаемая колонна должна быть оснащённой пружинными или жёсткими центраторами с установкой их в искривлённых местах через каждые 10 м, на других участках – через 50 м, а также турбулизаторами с установкой в кавернозных интервалах [59].

Перед цементированием скважину следует промыть 2-мя циклами со снижением СНС и вязкости бурового раствора, закачать буферную жидкость с вымывающими и вытесняющими свойствами. Закачку и продавку тампонажного раствора следует производить в турбулентном режиме движения жидкостей.

После окончания цементирования давление, возникающее на цементировочной головке, необходимо стравить плавно до нуля, закрыть превентор и создать расчётное давление в затрубном пространстве. Затем скважину оставить на ОЗЦ на 24 ч. После выполнения ОЗЦ необходимо зафиксировать данные АКЦ и на их основе определить надёжность сцепления цементного камня с обсадной колонной.

3.3 Разработка технологии приготовления цементных растворов с замедлителями сроков схватывания

В настоящее время широко используется для тампонажных работ в скважинах портландцемент, удовлетворяющий требованиям ГОСТ 1581-42. Регулирование сроков схватывания его водных растворов при цементе скважин, имеющих высокие забойные температуры и давления, достигается путем добавления к последнему наиболее распространенных замедлителей: натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и сульфитно-спиртовой барды (ССБ) [60-62].

Рецептуру обработки цементного раствора в каждом конкретном случае подбирают в лаборатории и проверяют в условиях, приближающихся к условиям скважины. Тем не менее, при проведении цементировочных работ в скважинах результаты получаются не всегда удовлетворительными. Объясняется это целым рядом причин и в том числе отступлениями от рекомендуемой рецептуры в результате несовершенства технологии приготовления цементного раствора и недостаточного контроля его качества. Эксперименты показывают, что на свойства цементных растворов с добавлением замедлителей схватывания значительное влияние оказывают: концентрация замедлителя, его характеристики, водоцементное соотношение, время перемешивания, изменение температуры и паузы в процессе.

Проследим, какое влияние на подвижность таких растворов оказывают перечисленные факторы в условиях с нормальной температурой и атмосферном давлении.

Для растворов с добавкой ССБ и КМЦ характерно, что с повышением концентрации последних вначале наблюдается увеличение их подвижности до максимума, который достигается для первых при 1,5-2% барды, а у растворов с КМЦ подобное состояние наступает с введением 0,3-0,4% реагента. Дальнейшее

повышение концентрации замедлителей сопровождается последовательным уменьшением подвижности растворов.

Сравнивая изменение подвижности растворов, обработанных ССБ, КМЦ и технической винно-каменной кислотой (ТВК), можно сделать вывод, что с увеличением концентрации ТВК хотя и происходит их загустевание, но далеко не в такой степени, как в присутствии первых двух замедлителей. Характер их незначительно меняется в зависимости от продолжительности перемешивания растворов.

Водо-цементный фактор по-разному сказывается на подвижности растворов, приготовленных с различными замедлителями сроков схватывания. Однако для растворов всех категорий характерно в той или иной мере снижение подвижности с уменьшением водоцементного отношения. Получение стандартной растекаемости для растворов, содержащих различные замедлители, связано с их концентрацией и водо-цементным отношением, изменяющимся от 0,35 до 0,50 и больше.

Например, если растворы, обработанные 3% ССБ марки КБЖ, удельного веса $1,25 \text{ г/см}^3$ требуют примерно такое же количество воды, как и растворы с добавкой 0,5% ТВК, для получения стандартной растекаемости, то для растворов с 0,8% КМЦ необходимо воды значительно больше. Проследивая динамику изменения подвижности растворов в зависимости от водоцементного фактора и времени перемешивания, необходимо отметить, что у обработанных ТВК и ССБ наблюдается снижение подвижности с увеличением времени перемешивания при одном и том же водоцементном отношении, тогда как растворы, содержащие КМЦ, обладают противоположными свойствами.

При добавлении его в цементный раствор у последнего легко и в высоких пределах регулируются сроки схватывания, он положительно влияет на механическую прочность цементного камня.

Повышение концентрации ТВК в растворе до 1,0% при температуре $140 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении 400 атм сдвигает начало схватывания до 2 часов 35 минут. При более низкой температуре $110 \text{ }^\circ\text{C}$ схватывание происходит только через 14 часов.

При изучении влияния концентрации замедлителя на механическую прочность цементного камня, обработанного ТВК, стоит отметить, что дозировка 1,0% и выше не снижает прочность по сравнению с чистым цементом, а даже способствует её увеличению.

Таким образом:

1. Подвижность растворов, обработанных ССБ, при введении реагента до 2% растёт. Дальнейшее увеличение концентрации ССБ приводит к постепенному снижению ее.

2. Большие дозировки ССБ, применяемые для замедления схватывания растворов при температурах $100\text{-}125^\circ\text{C}$, приводят к ускорению начала схватывания их при температурах $50\text{-}75^\circ\text{C}$.

3. Несмотря на хорошие замедляющие свойства КМЦ, применение ее в больших дозировках (1,0% и больше) для замедления процессов схватывания

при температурах 120°C и выше нежелательно, так как это приводит к снижению механической прочности и повышению газопроницаемости цементных камней.

4. Технический винный камень свободен от всех недостатков, имеющих у ССБ и КМЦ, поэтому его следует рекомендовать как надежный замедлитель, позволяющий повысить качество цементировочных работ.

3.4 Исследование тампонажных цементов, содержащих порфирит

После проведения ряда исследований по подбору ОПП на основе химических реагентов с применением различных наполнителей и отвердителей получены данные (таблицы 3.1–3.7; рисунки 3.1–3.7), согласно которым сроки схватывания ОПП сокращаются в зависимости от увеличения количества добавляемого отвердителя и пластовой температуры.

Для изучения влияния широкого диапазона пластовых температур проведены лабораторные исследования при температуре от 60°C до 120°C.

Для крепления скважин при аномально-низких пластовых давлениях целесообразно применение эффективных тампонажных цементов с использованием ОПП на основе различных полимеров, а также облегченной БСТС с применением древесной опилки удельным весом 1,25 г/см³ и растекаемостью 20 см. При этом прочность образовавшегося камня на изгиб получается равной 7,0 МПа. С увеличением процента добавки отвердителя, например, 2% от веса расчетного объема карбамидоформальдегидной смолы, время начала схватывания резко уменьшается (3 ч 20 мин).

С увеличением добавки отвердителя на 3% от расчетного объема смолы для приготовления БСТС наблюдается также сокращение начала схватывания (2 ч 55 мин). С дальнейшим увеличением добавки отвердителя на 4% от веса используемой смолы время начала схватывания сокращается на 2 ч 20 мин.

Для закрепления эксплуатационной колонны в скважинах при пластовых температурах 100°C, 110°C и 120°C лабораторные испытания проводились с использованием масляной ванны.

Для крепления эксплуатационной колонны применяя ОПП при температуре пласта 100°C был подобран отвердитель КПА-5 (30%-ный водный раствор) – от 0,5 до 2,0% от расчетного объема КФС для предусмотренной скважины. Начало схватывания – 1ч 35мин при добавлении отвердителя 0,5% от веса используемой смолы (таблица 3.5.).

Таблица 3.1 - Лабораторный анализ, проведенный на водяной бане при 60°C на основе различных полимеров

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%- ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Раство- римость, см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	21	3-45	4-10	7,0
2	Тампонаж-100 + опилки-3	2,0	1,22	21	3-20	3-50	7,2
3	Тампонаж-100 + опилки-3	3,0	1,22	21	2-55	3-30	7,5
4	Тампонаж-100 + опилки-3	4,0	1,22	21	2-20	2-55	7,8

Таблица 3.2 – Лабораторный анализ, проведенный на водяной бане при 70°C для получения эффективных тампонажных цементов с применением ОПП

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%- ный водный р-р, %	Плотность , г/см ³	Раство- римость, см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	21	3-15	3-55	7,5
2	Тампонаж-100 + опилки-3	2,0	1,22	21	2-50	3-25	7,7
3	Тампонаж-100 + опилки-3	3,0	1,22	21	2-20	2-50	8,0
4	Смола-100 - опилки-3	4,0	1,22	21	1-45	2-20	8,2

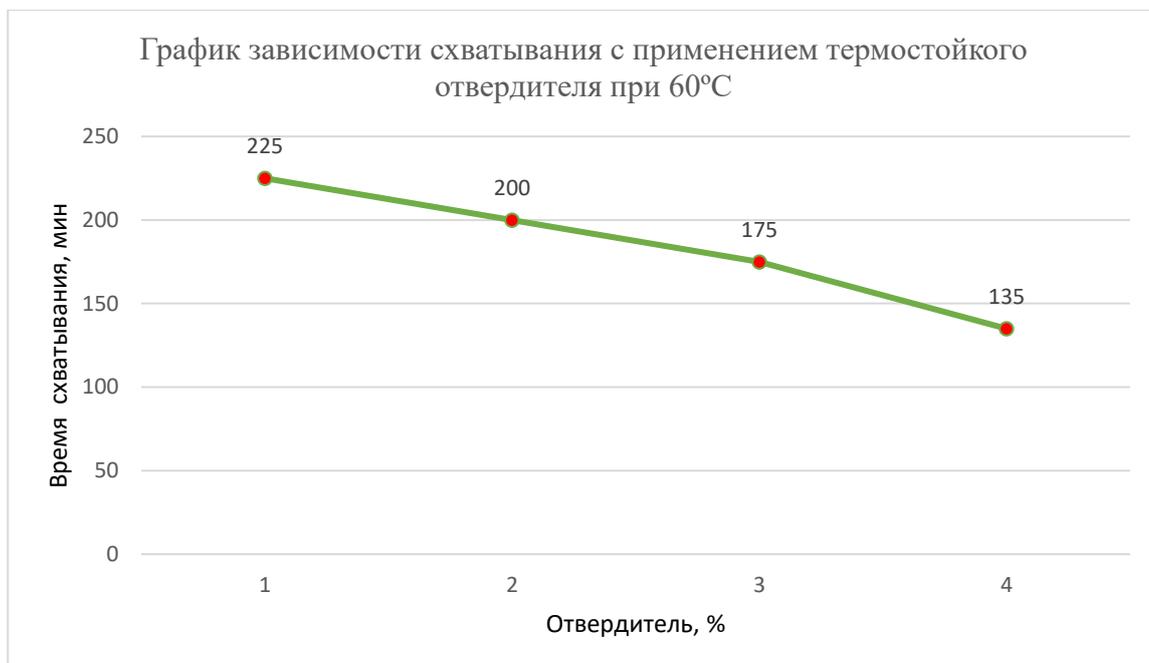


Рисунок 3.1 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 60°C на основе различных полимеров

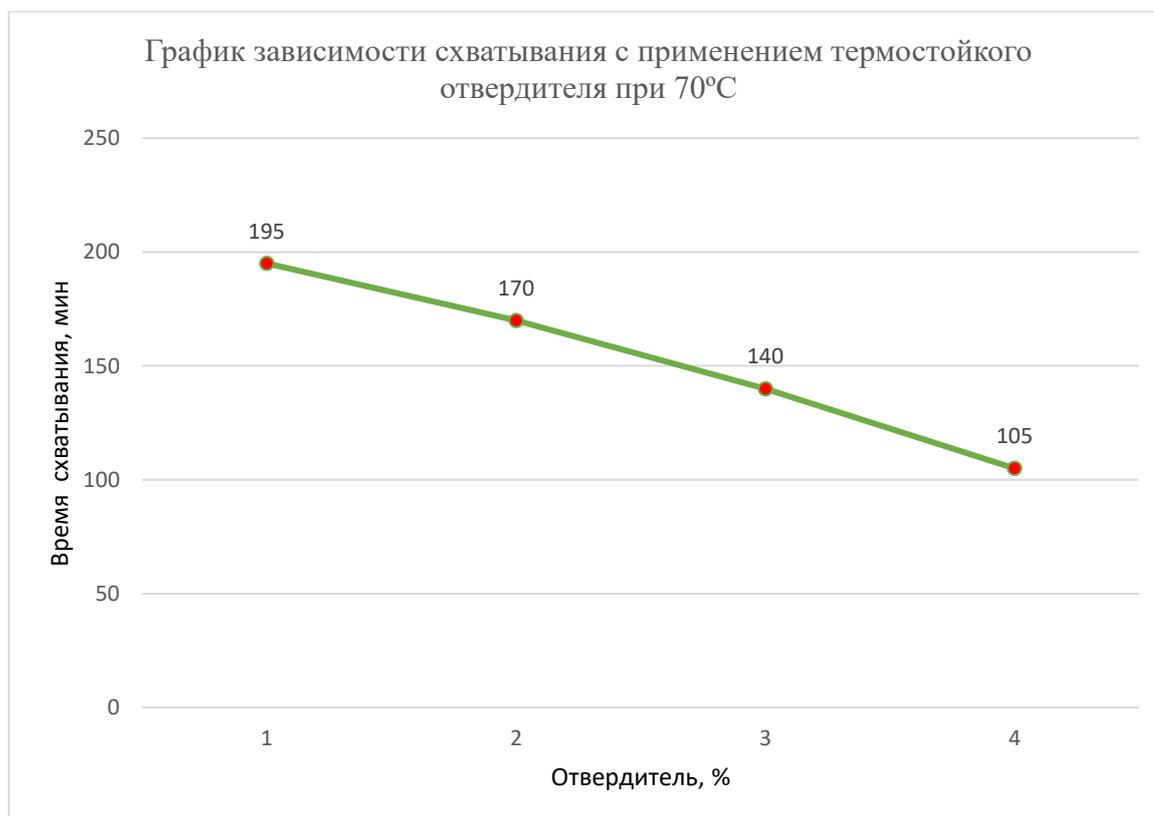


Рисунок 3.2 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 70°C с использованием ОПП

Таблица 3.3 – Лабораторный анализ, проведенный на водяной бане при 80°C с применением ОПП

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%-ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Растворимость, см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	21	2-50	3-20	7,9
2	Тампонаж-100 + опилки-3	2,0	1,22	21	2-20	2-45	8,1
3	Тампонаж-100 + опилки-3	3,0	1,22	21	2-00	2-25	8,4
4	Тампонаж-100 + опилки-3	4,0	1,22	21	1-30	1-50	8,7

Таблица 3.4 – Лабораторный анализ, проведенный на водяной бане при 90 °С

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%-ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Растворимость, см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	21	2-20	2-50	8,1
2	Тампонаж-100 + опилки-3	2,0	1,22	21	1-30	2-10	8,3
3	Тампонаж-100 + опилки-3	3,0	1,22	21	1-0,5	1-25	9,6
4	Тампонаж-100 + опилки-3	4,0	1,22	21	0-40	0-55	8,8

Таблица 3.5 – Лабораторный анализ, проведенный на масляной бане при 100°C

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%-ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Растворимость, см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	0,5	1,22	1,22	1-35	1-50	8,1
2	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	1,22	1-00	1-25	8,3
3	Тампонаж-100 + опилки-3	1,5	1,22	1,22	0-40	1-10	8,7
4	Тампонаж-100 + опилки-3	2,0	1,22	1,22	0-20	0-30	8,9

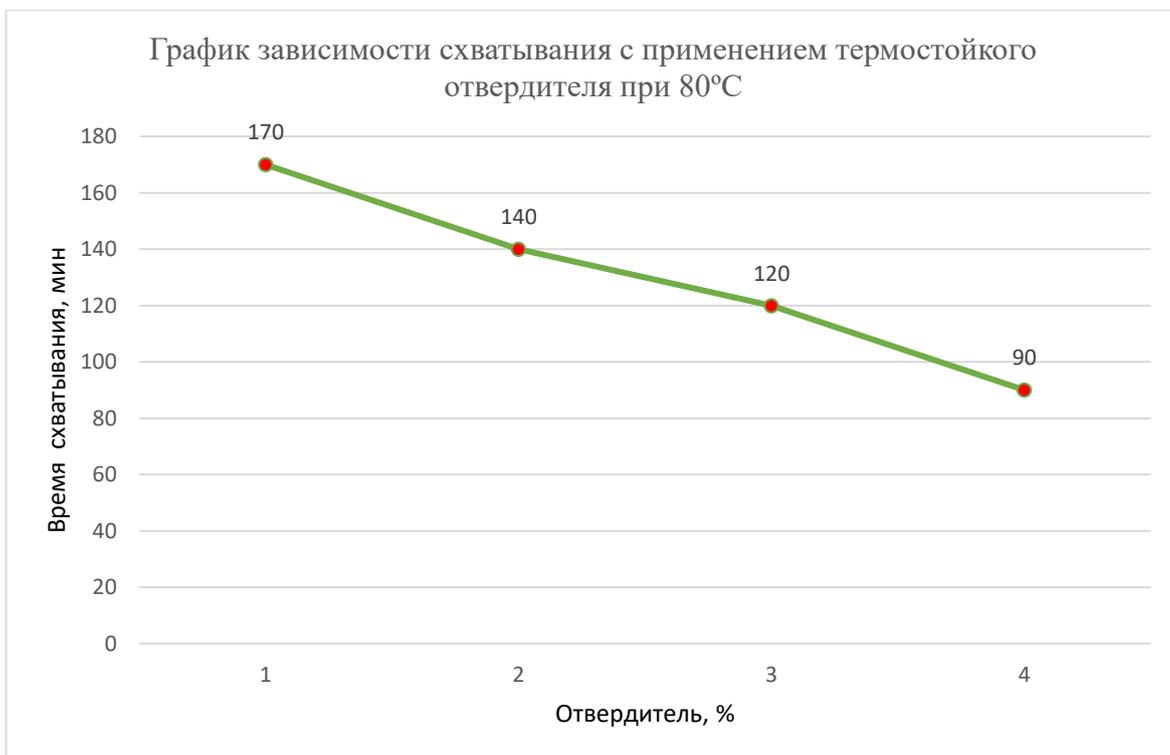


Рисунок 3.3 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 80°C

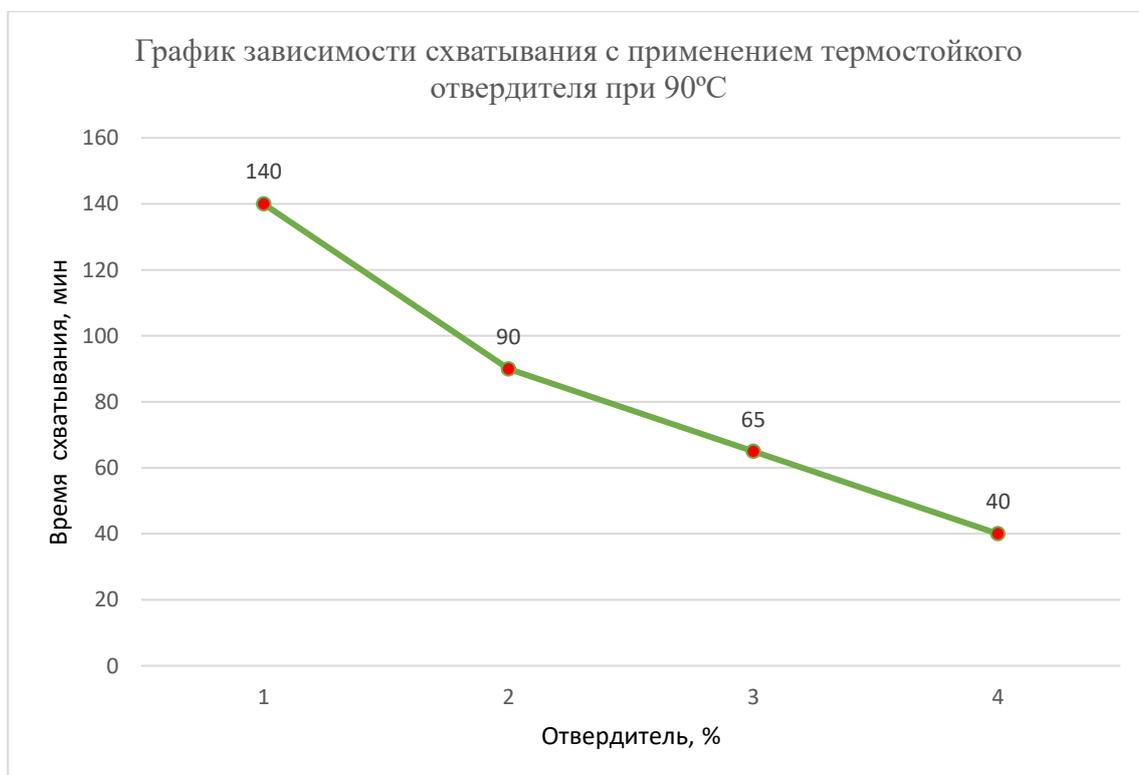


Рисунок 3.4 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 90 °C

Таблица 3.6 – Лабораторный анализ, проведенный на масляной бане при 110°С

№ №	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%- ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Растворимость см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж—100 + опилки-3	0,4	1,22	21	1-50	2-10	8,6
2	Тампонаж—100 + опилки-3	0,6	1,22	21	1-35	1-55	8,8
3	Тампонаж—100 + опилки-3	0,8	1,22	21	1-20	1-40	8,9
4	Тампонаж—100 + опилки-3	1,0	1,22	21	0-55	1-25	9,1

Таблица 3.7 – Лабораторный анализ, проведенный на масляной бане при 120°С

№	Состав смеси, г	Отвердитель КПА-5, 30%- ный водный р-р, %	Плотность, г/см ³	Растворимость см	Время начала схватывания, ч/мин	Конец схватывания, ч/мин	Прочность на изгиб, МПа
1	Тампонаж-100 + опилки-3	0,4	1,22	21	1-35	1-55	8,5
2	Тампонаж-100 + опилки-3	0,6	1,22	21	1-15	1-35	8,7
3	Тампонаж-100 + опилки-3	0,8	1,22	21	0-50	1-05	8,9
4	Тампонаж-100 + опилки-3	1,0	1,22	21	0-20	0-35	9,2

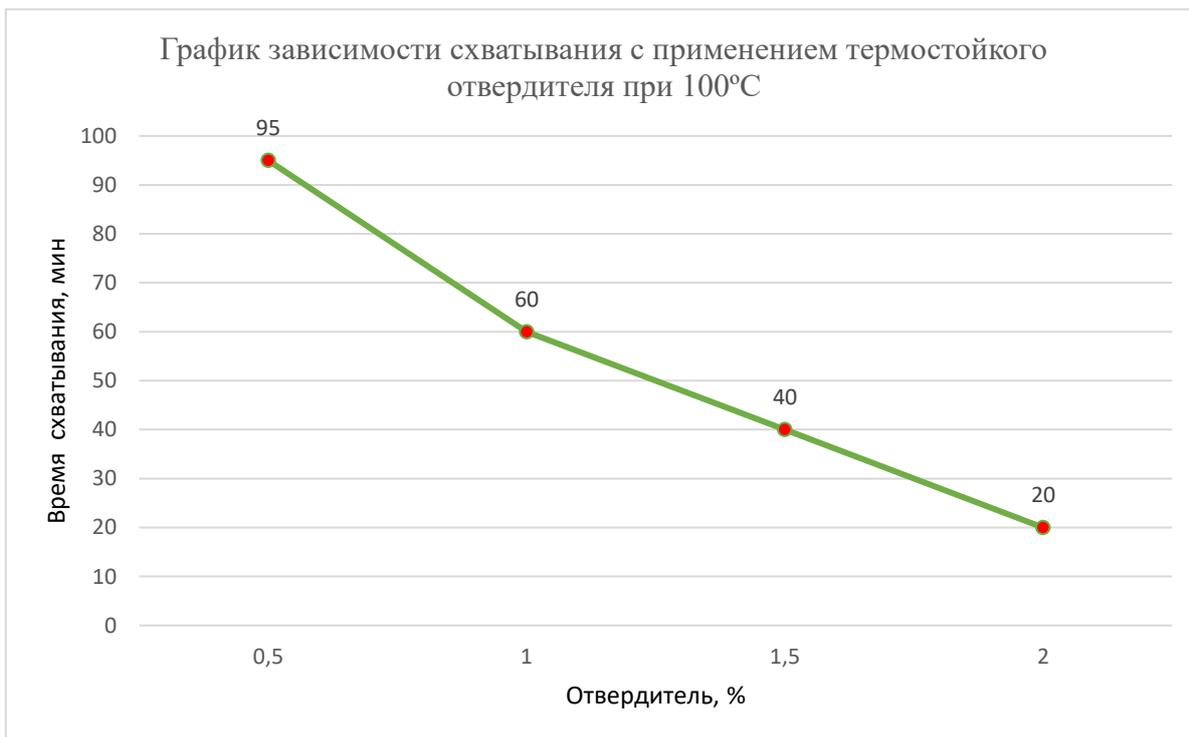


Рисунок 3.5 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 100°C



Рисунок 3.6 – График зависимости схватывания с применением термостойкого отвердителя при 110°C

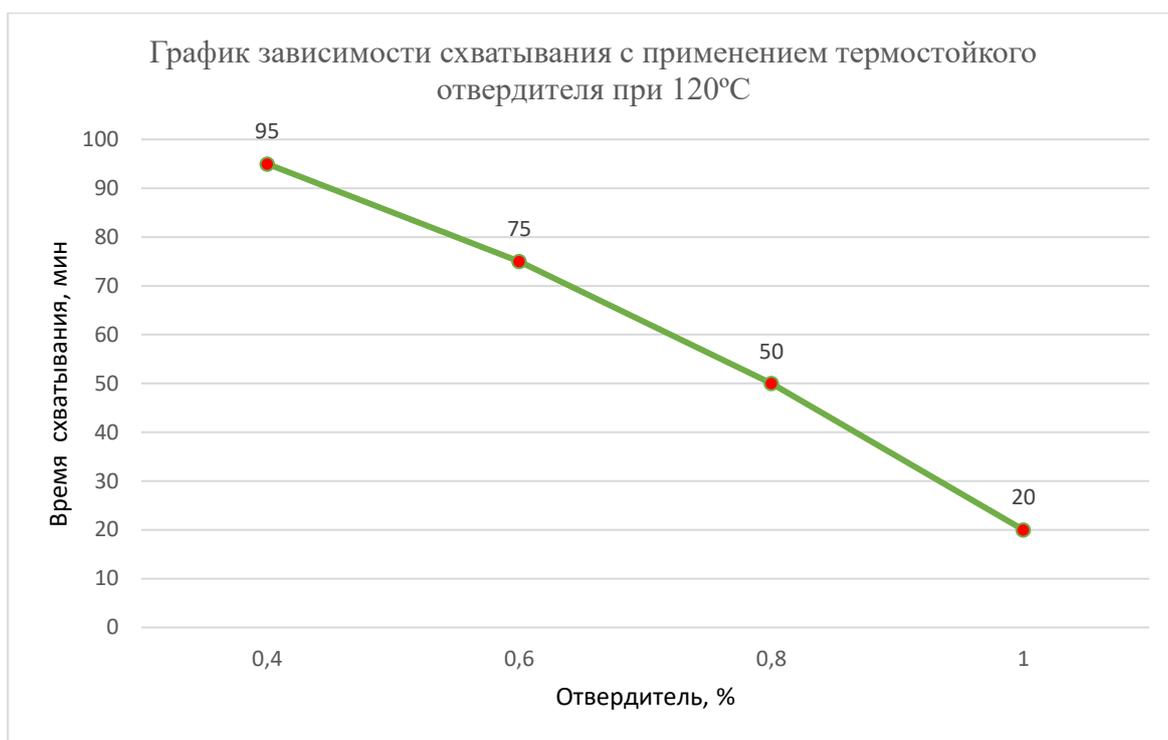


Рисунок 3.7 – График зависимости количества добавки отвердителя от времени, %

Как видно из таблицы 3.5, с увеличением добавки до 2% начало схватывания сокращается до 20 мин. Прочность образовавшегося камня из ОПП при добавлении отвердителя 0,5% составляет 8,1МПа, а при добавлении 2% - 8,9МПа. Значения плотности и растекаемости при этой температуре остаются неизменными.

Эффективный тампонажный цемент с применением ОПП и добавкой различных реагентов получен с использованием БСТС на основе местного сырья с микросферой для крепления эксплуатационной колонны при температуре пласта 110°C. Кроме того, применен также отвердитель КПА-5 (30%-ный водный раствор) – от 0,4 до 1,0% от расчетного объема КФС. Как видно из таблицы 3.1, удельный вес и растекаемость БСТС составляют 1,22 г/см³ и 21 см. Начало схватывания при 0,4%-ной добавке отвердителя составляет 1 ч 50 мин. Прочность образовавшегося камня – 8,6 МПа. При добавлении отвердителя 1,0 % от общего объема КФС время начала схватывания резко сокращается до 55 мин (таблица 3.6.).

Для скважин, пластовая температура которых составляет 120°C, проведены лабораторные исследования по изучению времени начала схватывания на основе местного сырья с применением термостойкого отвердителя КПА-5 (30 %-ный водный раствор). Как видно из таблицы 3.7 и рисунке 3.7 при добавлении 0,4 % КПА-5 начало схватывания составляет 1 ч 30 мин. При добавлении 1,0 % КПА-5 время начала схватывания резко сокращается до всего 25 мин. Остальные свойства БСТС на основе местного сырья с применением микросферы остаются без изменения.

1. Влияние порфирита на технологические параметры тампонажного раствора

Свойства тампонажного раствора находятся в прямой зависимости от ряда факторов, среди которых ключевыми являются:

- химико-минералогический состав применяемого цемента;
- состав, качество и объём используемых наполнителей;
- водоцементное соотношение;
- тип и количество химических добавок;
- параметры перемешивания;
- температурно-давленостные условия и другие факторы.

От подобранной рецептуры и от приготовленного, согласно ей, тампонажного раствора зависят цементирование скважины и качество разобщения пластов, которые определяются свойствами тампонажного раствора и камня. Необходимо подчеркнуть, что не существует универсальных цементов: существуют лишь цементы и тампонажные растворы на их основе, способные в определённых условиях обеспечивать эффективное разобщение пластов.

К основным характеристикам тампонажного раствора и образующегося из него цементного камня относятся: седиментационная устойчивость, водоотдача, растекаемость, сроки загустевания и схватывания, плотность, механическая прочность, проницаемость и другие параметры.

Во время закачки раствора в скважину ключевыми показателями являются его плотность, подвижность (растекаемость), а также время начала и окончания загустевания при водоцементном отношении В/Ц = 0,5.

С целью повышения прочности цементного камня в состав цементной смеси был введён порфирит. Было принято решение исследовать его влияние на свойства раствора при В/Ц = 0,5, включая плотность, растекаемость и время загустевания. Результаты представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Влияние порфирита на технологические параметры тампонажного раствора

№ рецептуры	Состав тампонажного цемента, %	В/ц	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, см	Время загустевания, ч/мин	
					начало	конец
1	2	3	4	5	6	
1	ПЦТ-100	0,5	1800	25	0,55	1,25
2	ПЦТ-95 ОПП-5 НТФ-0,01	0,5	1790	24,5	1,25	1,43
3	ПЦТ-90 ОПП-10 НТФ-0,02	0,5	1780	24,5	1,45	1,75

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	
4	ПЦТ-85 ОПП-15 НТФ-0,03	0,5	1780	23,5	1,55	1,95
5	ПЦТ-80 ОПП-20 НТФ-0,04	0,5	1770	23,5	2,05	2,33
6	ПЦТ-75 ОПП-25 НТФ-0,05	0,5	1770	24	2,25	2,69
7	ПЦТ-70 ОПП-30 НТФ-0,1	0,5	1760	24	2,50	2,95
8	ПЦТ-65 ОПП-35 НТФ-0,15	0,5	1760	24,5	3,25	3,68
9	ПЦТ-60 ОПП-40 НТФ-0,20	0,5	1750	24,5	3,66	3,97
10	ПЦТ-55 ОПП-45 НТФ-0,25	0,5	1750	25	3,95	4,15

Данные таблицы 3.8 показывают, что при водоцементном отношении 0,5 включение порфирита в состав цемента не снижает качество тампонажного раствора.

– плотность тампонажного раствора снижается при введении 5% от массы цемента с 1790 кг/см³ при введении ОПП до 45%;

– растекаемость тампонажного раствора остаётся в пределах нормы при введении от 5% до 45%;

– время загустевания – начало при введении 5% ОПП с 1 ч 25 мин при наличии замедлителя срока загустевания 0,01% НТФ до 3 ч 45 мин при введении 45% ОПП, а при наличии замедлителя НТФ – 0,25%;

– окончание при введении 5% ОПП с 1 ч 43 мин при наличии замедлителя срока загустевания 0,01% НТФ до 4 ч 15 мин при введении 45% ОПП, а также при наличии замедлителя НТФ – 0,25%.

Следовательно, введение в состав цемента до 45% порфирита не оказывает существенного воздействия на плотность, растекаемость и время загустевания.

2. Влияние порфирита на прочность тампонажного камня

Механическая прочность тампонажного камня имеет существенное значение при разобщении пластов и зависит от многих факторов, в том числе таких, как:

- физико-минералогический состав цемента;
- водоцементное соотношение, удельная поверхность цемента, наличие наполнителей, содержание химических добавок, условие твердения, температура среды твердения;
- прочность цементного камня при твердении в начальной стадии – алитом, затем связана с белитовой составляющей цемента;
- механическая прочность тампонажного камня, повышающаяся при высокой удельной поверхности. При цементировании в условиях высоких температур и давлений желательнее использовать цемент с высокой удельной поверхностью, так как удельная поверхность тампонажных цементов в пределах 2000–4000 см²/г [63,64].

Практика цементирования свидетельствует о том, что прочность тампонажного камня, сформированного из тампонажного портландцемента при разных сроках твердения, меньше при высоком водоцементном соотношении.

Исходя из этого, для получения высокой прочности тампонажного камня следует уменьшить водоцементное соотношение. Замедлители сроков схватывания снижают прочность тампонажного камня в начале твердения. У наполнителей при содержании 80–95% [65] кремнезема, кварцевого песка, опоки и др. с увеличением времени прочность камня повышается.

Если в составе тампонажного портландцемента содержится в качестве облегчающей добавки глина, то прочность тампонажного камня снижается.

В местах скопления глинистого и цементных растворов на контакте образуются трещины, расслоение, каналы, имеющие низкую прочность. Высококачественного цементирования можно достичь при вытеснении бурового раствора полностью цементным.

При формировании тампонажного раствора в камень существенное влияние на его прочность оказывают температура и давление.

3.5 Разработка и внедрения нового состава буферной жидкости для улучшения качества крепления скважины

В данном исследовании рассматриваются данные АКЦ более чем 100 скважин с месторождений Узень, Шагырлы-Шомышлы, Бухарсай и других объектов Мангистауского региона. Анализ полученных данных показал, что в примерно 60% случаев цементирования возникают проблемы с качественным сцеплением цементного камня как с обсадной колонной, так и с вмещающей породой - либо на одном из этих участков, либо одновременно на обоих.

Основные причины таких нарушений многообразны, однако одной из ключевых является недостаточная очистка наклонных и горизонтальных скважин от остатков бурового раствора и твердых отложений. Особенно проблемны так называемые «языки» - участки осевших частиц бурового раствора на стенках ствола. Эффективное удаление этих отложений требует,

чтобы динамическое напряжение сдвига буферной жидкости превышало 15 Па. Однако на месторождениях Мангистау в качестве буферных систем применяются составы, не обладающие необходимыми вытесняющими свойствами - это техническая вода, водные растворы НТФ и полимеров. В результате такие жидкости не обеспечивают достаточную очистку ствола скважин от бурового раствора и осадков[66-68].

Следует отметить довольно высокое качество цементирования на скважинах №№:9541, 9563, 9599, 7169, 9586, 7488, 9589, 992, 7497, 9561, 9594, 9539, 9571, где в качестве буферной жидкости применяли 0,2% водного раствора полиакриламида (ВУС) в объеме 5,0 м³. При этом интервалы плотного контакта цемента с эксплуатационной обсадной колонной составляет от 81% до 93%.

При использовании буферной жидкости в качестве ВУС (0,2% водного раствора полиакриламида в объеме 5,0 м³) на скважинах №№: 9586, 7488, 9589, 9592, 7497, 9561, 959, 9539, 9571 при 71-79% полного сцепления, суммарное значение плотного и частичного составляет 95-99%, что также является хорошим показателем. На рисунке 3.8 представлен качество крепления скважин с использованием 0,2% водного раствора полиакриламида в качестве буферной жидкости в объеме 5 м³ на месторождении Узень.

Как видно из рисунка, с применением 0,2% буферной жидкости водного раствора полиакриламида, сплошного контакта цементного камня с эксплуатационной обсадной колонной составляет 82–87%, а при использовании в качестве буферной жидкости техническую воду, данные равны 50–55%.

1. Применение буферной жидкости для вытеснения бурового раствора при цементировании скважин.

Для бурения под 177,8 мм эксплуатационную колонну применяется буровой раствор на основе «KCl (3%) - Оптитрол» для приготовления которого используются полимеры PacR, PacLV, DuoVis для стабилизации реологических свойств и эффективного контроля водоотдачи.

Особенности бурения ствола под эксплуатационную колонну на месторождении следующие:

- значительный отход от вертикали, что может вызвать проблемы очистки ствола скважины, а также повысить силы сопротивления при движении инструмента:

- наличие в разрезе неустойчивых песчаников (Оксфордская свита),
- наличие в разрезе проницаемых песчаников с АНПД. при бурении которых наблюдается повышенная механическая скорость проходки, что может привести к скоплению шлама и опасности возникновения дифференциальных прихватов. Перед установкой эксплуатационной колонны выполняют расхаживание с циркуляцией и вращением, причем оно должно проводиться не менее одного раза по всей длине квадрата. Если наблюдаются отклонения количество расхаживаний с циркуляцией и вращением увеличивается до трех раз. При необходимости ствол скважины промывают с интенсивным расхаживанием и вращением инструмента в течение 20–30 минут до полного выхода шлама на виброситах.

График качества крепления скважин с использованием 0,2% водного раствора полиакриламида на скважинах месторождения Узень

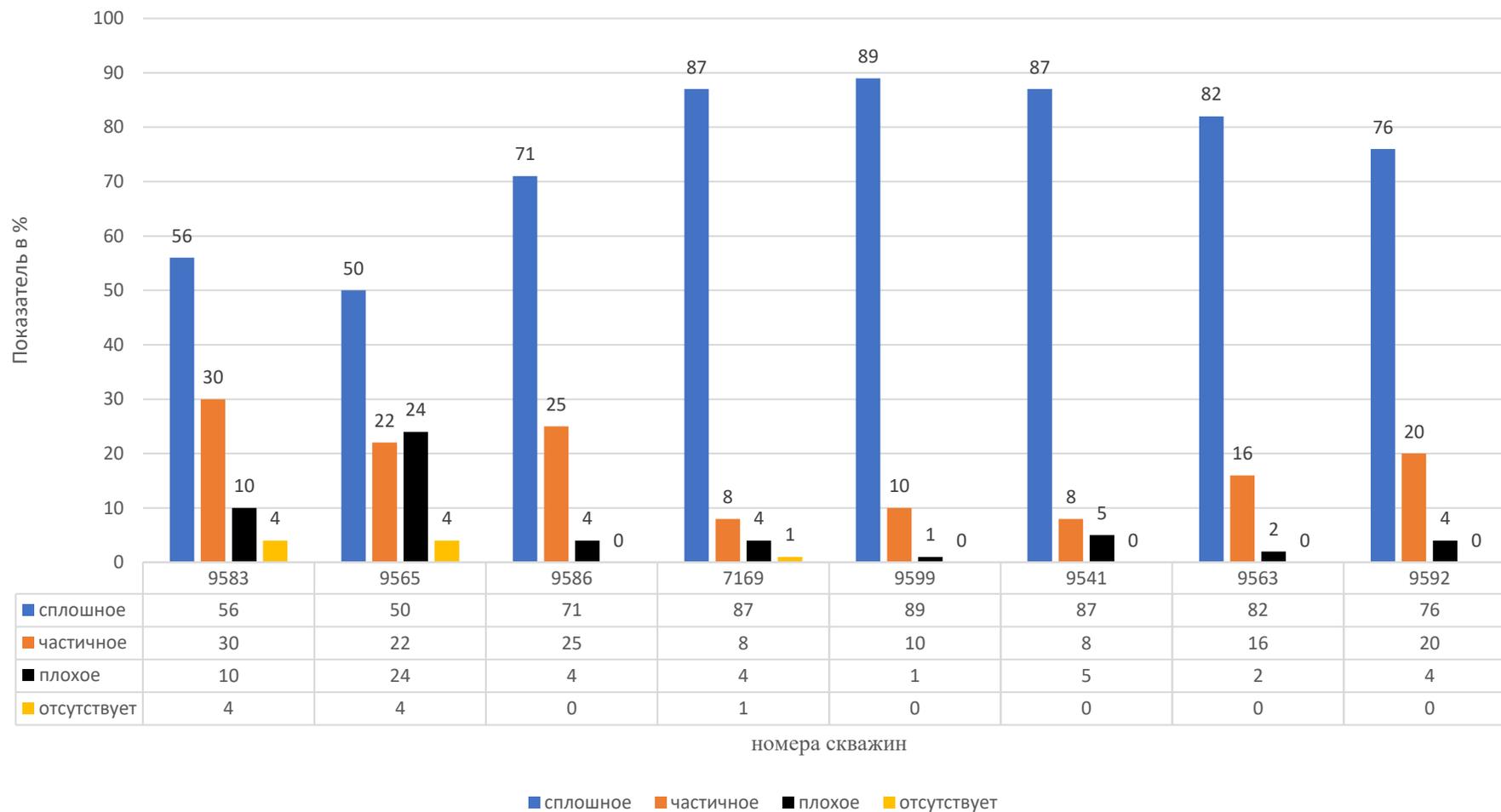


Рисунок 3.8 – График качества крепления скважин с использованием 0,2% водного раствора полиакриламида в качестве буферной жидкости на скважинах месторождения Узень

Перед спуском обсадной колонны выполняют не менее двух циклов промывки с расхаживанием и вращением бурильной колонны на всю длину ведущей трубы. Каждый цикл продолжается 2-3 часа и проводится до полного удаления шлама с поверхности виброситов.

При подъеме и спуске инструмента в случае отклонений выполняются промывки с постоянным расхаживанием до тех пор, пока шлам полностью не удалится с виброситов. На всех этапах бурения контролируются запланированные промежуточные промывки.

При бурении за 75–100 м до окончательного забоя произвести обработку бурового раствора на снижение структурно-реологических характеристик до минимальных программных значений, для исключения посадок геофизических приборов.

В горизонтальных скважинах, на участках набора, сброса и стабилизации, твердая фаза бурового раствора оседает на нижнюю стенку скважины, что может негативно сказаться на качестве вытеснения бурового раствора из-за образовавшего слоя в призабойной зоне скважины.

Слой может быть размыт только при высоком значении расхода жидкости. Удаление бурового раствора из застойных зон можно с помощью разностей плотности. Для продвижения бурового раствора по узким зазорам, необходимо, чтобы его реологические показатели были меньше реологических показателей слоя на стенке скважины и обсадной колонны. Реологические показатели бурового раствора можно уменьшить перед спуском обсадной колонны, обработав буровой раствор.

На вытеснение бурового раствора влияет эксцентricность обсадной колонны в скважине. Наличие узких зазоров приводит к возникновению застойных зон бурового раствора, если скорость восходящего потока низкая, то буровой раствор остается в статичном состоянии. Например, скорость потока в затрубье может иметь разный режим. В кольцевом пространстве режим течения будет более интенсивным на широкой стороне обсадной колонны, чем на узкой, поэтому важно учитывать фактор эксцентricности колонны для эффективного вытеснения и удаления бурового раствора. Для отделения бурового раствора от цементного применяют буферные жидкости. На месторождении Узень, где открытый ствол характеризуется невысокой кавернозностью, для удаления и вытеснения бурового раствора рекомендуется использовать смывающую буферную жидкость. Режим течения пачки должен быть турбулентным. Жидкости турбулентного потока со смывающей способностью обычно являются ПАВ с водой. Турбулентному вытесняющему раствору, согласно инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин необходимо 10 минут контактировать с породой для вытеснения бурового раствора. В турбулентном потоке возникают завихрения, которые повышают эффективность смыва и вытеснения бурового раствора. По результатам исследований четко прослеживалась закономерность, чем выше турбулентность потока, тем меньше коэффициент смешивания и тем резче обозначены зоны перехода для всех жидкостей [69-71].

Повышение плотности каждого следующего замещающего раствора значительно способствует более эффективному удалению бурового раствора и снижает риск образования каналов (таблица 3.9). Чем сильнее различие в плотностях между растворами, тем выше эффективность процесса вытеснения. Кроме того, более вязкие растворы обеспечивают стабильное и равномерное вытеснение менее вязких составов. Поэтому необходимо сохранить иерархию плотности от буферной жидкости (низкая ступень) до цементного раствора (высокая ступень).

Таблица 3.9 - Характеристика жидкостей для цементирования

Тип или название	Плотность, кг/м ³	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фт ²
Буферная	1010	-	-
Нормальной плотности-1	1850	10-15	10-15
Нормальной плотности-2	1890	15-20	20-25
Продавочная	1190	15-25	7-10

3. Объем буферной жидкости для смыва корки бурового раствора

Буферная жидкость при турбулентном режиме течения в открытом и обсаженном стволе скважины смывает эффективно рыхлую корку и пленку бурового раствора.

При турбулентном вытеснении бурового раствора, БЖ с цементным раствором и буровым раствором образует смесь. Объем смеси определяется по следующей формуле (11).

$$\Delta W_{см} = 12,5 \cdot \left[W_T \cdot \lambda_T^{1/4} \cdot \left(\frac{d_{BH}}{L_T} \right)^{1/2} + W_{з.п} \cdot \lambda_3^{1/4} \cdot \left(\frac{D_{скв} - d_T}{L_{ц}} \right)^{1/2} \right] \quad (11)$$

где λ_3, λ_T – коэффициенты гидравлических сопротивлений, принимаемые равными 0,029-0,032;

$L_{ц}$ – длина продвижения БЖ по затрубному пространству, м;

L_T – длина продвижения БЖ в трубном пространстве, м

W_T, W_3 – объем кольцевого и трубного пространства, при движении БЖ, м³.

Исходные данные для расчета объем смеси:

$L_{ц} = 1454 - 550 = 904$ м;

$L_T = 1454$ м

$W_3 = 43,9$ м³, $W_T = 35,9$ м³.

$$\Delta W_{см} = 12,5 \cdot \left[35,7 \cdot 0,030^{1/4} \cdot \left(\frac{0,1594}{1454} \right)^{1/2} + 43,9 \cdot 0,030^{1/4} \cdot \left(\frac{0,241 - 0,1778}{904} \right)^{1/2} \right] \approx 4,0 \text{ м}^3 \quad (12)$$

Согласно расчету 3.2 предполагаем, что смесь равномерно смешивается с цементным раствором и буровым раствором, тогда смесь будет разделена смывающие пачкой на равные части.

$$W_{см} = 1/2 \cdot \Delta W_{см} = 2,0 \text{ м}^3 \quad (13)$$

Дополнительный объем буферной жидкости, требуемое для эффективного удаления плёнки и корки бурового раствора из затрубного пространства.

$$W_{бс} = (0,2 \cdot [W_{пр} + W_{ц}] - \Delta W_{см}) / 0,65 \quad (14)$$

где

$W_{пр}$ – объем продавочной жидкости;

$W_{ц}$ – объем тампонажного раствора в интервале длиной от башмака цементируемой колонны до кровли продуктивного пласта плюс 150-300 м.

Подставляя данные в формулу 3.4. получаем:

$$W_{бс} = (0,2 \cdot [35,7 + 13,04] - 4,0) / 0,65 = 8,5 \text{ м}^3 \quad (15)$$

Минимальный расход для турбулентного течения в кольцевом пространстве для буферной жидкости (16):

$$Q_{мин} = \frac{\pi \cdot (D_c + d_n) \cdot \eta \cdot Re_{кр}}{4\rho} = \frac{3,14 \cdot (0,241 + 0,1778) \cdot 0,0006 \cdot 2320}{4 \cdot 1010} = 0,8 \text{ л/с} \quad (16)$$

Выводы по разделу 3

1. Разработана рецептура расширяющегося тампонажного цемента, содержащая в своём составе порфирит в качестве добавки, повышающей прочность тампонажного камня.

2. Разработана технология разобцения пластов на основе специально подобранной рецептуры.

3. Выполнены исследования с целью определения оптимального количества порфирита в составе тампонажного раствора.

4. Изучено влияние порфирита на прочностные свойства полученного цементного камня.

5. Проведён анализ воздействия порфирита на проницаемость сформированного тампонажного камня.

6. Дана оценка влияния порфирита на технологические параметры тампонажного раствора.

7. Оптимизирован состав рецептуры тампонажного раствора.

4 ПРОМЫСЛОВОЕ ИСПЫТАНИЕ ИССЛЕДУЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

4.1 Тампонажная техника для разобщения пластов

Цементирование эксплуатационной колонны, которое является завершающим этапом разобщения проницаемых пластов при строительстве нефтяных и газовых скважин, включает в себя участие рабочего персонала и специализированной техники. От их физического состояния и опыта зависит работа по цементированию и степень его качества.

Как известно, при цементировании участвуют следующие виды тампонажной техники:

- цементосмесительные машины;
- цементировочные агрегаты;
- блок манифольда;
- станция контроля цементирования.

Цементосмесительные машины СМН-20 в промышленной практике применяются, в основном, для приготовления тампонажного раствора. В научной литературе описывают и на практике применяют 2СМН-20 и иногда для перевозки рассыпных цементов. В наших условиях цемент на скважины поставляется без тары – россыпью и доставляется на грузовых автомашинах. В промышленной практике 2СМН-20 используется, в основном, для приготовления тампонажного портландцемента в раствор путём перемешивания с водой.

Осуществление этого выполняется следующим образом: смеситель 2СМН-20 затаривают тампонажным портландцементом. Если добавляются расширяющие, облегчающие или утяжеляющие добавки, то необходимо определить соотношение добавки к цементу и добавить пропорционально. Затем для равномерного перемешивания тампонажную смесь следует перетарить с одного смесителя в другой.

Для приготовления тампонажного раствора воду подают в смеситель 2СМН-20 с водоподающего насоса цементировочного агрегата-ЦА. При помощи двух шнеков, расположенных внутри бункера, тампонажная смесь подаётся к смесителю 2СМН-20, и, перемешиваясь водой в смесителе, через гусак попадает в корыта, превращаясь в тампонажный раствор. Цементировочные агрегаты берут из корыта раствор и закачивают его через цементировочную головку в скважину. Плотность тампонажного раствора регулируют посредством подаваемого количества воды и цемента и изменения оборотов двигателя. Несмотря на поступление зарубежной тампонажной техники, до сих пор в наших условиях работают 2СМН-20 при цементировании обсадных колонн российского производства. Однако цементировочные агрегаты менялись сначала на «Кенворт» американского производства, а затем на AGF-400 – китайского производства.

Техническая характеристика 2СМН-20 приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Техническая характеристика 2СМН-20

Наименование характеристики	Значение характеристики
Монтажная база	КРАЗ-257
Объём	14,50
Вместимость (по цементу), т	2,0
Способ получения тампонажного раствора	Механико-гидравлический
Производительность, м ³ /мин	
Тампонажного раствора	0,60 - 1,20
Цементно-бentonитового раствора	0,50 - 1,0
Давление жидкости затворения, кгс/см ²	8,0 – 20,0
Способ погрузки цемента	Шнековый

Кроме смесителя 2СМН–20, в процессе цементирования участвует цементировочный агрегат. Как отмечалось, в отличие от смесителя 2СМН-20 из цементировочных агрегатов сначала поступали типа «Кенворт» американского производства, а затем AGF–400 и AGF–700 – китайского производства. Основная задача цементировочных агрегатов – подача воды к смесителю 2СМН–20 для затворения цемента, закачки в скважину тампонажного раствора и продавочной жидкости. Кроме того, он может использоваться для приготовления буферной жидкости и закачки её в скважину.

Для централизованной обвязки всех агрегатов с устьем скважины (цементировочной головки) используют БМ-700. Блок манифольда (БМ-700) соединён так, чтобы через него можно было закачать в скважину тампонажный раствор, продавочную жидкость и подавать воду для затворения к цементировочным агрегатам.

Для приведения в единую плотности, затворяемые в разных смесителях, используют осреднительную ёмкость, куда закачивают тампонажный раствор, затворённый в разных смесителях с разными плотностями. После усреднения плотностей тампонажный раствор закачивают в скважину.

Кроме всей перечисленной тампонажной техники, ещё существует станция контроля цементирования (СКЦ-2М). СКЦ-2М предназначен для централизованного контроля процесса цементирования, в том числе параметров и количества прокачиваемых растворов и давления закачки.

4.2 Разобшение проницаемых пластов путём улучшения цементирования нефтяных и газовых скважин

Неустойчивые горные породы необходимо бурить с применением бурового раствора с минимально низкой водоотдачей для снижения увлажнения их и устранения осыпания и обваливания с целью сохранения диаметра ствола скважины в соответствии с диаметром долота. Тогда при цементировании безотносительно наличия каверн или их отсутствия создаётся возможность закачать тампонажный раствор и продавить в турбулентном режиме, что создаёт

возможность вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства. Кроме того, на стенке открытой части ствола скважины залегающими различными горными породами отлагается глинистая корка в результате фильтрации дисперсионной среды в проницаемые породы, которую невозможно полностью удалить со стенок скважины перед цементированием и в процессе его [72].

Для улучшения сцепления тампонажного камня с горной породой необходимо стремиться к тому, чтобы удалить по возможности глинистую корку со стенок скважины путём применения буферных жидкостей с эрозионными, вымывающими и вытесняющими свойствами, а также оснащать обсадную колонну скребками для удаления глинистой корки в процессе расхаживания обсадной колонны.

При спуске обсадных колонн в скважину, продолжительность которого в зависимости от глубины составляет 24–48 ч и более, буровой раствор в скважине загустевает вследствие фильтрации его дисперсионной среды в породу. В результате при цементировании скважины вытеснение бурового раствора цементным происходит очень слабо из-за плохого реологического свойства раствора. Поэтому перед цементированием необходимо обработать буровой раствор химическими реагентами, снизить вязкость и СНС бурового раствора с целью обеспечения полного вытеснения его из кольцевого пространства цементным.

Использованная в качестве буферной жидкости вода способствует размыву, обвалу и осыпям стенок скважины. Поэтому целесообразно применять перед цементированием буферные жидкости с эрозионными, вымывающими и вытесняющими свойствами.

На некоторых площадях при бурении под эксплуатационную колонну в поисковых скважинах применяют буровой раствор плотностью 1050–1300 кг/м³.

Цементирование эксплуатационной колонны, предназначенной для изоляции продуктивного пласта, проводится с использованием тампонажного раствора на основе цементно-бентонитовой смеси в пропорции 4:1 при плотности 1600 кг/м³ либо чистого цементного раствора с плотностью 1820 кг/м³. Однако применение таких составов может привести к значительным поглощениям раствора и загрязнению продуктивного пласта. В связи с этим рекомендуется использовать тампонажный раствор с плотностью, максимально приближённой к плотности бурового раствора.

При цементировании с применением облегчённых, нормальных или утяжелённых добавок происходит процесс усадки при твердении цементного раствора в камень. Такая усадка может достигать 5–7 %, что ухудшает адгезию цементного камня как к обсадной колонне, так и к стенкам скважины. Это приводит к образованию газопроводящих каналов в затрубном пространстве и снижению прочностных характеристик цементного камня [73,74,75].

Для снижения усадки газопроводящих каналов и сцепления тампонажного камня цементирование необходимо производить с применением расширяющихся цементов. При этом необходимо обеспечить процесс

расширения, чтобы он происходил тогда, когда тампонажный расширяющийся цементный раствор находится в тестообразном состоянии.

В начальной стадии цементирования не удаётся получить необходимую плотность тампонажного раствора из-за несогласованности операторов цементосмесительной машины и цементировочного агрегата.

Помимо этого, в процессе затворения тампонажного цемента в тампонажный раствор происходит вынужденная остановка какого-нибудь смесителя из-за засорения цементом. В результате этого после возобновления затворения этим смесителем в начальной стадии начинает поступать с гусака смесителя тампонажный раствор с низкой плотностью, который после вытеснения в заколонное пространство образует интервалы с «очень плохим» и «плохим» качеством сцепления тампонажного камня с поверхностью обсадной колонны и горной породой.

Для обеспечения равномерного распределения плотности цементного раствора по всей длине обсадной колонны в процессе цементирования рекомендуется использовать осреднительную ёмкость. Это способствует устранению перепадов давления и улучшает адгезию цементного камня к обсадной колонне и горной породе, тем самым повышая качество цементирования [76-78]

Одной из проблемных ситуаций является ритмичная подача бурового раствора для продавки тампонажного раствора в затрубное пространство. В конце продавки тампонажного раствора продавочной жидкостью за счёт разности удельных весов в трубном пространстве создаётся избыточное давление. Под действием созданного давления обсадная колонна раздувается на определённую величину и под давлением приходит на время ОЗЦ.

После снятия давления по окончании ОЗЦ обсадная колонна возвращается в исходное положение и тампонажный камень, сформированный в затрубном пространстве отслаивается от внешней поверхности обсадной колонны. В результате в затрубном пространстве образуются флюидопроводящие каналы. Для устранения этого следует обсадную колонну оснастить обратным клапаном, выдерживающим перепад давления, а в эксплуатационной колонне при цементировании продавку осуществлять водой. По окончании цементирования нужно стравить плавно давление на устье до нуля, закрыть превентор, в затрубном пространстве создать расчётное давление для предотвращения проникновения газа к устью скважины.

4.3 Лабораторное исследование сцепления тампонажного камня с обсадной колонной

Многие обсадные колонны цементируются внутри колонны, в частности, промежуточная обсадная колонна внутри кондуктора, а внутри промежуточной колонны – эксплуатационная колонна. В зависимости от разобцаемого пласта длина выхода из-под башмака предыдущей колонны может быть короткой. Тогда большая часть последующей колонны будет находиться внутри предыдущей колонны. Следовательно, в таком случае не будет каверн и

глинистой корки. Однако достижение высокого качества сцепления тампонажного камня с поверхностью последующей и предыдущих обсадных колонн по записи АКЦ повсеместно не прослеживается. Это объясняется тем, что существующие тампонажные цементы, используемые для приготовления тампонажного раствора, не отвечают требованиям цементирования межколонного пространства.

Для проверки тампонажного камня и сцепления с обсадной колонной в лабораторных условиях была создана конструкция, имитирующая обсадную колонну в колонне [79-81].

Конструкция имитирующего устройства приведена на рисунке 4.1. Как выявлено, конструкция устройства состоит из куса большого диаметра обсадной колонны и куса маленького диаметра колонны. После их установления на конструкции межколонное пространство заливают тампонажным раствором, приготовленным из портландцемента марки ПЦТ I-100. После окончания ОЗЦ тампонажный камень уменьшил свой объём на 6%.

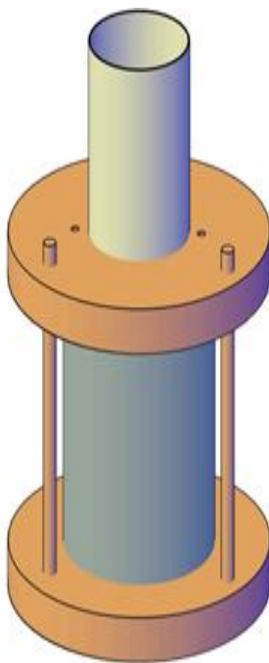
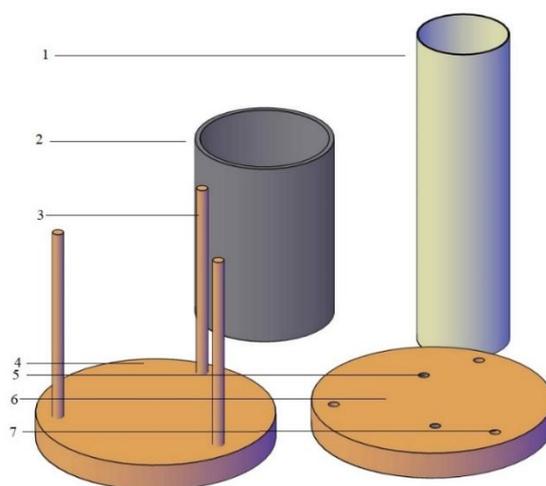


Рисунок 4.1 – 3D-модель экспериментального стенда

После ОЗЦ через двое суток конструкция была осмотрена. Осмотр подтвердил, что сцепление тампонажного камня с обсадной колонной является «хорошим». Следовательно, применение расширяющегося цемента с добавкой оксида кальция и порфирита, повышающего прочность тампонажного камня, предотвращает образование каналов между обсадной колонной и цементным камнем.

Образования трещин после цементирования межколонного пространства не наблюдалось. Разобранная конструкция стенда, имитирующая обсадную колонну, приведена на рисунке 4.2.



1 – обсадная колонна; 2 – стенка скважины из металлических труб; 3 – крепежный болт; 4,6 – верхняя и нижняя крышки; 5 – отверстие для выхода излишков раствора; 7 – отверстие для крепления.

Рисунок 4.2 – Конструкция устройства

Как видно из рисунке 4.2, конструкция состоит из верхнего основания и двух кусков колонн разного диаметра, кольцевое пространство которых после закрытия крышки и прикрепления болтов заливается цементным раствором.

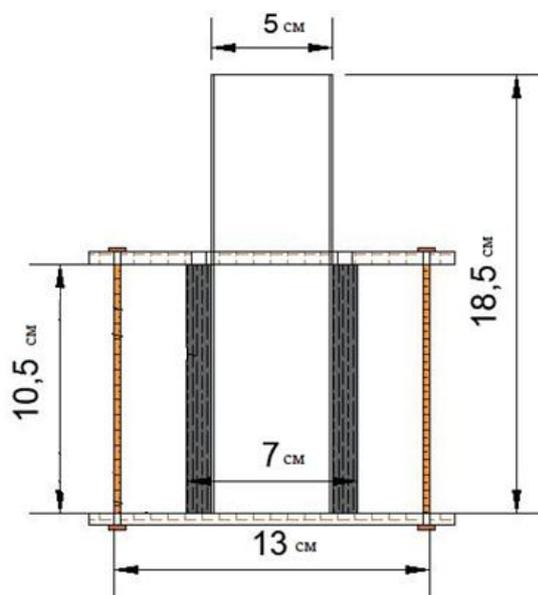


Рисунок 4.3 – Схема экспериментального стенда

На рисунке 4.3 приведена конструкция, имитирующая разрез после цементирования межколонного пространства. Как установлено, при цементировании с расширяющимся тампонажным портландцементом, содержащим оксид кальция и порфирит, сцепление с обсадными колоннами лучше, чем с чистым портландцементом.

4.4 Факторы влияющие на качество оценки цементирования обсадных колонн

Антикоррозионное покрытие обсадных колонн нарушает контакт цемента с колонной. Высококачественные приборы более чувствительны к наличию промежуточного слоя между колонной и цементом. Если данное покрытие не удалить, то результаты оценки качества цементирования с помощью АК будут все более искаженными по мере увеличения частоты излучателя прибора [82].

По данным АКЦ новых скважин, проходящих этап бурения на месторождении Северные Бузачи, наблюдалось недостаточное сцепление цементного камня с эксплуатационной колонной [83]. Для определения фактического наличия сцепления цемента с эксплуатационной колонной нами были проведены следующие работы:

- Неоднократно было проведено качество цементного раствора и присадок к цементу. Проведены внутренние и независимые анализы качества цемента. Все химические реагенты и цемент не менялись и имели сертификаты качества.

- Неоднократно проверялась технология самой цементной заливки, технология цементажки не менялась и соответствовала всем правилам и проектам.

- На скважинах № NB 1091a, 10105, 10107 для исключения влияния тарировки прибора АКЦ, было проведено повторное исследование после затвердевания цемента, результаты оказались неизменными т.е., в тех скважинах, где были хорошие сцепления цементного камня с колонной, остались хорошими, а в тех скважинах, где были слабые сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной, остались такими же. Было проведено АКЦ под давлением $P = 6,0$ МПа, при этом, качество сцепления значительно улучшилось.

Для получения более точной информации, кроме обычного метода АКЦ, проведено посегментное объемное исследование. При этом результаты исследований оказались неизменными [84].

По результатам исследований выяснено что, в связи с поступлением новой партии эксплуатационной трубы диаметром 177,8 мм с антикоррозионным покрытием по данным АКЦ «пропало» качество сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной. Для более точного определения данной зависимости в скважину NBK 100 была спущена комбинированная эксплуатационная колонна 177,8 мм: по три трубы с антикоррозионным покрытием, три трубы без покрытия, и вся колонна с таким чередованием. По результатам АКЦ получены следующие картины: напротив колонны без антикоррозионной покрытия – сцепление хорошие, а напротив колонны с антикоррозионным покрытием – или сцепление отсутствует, или имеется частичное сцепления цементного камня с колонной.

Для подтверждения наличия цементного камня за эксплуатационными колоннами по скважинам с антикоррозионным покрытием, хорошего качества, с проектной плотностью, по двум скважинам №№ NB 910 и 107 были проведены исследования, второй независимой геофизической компанией. Исследования проводились прибором СГДТ (селективный гамма – дефектомер - толщиномер), позволяющим определить наличие и плотность цементного кольца в заколонном

пространстве. По результату ГИС за эксплуатационной колонной цемент имеется по всей длине с проектной плотностью 1,56 г/см³.

Исходя из вышенаписанного, можно сделать следующие выводы:

1. Показания АКЦ по скважинам с антикоррозионным покрытием не отвечают действительному качеству цемента. Антикоррозионное покрытие отрицательно влияет на результаты АКЦ.

2. Согласно 10 скважинам, по которым получены показания слабого сцепления по АКЦ, ввиду несовершенства работы прибора по эксплуатационной колонне с антикоррозионным покрытием, принять во внимание, что данные АКЦ не полностью соответствует истинному качеству цементного камня за эксплуатационной колонной.

3. Принятие данных скважин в эксплуатацию будет производиться при условии получения ожидаемого флюида при освоении, а при обнаружении притока воды, прием скважин возможен только после ликвидации заколонных перетоков.

4.5 Результаты испытания тампонажной смеси для разобщения пластов

Окончательным результатом разработанной рецептуры и технологии её применения являются разобщение проницаемых пластов при строительстве нефтяных и газовых скважин и получение положительных заключений от специалистов, занимающихся вопросами разобщения пластов.

Для испытания в лаборатории созданы образцы тампонажного раствора и составлена рецептура применительно к испытываемым условиям цементирования. Проведён анализ тампонажного раствора и обоснована целесообразность использования подготовленной рецептуры для разобщения проницаемых пластов в конкретных геолого-технических условиях. После окончания спуска обсадной колонны и восстановления циркуляции промывочной жидкости произведена обработка бурового раствора химическими реагентами. Наряду с этим снижена вязкость и СНС в целях ускоренного вытеснения бурового раствора цементным. Непосредственно перед закачкой был подготовлен комбинированный буфер жидкости, отличавшийся эрозионными, вымывающими и вытесняющими свойствами.

Буферную жидкость закачали перед цементированием в скважину. Затем в смесителях начался процесс затворения тампонажной смеси с последующей закачкой в скважину. Приготовленный тампонажный раствор имел минимальную водоотдачу и водоотделение по всему объёму тампонажного раствора при соответствии растекаемости по ГОСТу 1581–96. Обеспечение водой осуществлялось с водяной скважины.

Плотность тампонажного раствора придерживалась предусмотренной в плане цементирования и оставалась на этом уровне до окончания цементирования. Для равномерного распределения плотности по всему объёму тампонажного раствора и для приведения в единую плотность была установлена осреднительная ёмкость.

При цементировании во избежание гидроразрыва пласта при турбулентном режиме закачки предельно допустимая скорость восходящего потока бурового раствора определена по формуле :

$$V_{\text{пр}} = \frac{D_c^2 - d_n^2}{d_l^2} \sqrt{\frac{\Gamma_{\text{гр}}(K_b - \rho_{\text{п}} g L_{\text{пл}})(D_c - d_n)}{\lambda_{\text{кп}} \rho_{\text{гост}} L_{\text{пл}}}} \quad (17)$$

где $\Gamma_{\text{гр}}$ – градиент давления гидроразрыва на глубине h , Па/ м;

$K_b = 1,2 - 1,3$ – коэффициент безопасности;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$D = d\sqrt{K}$ – диаметр скважины;

D_c – диаметр долота, м;

K – коэффициент кавернозности;

d – наружный диаметр цементируемой колонны, м;

$\lambda = 0,035 - 0,055$ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Формула для расчёта необходимой скорости восходящего потока (скорости подачи) продавочной жидкости по формуле :

$$Q_{\text{пог}} = 0,785 (D^2 - d^2) V \quad (18)$$

где V – скорость восходящего потока, м/с;

$D = d\sqrt{K}$ – диаметр скважины;

d – наружный диаметр цементируемой колонны, м.

Режимы течения при цементировании в зависимости от числа Рейнольдса Re :

$0 < Re < 64$ – пробковый режим;

$64 \leq Re < 700$ – проходной режим от пробкового к структурному;

$700 \leq Re \leq 1600$ – структурный режим;

$1600 \leq Re < 2300$ – переходный режим от структурного к турбулентному;

$Re \geq 2300$ – турбулентный режим.

По окончании цементирования эксплуатационная колонна оставлена на ожидании затвердевания цемента (ОЗЦ). По записи акустической цементометрии АКЦ определены сцепление тампонажного камня с наружной поверхностью обсадной колонны и горной породы по формуле :

$$K = \frac{1A + 0,7 \cdot B + 0,3 \cdot C + 0,1 \cdot D}{A+B+C+D} \quad (19)$$

где A, B, C, D – интервалы «хорошим», «частичным», «удовлетворительным» и «плохим» сцеплением тампонажного камня.

Сцепления по данным АКЦ:

– $1,0 > K > 0,80$ - «хорошее сцепление»;

– $0,80 > K > 0,63$ - «удовлетворительное сцепление»;

- $0,63 > K > 0,20$ - «плохое сцепление»;
- $0,20 > K > 0,00$ - «очень плохое сцепление».

Для этого берут диаграмму АКЦ, интерпретируют, т.е. определяют сцепление тампонажного камня, и после расчёта определяют степень качества (таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Данные сцепления цементного камня

№ скважины	Диаметр колонны, мм; интервал исследования, м	Сцепление цементного камня с колонной,			
		хорошее	частичное	плохое	отсутствует
№ КБД-03 Кул-Бас	177,8/17,7-2451,3	1625,2	503,2	169,1	136,1
№ 200 Шагырлы-Шомышты	177,8/4,7-420,8	196,1	101,9	73,5	44,5
№ КБД-02 Кул-Бас	177,8/3,2-2724	347,2	1393,0	739,4	241,2

а) Сцепление цементного камня с 177,8 мм обсадной колонной на скважине № КБД-03 Кул-Бас в интервале 17,7-2451,3 м:

$$K_k = \frac{1 \times 1625,2 + 0,7 \times 503,2 + 0,3 \times 169,1 + 0,1 \times 136,1}{1625,2 + 503,2 + 169,1 + 136,1} = 0,89 \quad (20)$$

где $0,63 \geq K_k = 0,89$, больше 0,63; т.е. хорошее сцепление.

б) Сцепление цементного камня с 139,7 мм обсадной колонной на скважине №№ 200 Шагырлы-Шомышты в интервале 4,7-420,8 м:

$$K_k = \frac{1 \times 196,1 + 0,7 \times 101,9 + 0,3 \times 73,5 + 0,1 \times 44,5}{196,1 + 101,9 + 73,5 + 44,5} = 0,71 \quad (21)$$

где $0,63 \geq K_k = 0,71$ указывает на надёжное сцепление цементного камня с обсадной колонной.

в) Сцепление цементного камня с обсадной колонной диаметром 177,8 мм в скважине № КБД-02 Кул-Бас на глубине от 3,2 до 2724 м определяется по формуле:

$$K_k = \frac{1 \times 347,2 + 0,7 \times 1393 + 0,3 \times 739,4 + 0,1 \times 241,2}{347,2 + 1393 + 739,4 + 241,2} = 0,57 \quad (22)$$

где $0,63 \geq K_k = 0,57$ свидетельствует о плохом сцеплении цементного камня с обсадной колонной.

Таким образом, проведённые расчёты по действующей формуле по данным записи АКЦ, показывают, что на базовой № КБД-03 Кул-Бас и № 200 Шагырлы-Шомышты, ее нижней части в интервале залегания продуктивных пластов коэффициент сцепления K_k удовлетворительный в отличие от скважин

№ КБД-02 Кул-Бас. Это может быть следствием добавления СаО и в цемент прочностных добавок порфирита, который способствует снижению усадки тампонажного раствора при его превращении в камень и повышению прочностных характеристик камня.

4.6 Результаты исследования новых материалов и химических реагентов, используемые в составе тампонажных растворов, влияющие на улучшение качество крепления скважин

С внедрением новых технологий в цементировании эксплуатационных колонн, включая использование 0,2% буферной жидкости на полимерной основе и расширяющихся тампонажных составов, специально адаптированных для условий аномально низкого (АНПД) и аномально высокого пластового давления (АВПД), удалось значительно улучшить качество крепления скважин.

Результаты сравнительных анализов и экспериментов показали, что уровень сплошности цементного камня за обсадной колонной увеличился с 55–60% до 80–85%.

В диссертационной работе рассматриваются вопросы повышения качества крепления скважин и проблемы, возникающие при недостаточном разобщении пластов. Одним из эффективных решений стало применение расширяющихся тампонажных составов, обеспечивающих лучшую герметичность и надёжное изолирование продуктивных и водоносных горизонтов [85].

Показано, что наибольшее линейное расширение достигается при добавлении оксидов кальция и магния, однако их быстрая гидратация в подвижной цементной массе снижает эффективность расширения. Для устранения этого недостатка проведены исследования влияния различных химических реагентов на скорость гидратации СаО, что позволило подобрать оптимальные стабилизаторы.

Разработана рецептура расширяющегося раствора на основе портландцемента ПЦТ-I-G-СС-I с добавками (гидроксиэтилцеллюлоза, пеногаситель, пластификаторы), регулирующими водоудержание и подвижность. Для условий аномально высокого давления предложены добавки СаО с лигносульфонатами или силикатом натрия, а при низком давлении — СаО с ферритами.

Такие составы обеспечивают линейное расширение от 0,2% до 22% при концентрации добавок 3–8%, улучшают адгезию цементного камня и снижают водоотдачу. Практическая значимость подтверждена экспериментально, включая:

- подбор ингибиторов гидратации СаО;
- разработку составов с управляемыми свойствами для нормальных и умеренных температур.
- разработку двухпроцентного водного раствора полиакриламида для улучшения качества крепления скважин.

Также были исследованы данные АКЦ более чем 100 скважин на месторождениях Узень, Шағырлы-Шомышты и других месторождениях

Западно-Казахстанского региона. Около 60% интервалов цементирования продемонстрировали неудовлетворительное качество адгезии, как между цементным камнем и обсадной трубой, так и между цементом и стенками скважины.

Одним из недостаточной качества цементирования скважин является плохая очистка стенок ствола скважин от бурового раствора и шлама. Для эффективной очистки необходимо, чтобы динамическое напряжение сдвига промывочной жидкости превышало 15 Па. Однако применяемые в регионе растворы на основе технической воды и НТФ не обладают достаточной вытесняющей способностью.

Для решения этой проблемы разработана специальная буферная жидкость. Для приготовления буферной жидкости сернокислый алюминий растворяется в технической воде при температуре 50-60°C, затем добавляется полимерный реагент, и смесь тщательно перемешивается. После добавления ИККАРБ-75 и дальнейшего перемешивания, измеряются характеристики полученной жидкости [86].

В качестве кольматирующего компонента, который сохраняет свойства коллекторов в процессе цементирования, используется наполнитель ИККАРБ-75. Наполнитель формирует плотную карбонатную плёнку на стенках скважины, предотвращающую потери жидкости, и легко растворяется при обработке соляной кислотой во время вскрытия пластов. При использовании нижней разделительной пробки объём структурированной буферной жидкости должен составлять примерно 15% от объёма тампонажного раствора.

Для крепления скважин при аномально низких пластовых давлениях целесообразно применение облегченной полимерной тампонажной смеси с применением вермикулита с плотностью 1,1-1,2 г/см³ и растекаемостью 21-23 см. При этом прочность образовавшегося камня на изгиб получается 7,2-8,7 МПа. С увеличением процента добавки отвердителя, например 0,08% от веса расчетного объема смолы время начало схватывания уменьшается.

Начало времени схватывания зависит от количества отвердителя, добавляемого в полимерную тампонажную смесь при различных температурах.

Для приготовления 1 м³ полимерной тампонажной смеси требуется следующие материалы:

1. Карбамидоформальдегидная смола с плотностью $\gamma=1,27-1,29$ г/см³-1т.
2. Отвердитель - 3-5 кг.
3. Опилка - 170 кг.

Разработанная новая полимерная тампонажная смесь плотностью $\rho=1,1-1,2$ г/см³ рекомендована для крепления нефтяных и газовых скважин, а также для изоляции водопритоков при проведении опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западного Казахстана.

При растекаемости полимерной тампонажной смеси 21 см. и плотности $\rho=1,22$ г/см³ начало схватывания при 1,0% добавки отвердителя составляет 225 минут. Прочность образовавшегося камня равна 7,0 МПа. При добавлении

отвердителя 4,0% от общего объема смолы время начало схватывания резко снижается до 140 минут.

Нами была изучена новая полимерная тампонажная смесь с наполнителями: опилки и отвердители при температурах 60 – 120°C.

На основе проведенных анализов получен следующий рецепт полимерной тампонажной смеси: карбамидоформальдегидная смола с плотностью $\rho=1,27-2,2$ г/см³, отвердитель (медный купорос – технический) и древесная опилка. В качестве отвердителя применялся 30% раствор реагента КПА-5.

Исследования показывают, что по мере роста температуры и увеличения процента добавки отвердителя, прочность предложенной тампонажной смеси также возрастает.

Представляет большой интерес исследование состава рассмотренной тампонажной смеси состоящей из 150 г. смолы, 7,5 г. древесных опилок и 2% отвердителя. Результаты исследований показывают, что при температуре 100°C расширение предложенной смолы с ростом температуры повышается. Это в свою очередь обеспечит прочность камня.

Тампонажная смесь с содержанием смолы 150 г, древесных опилок 7,5 г и отвердителя 2% имеет расширение 60%, а с содержанием отвердителя 0,7% при температуре 100°C имеет расширение 75%.

Разработанные тампонажные составы и буферная жидкость использованы при цементировании обсадных колонн.

Во время цементирования эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов используется тампонажный раствор на основе портландцемента марки ПЦТ1-G с плотностью цемента 3,15 г/см³. Плотность готового раствора составляет 1,85 г/см³, что обеспечивает необходимую прочность и герметичность закрепления колонны в интервале коллекторов.

Выше продуктивных пластов применяется облегченный цементный раствор, представляющий собой цементно-бентонитовую смесь с плотностью 1,55 г/см³. Использование такого состава снижает нагрузку на скважину и позволяет надёжно закрепить обсадную колонну в менее напряжённых участках. Такой выбор обусловлен необходимостью соблюдения условий по допустимому давлению на горные породы, предотвращая гидроразрыв в менее устойчивых верхних интервалах. Раствор подбирается с учетом профиля гидроразрывных давлений по стволу скважины, что позволяет минимизировать риски нарушения целостности пород и утечки раствора в процессе цементирования.

В таблице 4.3 приведены значения градиентов пластового давления и температуры по разрезу скважины, пробурённой на месторождении Арыстановское.

Таблица 4.3 – Градиенты давления и температура по разрезу скважины на месторождении Арыстановское

Интервал, м		Пластовое давление, МПа/м.		Гидроразрыв пласта, МПа/м.		Температура в конце интервала, градус (°С)
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
0	289	0	0,100	0	0,175	24,64
289	560	0,100	0,107	0,175	0,180	33,86
560	952	0,107	0,110	0,180	0,180	38,53
952	1223	0,110	0,135	0,180	0,180	52,42
1223	1810	0,135	0,111	0,180	0,185	54,62
1810	1892	0,111	0,111	0,185	0,185	60,39
1892	2192	0,111	0,112	0,185	0,185	67,13
2192	2280	0,112	0,112	0,185	0,185	72,16

С целью снижения репрессий на поглощающие и продуктивные пласты при строительстве скважин применяется метод двухступенчатого цементирования с использованием муфты ступенчатого цементирования (МСЦ), установленной на глубине 1200 метров. В процессе цементирования используются проходные, неразбурываемые внутренние элементы, которые не требуют разрушения или вскрытия. На этапе освоения скважины эти элементы при помощи насосно-компрессорных труб продвигаются к забою и направляются в заранее пробуренный зумпф, что позволяет избежать засорения ствола и сохранить проходимость обсадной колонны. Такой подход способствует эффективной герметизации интервалов и снижению воздействия на чувствительные пласты. (таблица 4.3).

Размер зумпфа ниже башмака обсадной колонны (ОК) должен быть минимизирован. Наличие большого зумпфа увеличивает риск всплывания бурового раствора из района зумпфа, что приводит к ухудшению качества цементирования в районе башмака. Если зумпф невозможно уменьшить, можно применить меры по снижению данного риска, например использовать закачку на забой вязкой тяжелой пачки.

В состав эксплуатационной колонны дополнительно включается проходной гидравлический пакер, устанавливаемый над продуктивным горизонтом. Его основная функция — обеспечение герметичности затрубного пространства после поступления сигнала остановки при цементировании нижней ступени. Отдельно стоит отметить, что применение современных технических средств в конструкции колонны способствует её надёжному центрированию по всей длине, что является важным условием для получения качественной цементной оболочки.

Для повышения качества цементирования в интервале продуктивного пласта используются турбулизаторы и скребки, способствующие улучшенной очистке стенок скважины и равномерному распределению цементного раствора.

Совместное применение межколонных пакеров в зоне водонефтяного контакта позволяет значительно снизить риск возникновения заколонных перетоков из водонасыщенных пластов.

Использование буферных жидкостей с низкими моющими характеристиками отрицательно сказывается на качестве цементирования. В связи с этим требуется оптимизация составов буферных жидкостей с акцентом на повышение их моющей эффективности.

С этой целью предлагается использовать буферных жидкостей, изготовленных на основе 0,2% водного раствора полиакриламида (ПАА).

При реализации метода ступенчатого цементирования (МСЦ), для первой ступени используется исключительно цемент марки «G» по рецептуре ПЦТ-G с добавлением 0,2% КССБ. Независимо от объема затрубного пространства, в смесь дополнительно вводится 2 литра пеногасителя.

Цементные растворы, применяемые в этом случае, характеризуются водоцементным отношением (В/Ц) в пределах 0,44–0,45, плотностью 1850–1900 кг/м³, растекаемостью 200–240 мм и водоотдачей 120–150 см³ за 30 минут. В отдельных случаях для первой ступени применялся цемент без добавок.

Применение добавок, снижающих водоотдачу, таких как Сульфацил, КССБ и NFL-2, позволяет значительно повысить эффективность изоляции продуктивных и водоносных горизонтов, а также уменьшить риск загрязнения коллекторов фильтратом цементного раствора.

Введение пластифицирующих компонентов (например, С-3 и КССБ) способствует улучшению структуры цементного камня в интервалах продуктивных пластов и обеспечивает высокие технологические показатели раствора, включая растекаемость в пределах 230–240 мм при водоцементном отношении от 0,44 до 0,46.

Одним из основных критериев успешного цементирования при близком залегании продуктивных и водоносных пластов является отсутствие межколонных перетоков, что указывает на достаточную герметичность цементного кольца. Оценка качества крепления производится на основе адгезионной прочности цементного камня к стенке обсадной колонны и породе, что определяется методами акустической цементометрии (АКЦ).

На месторождении Арыстановское для контроля качества цементирования применяется аппаратура акустической цементометрии (АКЦ), с помощью которой проводится оценка состояния контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Данное оборудование позволяет различать три типа контакта цемента с колонной: полный («сплошной»), частичный и отсутствующий. Аналогично, по отношению к горной породе фиксируются следующие состояния: сплошной контакт, частичный контакт, а также случай, когда состояние контакта не может быть достоверно определено («неопределённый»)[87].

В таблице 4.4 показаны данные о качестве цементирования эксплуатационных скважин с применением пластификаторов С-3, КССБ, Well Fix P-130.

На рисунках 4.4–4.11 представлены графические приложения о качестве крепления скважин по месторождениям с применением в составе цементного раствора пластификаторов С-3, КССБ, WellFix P-130 и для сравнения без них.

Для повышения качества цементирования и обеспечения герметичности заколонного пространства целесообразно снижать водоцементное отношение, одновременно повышая вязкость жидкости затворения за счёт использования высокомолекулярных водорастворимых полимеров.

Для обеспечения формирования прочного и герметичного цементного кольца с высокой степенью адгезии к обсадной колонне и стенкам скважины необходимо оптимизировать водоцементное соотношение и сократить время начала схватывания тампонажной смеси при заданной вязкости жидкости затворения. Снижение водоцементного отношения без ухудшения подвижности раствора достигается за счёт применения высокоэффективных пластификаторов. В данном случае в качестве такого реагента рекомендуется использовать добавку WellFix P-130.

Контроль сроков начала схватывания возможен посредством использования ускорителей, таких как кальций хлористый или кальцинированная сода. Для увеличения вязкости жидкости затворения и, как следствие, улучшения изоляционных характеристик цементного камня, целесообразно добавлять водорастворимые полимеры с высокой молекулярной массой.

При наличии проблемы заколонных перетоков, либо если давление в скважине на конец цементирования приближается к равновесию, время перехода цементной смеси из жидкого состояния в твердое должно быть минимальным. Этот процесс объясняется тем, что давление, оказываемое гидростатическим столбом цементного раствора, буферной жидкостью и буровым раствором в скважине в определенный момент времени может превышать пластовое давление менее, чем на $8,0 \text{ кгс/см}^2$. Использование в таких случаях цементного раствора с коротким переходным периодом из жидкого состояния в твердое требуется для предотвращения притока пластовых флюидов и как следствие возникновение заколонных перетоков.

При использовании пачек облегченного и тяжелого цемента период загустевания пачки облегченного цемента должен быть длиннее периода загустевания пачки тяжелого цемента.

Для улучшения качества крепления скважин на месторождении «Арыстановское» предлагается следующие рецептуры легкого и тяжелого цементного раствора с удельными весами соответственно 1560 и 1890 кг/м^3 :

Таблица 4.4 – Качество цементированния эксплуатационной колонны с применением пластификаторов

Номера скважин	Диаметр обсадной колонны (мм) и интервал исследований (м)	Качество сцепления цемент – колонна								К _Ц *
		сплошное		частичное		плохое		отсутствует		
		м	%	м	%	м	%	м	%	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
месторождения Кара-Арна										
166	168,3 (12,7-540,7)	413,5	78,32	57,5	10,89	43,4	8,22	13,6	2,58	0,78
167 Н	168,3 (10-748)	586,6	86,6	66,4	9,8	12	1,8	12	1,8	0,87
472	41,0-532,6	430	87,4	24,1	4,9	34,4	7,0	0	0	0,87
473	11,0-534	438,3	83,8	62,65	11,98	11,2	2,15	11,03	2,11	0,84
месторождения Арыстановское										
201	177,8 (550-3115)	1766,6	68,87	798,6	31,13	0	0	0	0	0,69
332	168,3 (500-3130)	1756,5	66,79	611,6	23,26	119,5	4,54	142,1	5,4	0,67
427	168,3 (550-3006)	1058,4	43,1	1336	54,41	-	-	61,1	2,49	0,43
месторождения Кул-Бас										
КБД-03	17,7-2451,3	1625,2	66,8	503,2	20,7	169,1	6,9	136,1	5,6	0,67
КБД-04	5,2-2540,5	1813,8	71,53	686,3	27,07	0	0	35,4	1,4	0,72
КБД-07	156,6-2504,5	1506,9	64,2	113,1	4,8	106,3	4,5	621,4	26,5	0,64
КБД-08	9,3-2502,3	1448,5	58,1	839,7	33,7	163	6,5	41,8	1,7	0,58
месторождения Шагырлы - Шомушты										
268	177,8 (4,8-413,0)	259,9	63,7	119,1	29,2	25,3	6,2	3,7	0,9	0,64
269	177,8 (4,8-416,0)	170,1	41,2	117,5	28,6	76,4	18,6	47,7	11,6	0,41
270	177,8 (6,2-415,0)	214,3	52,4	161,1	39,4	33,5	8,2	0	0	0,52
Р-24	177,8 (6,2-433,5)	204,1	47,8	205	48,0	17,9	4,2	0	0	0,48

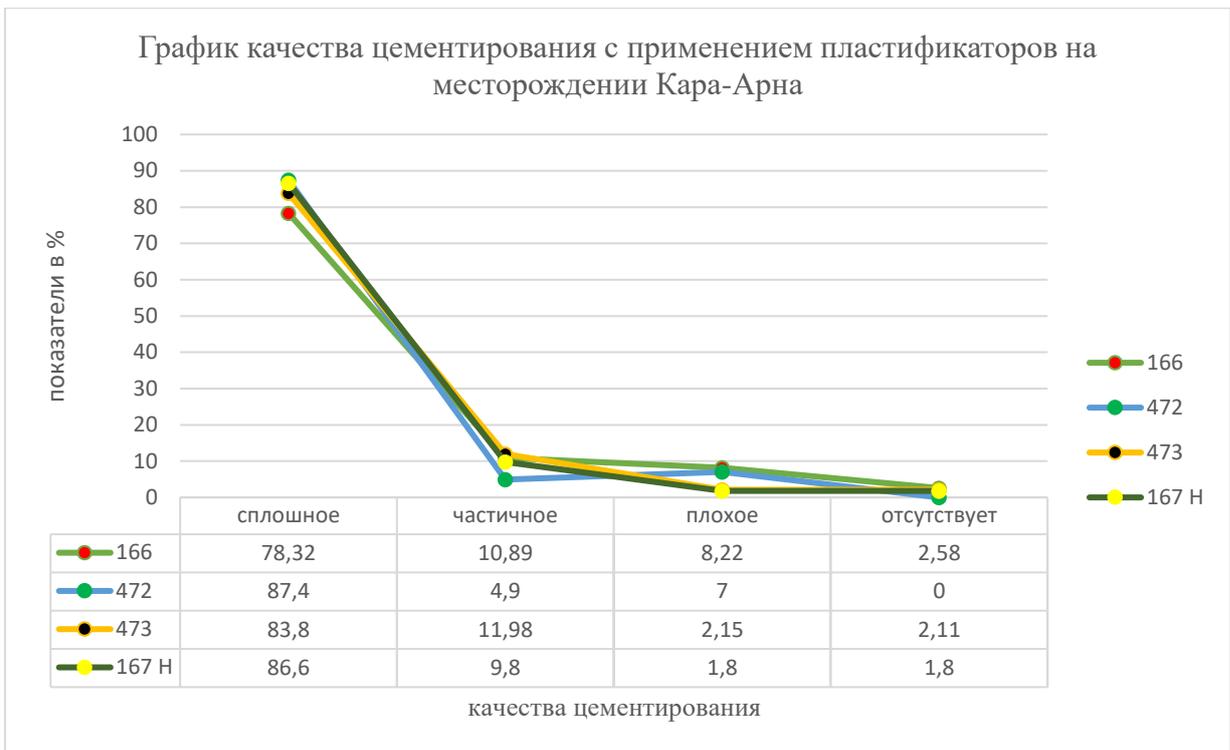


Рисунок 4.4 - График качества цементирования эксплуатационной колонны с применением пластификаторов на месторождении Кара-Арна

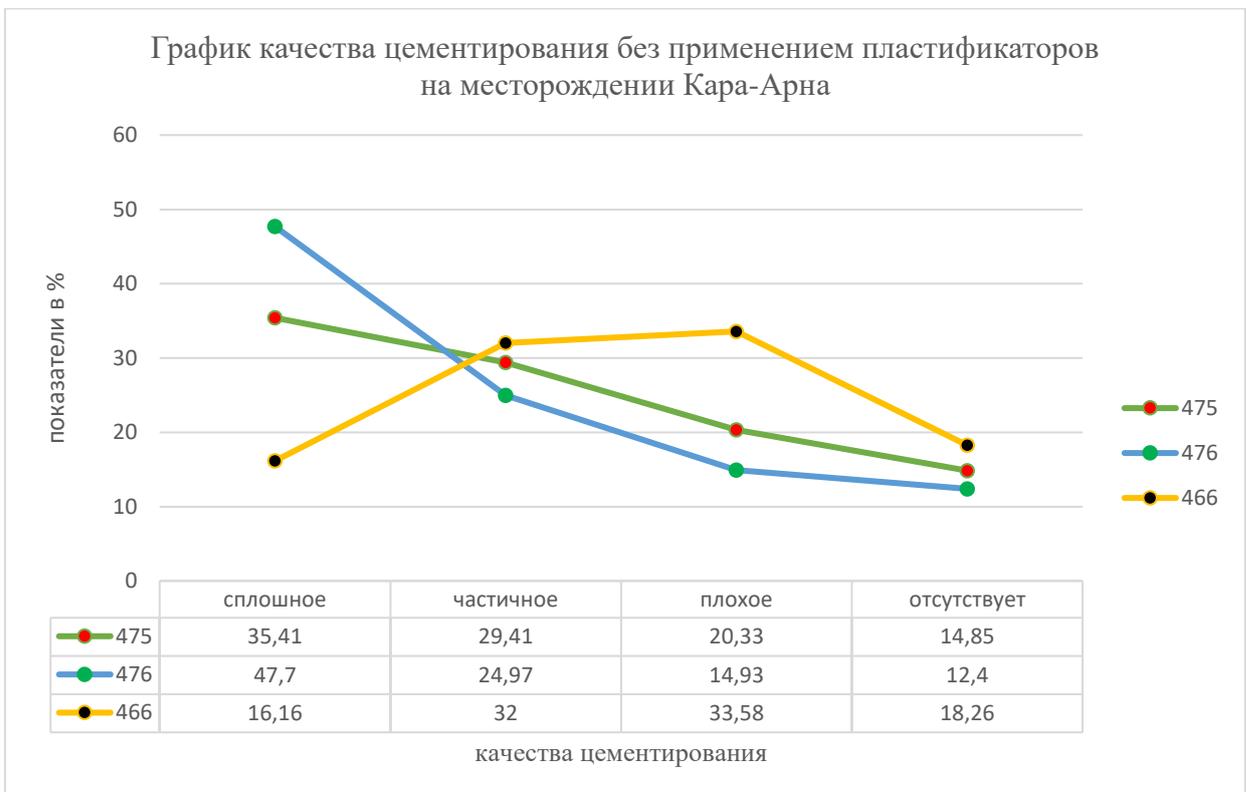


Рисунок 4.5 - График качества цементирования эксплуатационной колонны без использования пластификаторов на месторождении Кара-Арна

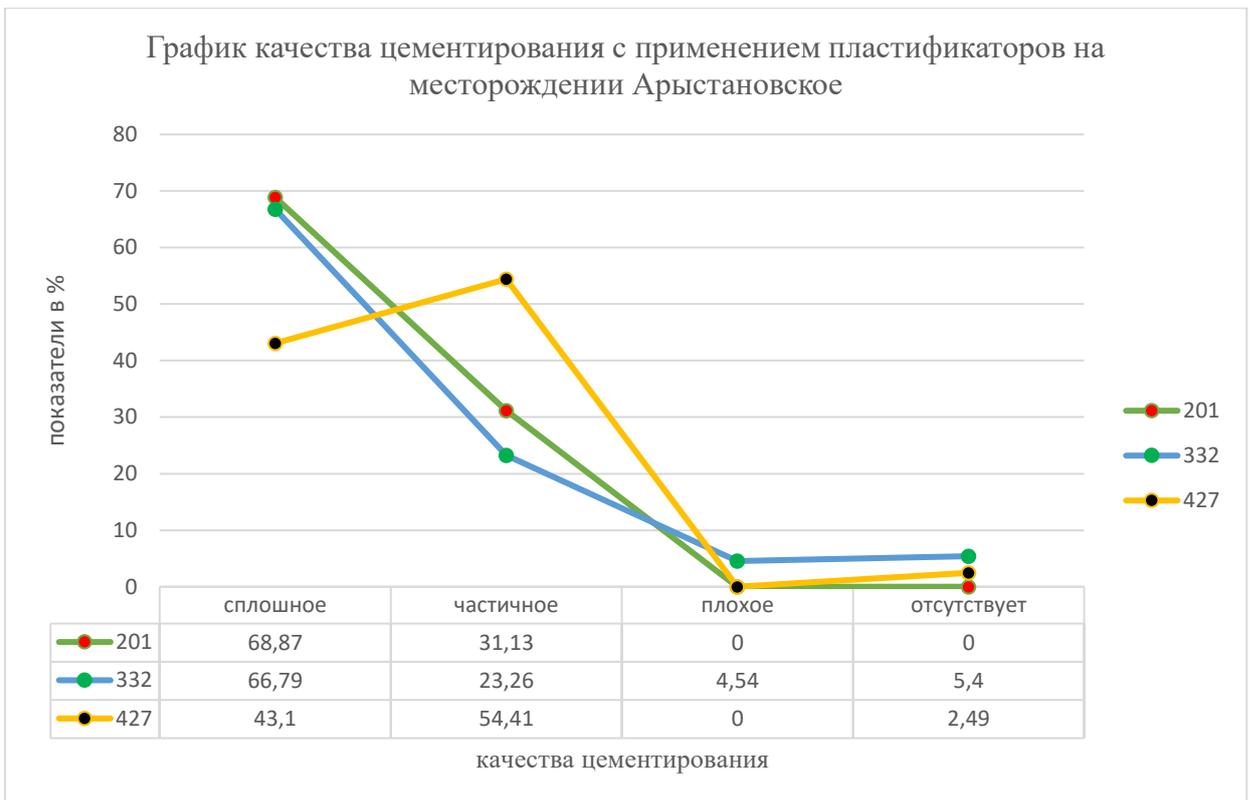


Рисунок 4.6 - График качества цементирования эксплуатационной колонны с применением пластификаторов на месторождении Арыстановское

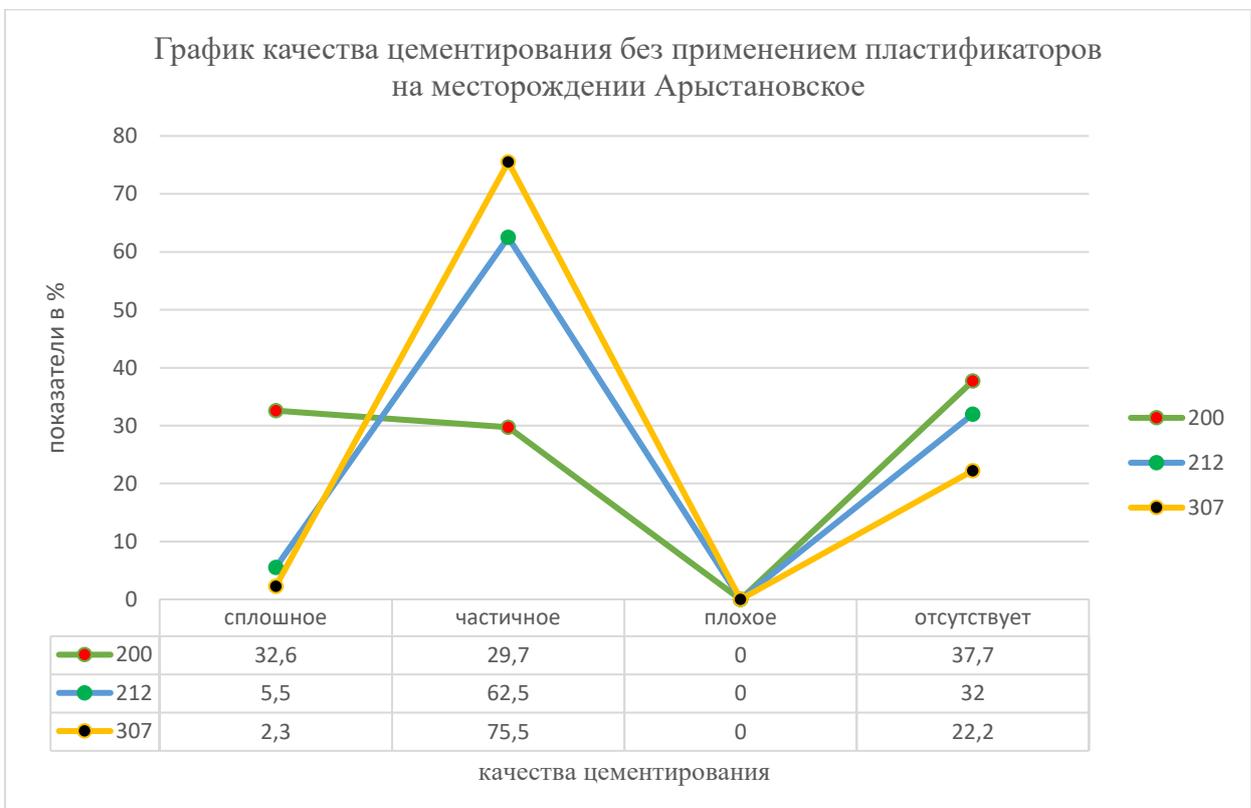


Рисунок 4.7 - График качества цементирования эксплуатационной колонны без использования пластификаторов на месторождении Арыстановское

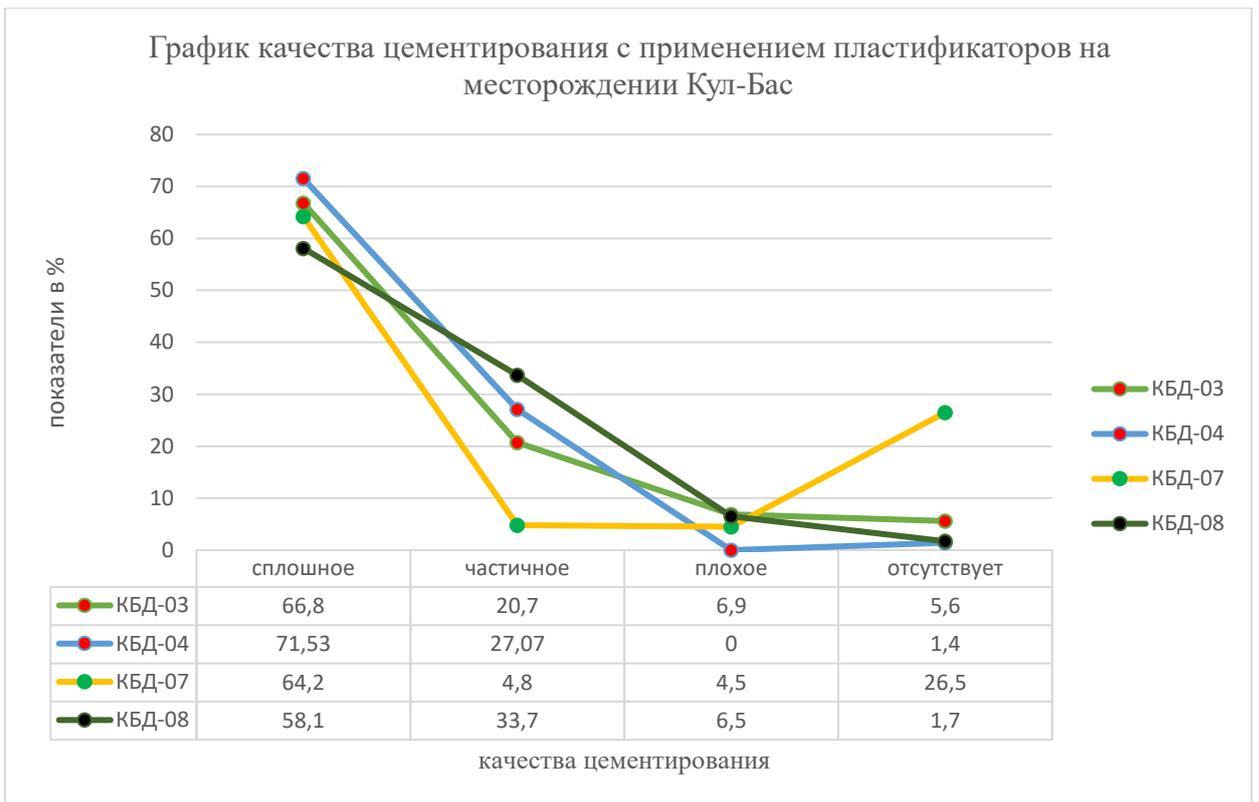


Рисунок 4.8 - График качества цементирования эксплуатационной колонны с применением пластификаторов на месторождении Кул-Бас

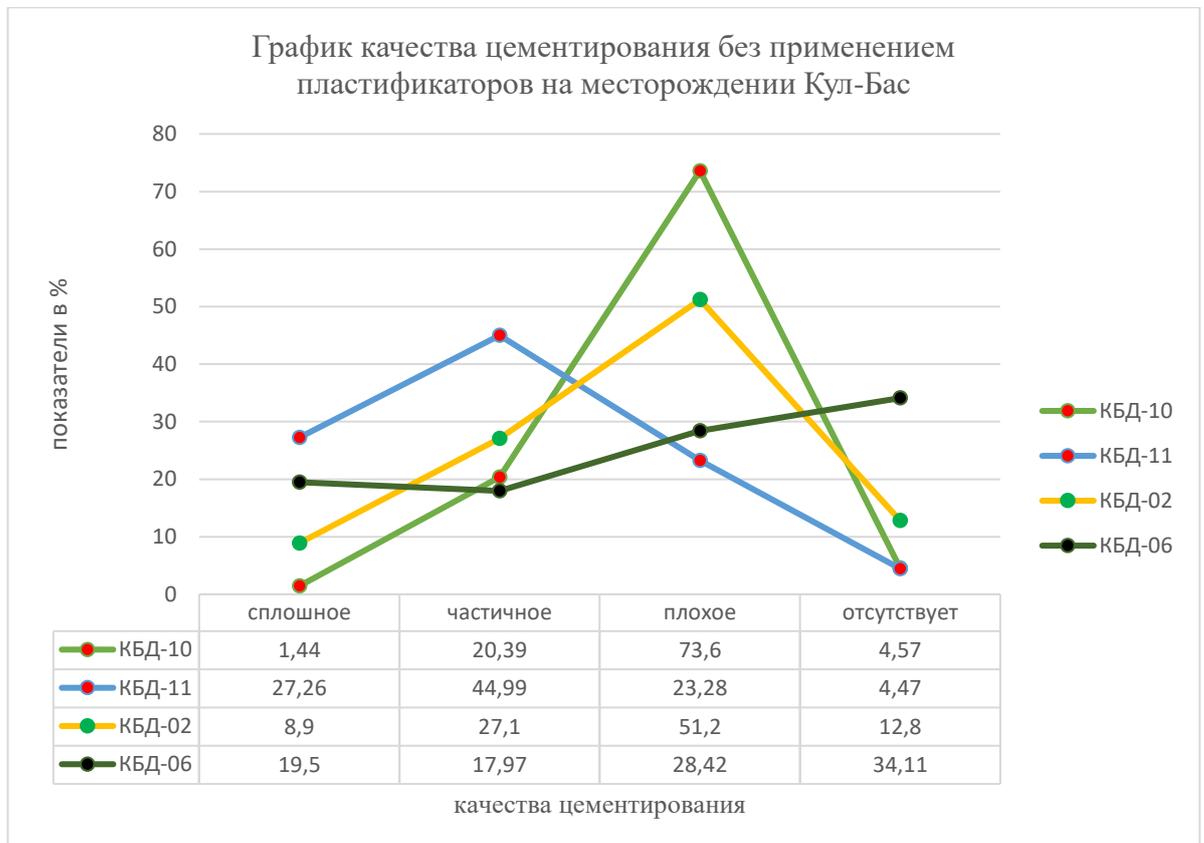


Рисунок 4.9 - График качества цементирования эксплуатационной колонны без использования пластификаторов на месторождении Кул-Бас

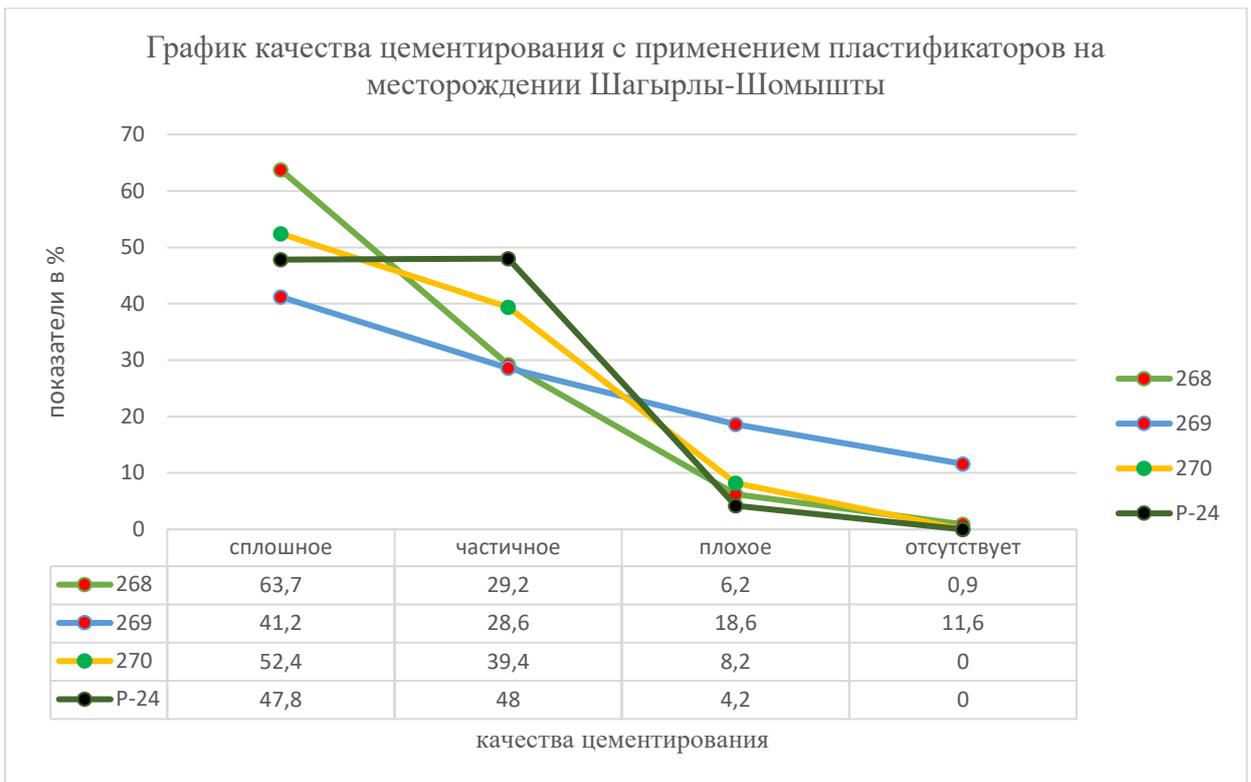


Рисунок 4.10 - График качества цементирования эксплуатационной колонны с применением пластификаторов на месторождении Шагырлы-Шомышты

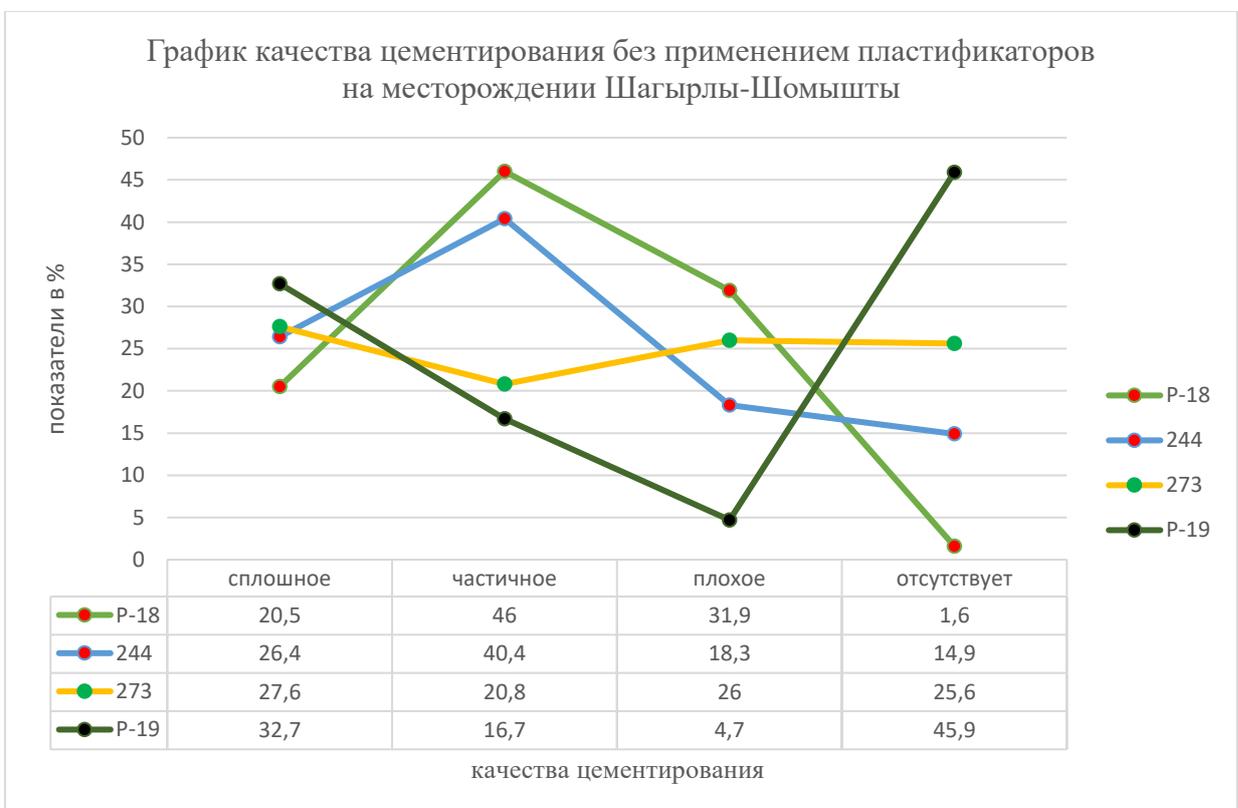


Рисунок 4.11 - График качества цементирования эксплуатационной колонны без использования пластификаторов на месторождении Шагырлы-Шомышты

1. Рецептатура легкого цементного раствора:

Цемент Класс G	100%	По весу цемента
Дефомер НХ	0,06%	По весу воды
FL Core – 500	0,2%	По весу цемента
Light Core	1%	По весу цемента

2. Рецептатура тяжелого цементного раствора:

Цемент Класс G	100%	По весу цемента
Дефомер НХ	0,06%	По весу воды
FL Core – 500	0,15%	По весу цемента
Light Core	0,08%	По весу цемента

Дефомер НХ – предназначен для применения в нефтегазодобывающей промышленности в процессах строительства и ремонта скважин, как для предотвращения пенообразования водных систем, так и для борьбы с уже возникшей пеной.

FL Core – 500 – это синтетический полимер на базе полиакриламида, относящийся к понизителям фильтрации цементных растворов нового поколения. Он эффективно уменьшает фильтрационные потери и способствует предотвращению межпластовых перетоков пластовых флюидов после закачки тампонажного раствора в скважину.

Light Core – применяется в нефтегазовой отрасли при бурении и ремонте скважин в качестве функциональной добавки к тампонажным смесям для получения цементов с пониженной плотностью.

К тампонажным растворам предъявляются дополнительные требования: – Прочность на сжатие цементного камня, полученного с использованием цемента класса I, по истечении семи суток твердения должна быть не менее прочности, измеренной в первые сутки после начала процесса твердения.

Время схватывания тампонажного раствора определяется с учётом необходимого периода для безопасного проведения цементировочных работ, включая резерв в 25%. Для цементов классов G и H минимальный период начала схватывания должен составлять не менее двух часов.

Во время лабораторных испытаний на определение сроков твердения необходимо воспроизводить давление, соответствующее гидростатическому давлению столба раствора с заданной плотностью.

При работе в сложных геолого-технических условиях, когда использование стандартного портландцемента по API невозможно или неэффективно, применяются специальные цементные составы.

К таким специализированным составам относятся:

Облегчённые цементы, в том числе: пуццолановый цемент (производится совместным помолом портландцементного клинкера с пуццоланом); смеси цемента с золой уноса; пуццоланово-известковые и зольно-известковые системы. Для получения особо лёгких цементных растворов с плотностью менее 1250 кг/м³ применяют специальные технологии. Они предусматривают насыщение смеси микросферами с полыми структурами либо впрыск сжатого

азота, при этом используется обработка раствора поверхностно-активными веществами, обеспечивающими стабильность пены.

Утяжелённые тампонажные материалы — такие растворы получают двумя основными методами:

- добавлением утяжеляющих агентов, таких как барит, ильменит, кварцевый песок или гематитовая руда;

- уменьшением водоцементного соотношения при сохранении необходимой подвижности смеси с помощью пластифицирующих добавок.

1. Цементы с расширяющимися свойствами.

Данный тип цементов способен увеличиваться в объёме за счёт образования в процессе гидратации соединений, таких как этtringит (гидросульфоалюминаты кальция), что характерно для некоторых американских составов. Однако общее значение расширения не должно превышать 0,5% от исходного объёма.

Существует три основных разновидности расширяющихся цементов:

1. Тип К — представляет собой смесь портландцемента с кальциевым сульфоалюминатом, обеспечивающим расширение за счёт кристаллизации при гидратации;

2. Тип S — изготавливается на основе портландцемента класса А с повышенным содержанием трёхкальцевого алюмината (C_3A) и добавлением полугидрата сульфата кальция ($CaSO_4 \cdot \frac{1}{2}H_2O$), что способствует контролируемому расширению;

3. Тип М — состоит из портландцемента класса А с добавлением небольшого количества кислотостойкого цемента, улучшая его эксплуатационные свойства в агрессивных средах.

К специализированным цементным материалам также относят:

- латексные цементы, содержащие добавки латекса, что обеспечивает низкую фильтрацию, хорошие реологические характеристики, а также высокую эластичность затвердевшего камня;

- цементы с бентонитовой добавкой (в диапазоне от 8 до 25%) и пластификаторами (чаще всего лигносульфонатами); такие составы относятся к облегчённым и характеризуются низкой водоотдачей;

- гелеобразующие солевые цементы, изготавливаются на основе портландцемента с добавлением 12–16% бентонита, солей (например, NaCl) и 0,1–1,5% лигносульфоната кальция. Такие составы характеризуются пониженной вязкостью и применяются преимущественно при цементировании в соленосных отложениях.

Для регулирования технологических характеристик тампонажных растворов используются различные химические добавки:

- ускорители схватывания, например, хлорид кальция, хлорид натрия, силикат натрия и другие неорганические вещества, повышающие скорость твердения цементного камня;

- замедлители твердения, подбираемые с учётом температурных условий:

- при низких температурах: MRL-1, HR-4, D-13, R-5, WR-1 и др.;

– при высоких и экстремальных температурах: MHR-8, HR-12, D-28, R-11, M-6, WR-6 и др.

Эти замедлители могут включать лигносульфонаты, органические кислоты, производные целлюлозы, бораты и другие вещества, позволяющие точно контролировать сроки схватывания цементных составов;

– пластифицирующие добавки: MCD-3, TF-3, D-30, CFR-1 и др. Пластификаторы типа CFR обладают двойной функцией - снижают вязкость раствора и одновременно замедляют его схватывание. Большинство таких добавок представляют собой модифицированные лигносульфонаты или легкорастворимые смолы с низкой молекулярной массой;

– водоудерживающие компоненты: MFL-4, Халад-9, D-19, CF-1, R-6 и другие, преимущественно относящиеся к производным целлюлозы, которые уменьшают фильтрационные потери раствора.

Для улучшения качества цементирования эксплуатационных колонн в процессе строительства нефтяных скважин рекомендуется внедрение следующих технических и технологических мероприятий:

Оптимизация параметров промывочной жидкости: перед началом цементирования следует снизить статическое напряжение сдвига и вязкость промывочного раствора до минимально допустимых уровней, установленных геолого-технической документацией, с целью эффективного вытеснения бурового раствора из кольцевого пространства.

Проведение геофизических исследований: перед спуском обсадной колонны необходимо выполнить инклинометрию и кавернометрию. Эти методы позволяют оценить степень искривления ствола и возможные отклонения его диаметра от проектного. Полученные данные используют для установки центрирующих устройств: в зонах искривлений - через каждые 10 метров, на прямолинейных участках - через 50 метров. В кавернозных интервалах рекомендуется дополнительно применять турбулизаторы, устанавливаемые совместно с центратором на 1-1,5 м выше него, для повышения эффективности вытеснения бурового раствора цементом.

Применение эффективной буферной жидкости: вместо технической воды необходимо использовать буферные жидкости с пониженной вязкостью, обеспечивающие лучшие вытесняющие свойства. При этом важно, чтобы плотность и вязкость буферной жидкости находились в пределах между аналогичными показателями бурового и цементного растворов.

Расхаживание колонны в процессе цементирования: во время закачки цементного раствора следует выполнять возвратно-поступательные движения обсадной колонны, что способствует равномерному распределению цемента и улучшению контакта цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

Использование тампонажных растворов с разной плотностью: при цементировании рекомендуется применять облегченный состав в верхней части колонны и раствор стандартной плотности в нижней. Такой подход снижает избыточное давление на слабые пласты и способствует улучшению качества

крепления.

Для повышения надежности крепления эксплуатационных колонн были разработаны расширяющиеся тампонажные растворы с регулируемыми технологическими свойствами, включающими следующие типы добавок:

1. Пластификаторы на основе поликарбоксилатов – применяются для повышения текучести цементного раствора, что способствует лучшему вытеснению бурового раствора. При этом они обладают свойством замедлять процессы схватывания, что учитывается при подборе рецептуры.

2. Фильтрационные модификаторы – необходимы из-за высокой фильтрации жидкости затворения в наклонных участках скважин и в зонах с проницаемыми породами. Для этой цели используются добавки на базе гидроксипропилцеллюлозы, снижающие водоотдачу цементного раствора.

3. Компоненты расширяющего действия – предотвращают усадку цементного камня при его затвердевании. Основу этих добавок составляют оксиды кальция и магния, которые безопасны для контакта с обсадными колоннами и породами, так как создаваемое ими избыточное давление не превышает 1–2 МПа.

4. Ускорители схватывания – применяются для нивелирования замедляющего эффекта от использования пластификаторов. К числу таких добавок относятся, например, хлорид кальция (до 3%) и хлорид натрия (до 2%).

Эти компоненты обеспечивают высокое качество цементирования за счёт улучшенной прокачиваемости, минимальной усадки цемента и контролируемых сроков твердения.

Для улучшения герметичности изоляции и эффективного разобщения продуктивных и водоносных пластов в необсаженной части скважинного ствола устанавливаются специальные технологические элементы на эксплуатационной колонне. В частности, в зоне перфорации через каждые 4 метра размещаются скребки, которые очищают стенки от загрязнений. В местах входа и выхода из кавернозных зон дополнительно устанавливаются турбулизаторы, способствующие более качественному вытеснению бурового раствора цементным раствором. Для повышения качества цементирования в состав тампонажного раствора, заливаемого под эксплуатационную колонну, добавляются компоненты, уменьшающие водоотдачу и коэффициент трения.

При цементировании под кондуктор вводится хлорид кальция (CaCl_2), способствующий ускоренному набору прочности цементного камня.

Чтобы избежать проявлений пластовых вод, бурение осуществляется с соблюдением противодействия, создаваемого столбом бурового раствора, в соответствии с технологическими требованиями, изложенными в пункте 10.2 ЕТП.

4.7 Комплексная система оценки качества цементирования и управления рисками

Один из ключевых этапов, оказывающих решающее влияние на качество строительства скважин, — это обеспечение прочного закрепления их стенок.

Надёжность крепления скважины определяется совокупностью факторов, среди которых ключевую роль играет качество используемого цементного раствора. Как правило, после завершения бурения в скважину спускается обсадная колонна, а зазор между её внешней поверхностью и стенками ствола заполняется тампонажным составом [88].

Цель этой операции - герметизация интервалов между пластами для предотвращения межпластовых перетоков нефти, газа и воды. Эффективное цементирование обсадной колонны способствует надёжному контролю за процессами разработки нефтегазовых залежей.

К основным признакам качественно выполненного цементирования можно отнести:

- обеспечение подъема цемента до заданного уровня в затрубном пространстве;
- обеспечение сплошной и прочной структуры цементного камня на всём участке, предусмотренном для крепления;
- достижение равномерного заполнения затрубного пространства без образования пустот и каналов;
- надёжное адгезионное соединение цементного камня с обсадной колонной и горными породами.

Исследования подтверждают, что на результативность цементирования влияет целый ряд факторов — от выбора цементного состава до особенностей конструкции скважины и точности центровки обсадной колонны.

Для эффективного анализа качества крепления и своевременного выявления потенциальных рисков и аварийных ситуаций необходим комплексный подход. Применение современных аналитических инструментов, цифровых технологий, а также учет наработок ведущих мировых компаний позволяет значительно повысить точность диагностики. Особенно полезным в этом процессе является использование методов акустической цементометрии и ультразвукового каротажа, которые дают возможность объективно оценить состояние как цементного камня, так и обсадной колонны, независимо от типа применённого цемента [89].

В связи с изложенным, данная работа направлена на изучение вопросов, связанных с оценкой качества цементирования и анализом вероятности возникновения осложнений при укреплении стенок скважин.

Данные, полученные с помощью АКЦ, позволяют количественно оценить качество цементирования и представить результаты в удобной для понимания форме. В рамках данной работы выполнен анализ акустических данных, полученных из одной из газовых скважин, а также предложен подход, позволяющий комплексно оценивать качество цементирования и выявлять потенциальные риски, связанные с нарушениями целостности цементного кольца.

Для реализации поставленных задач применены математические методы обработки данных, обеспечивающие интеграцию оценки качества

цементирования с прогнозированием вероятных аварийных ситуаций в единую аналитическую систему.

Обзор литературы и проведённые исследования подтвердили, что создание и внедрение новых эффективных и экологичных тампонажных материалов, а также добавок для улучшения свойств цементных растворов, основываются на глубоком теоретическом и экспериментальном изучении их характеристик. Это значительно помогло лучше понять процессы и оптимизировать составы цементных смесей [90,91].

Анализ научной литературы показывает, что за последнее время накоплено множество исследований, направленных на улучшение технологий и технических средств для повышения прочности крепления стенок скважин при бурении.

В работе акцент сделан на исследовании влияния химических добавок на характеристики цементных растворов, а также на использовании волокнистых материалов, полученных в результате переработки промышленных отходов. Научные исследования и инженерные разработки, осуществляемые в профильных научных центрах, высших учебных заведениях и на производственных объектах, способствовали созданию широкого спектра новых рецептур цементных композиций. Из-за большого разнообразия геолого-физических условий бурения сложно определить единственно оптимальный состав, поэтому универсальная технология крепления стенок пока не создана. В связи с этим исследования разделяются на несколько направлений.

Одно из направлений включает комплекс мероприятий по регулированию фильтрационных и водоотделительных свойств растворов, их реологических характеристик, времени загустевания и схватывания, а также повышению устойчивости к оседанию.

Одним из актуальных направлений исследований является изучение влияния различных типов волокон на реологические характеристики цементных растворов. В рамках этих работ рассматриваются волокнистые материалы, полученные из отходов коврового производства, использованных рыболовных сетей, полых микросфер и других вторичных ресурсов. В ряде экспериментальных исследований анализировалась целесообразность применения переработанных нейлоновых волокон, извлечённых из промышленных отходов, в качестве армирующей добавки к различным вяжущим системам, включая цементные растворы, гипсовые и бетонные составы.

Эти работы подчёркивают растущий интерес учёных к поиску способов улучшения характеристик материалов за счёт добавления экологически безопасных и экономически выгодных волокон, полученных из вторичного сырья. В процессе экспериментов изучались растворы с различными концентрациями волокон и их геометрическими параметрами, а также проводилось сравнение с неармированными составами и данными,

опубликованными в специализированной литературе. Эта группа исследований, в частности посвящена оценке качества цементирования и анализу рисков, связанных с дефектами цементного слоя [92,93].

Полученные результаты показали, что повреждения обсадной колонны и цементного камня в нефтяных и газовых скважинах могут вызвать серьёзные экологические проблемы, такие как выброс метана в атмосферу и загрязнение подземных вод. Для получения точной статистики по повреждениям был проведён анализ 75 505 отчетов по 41 381 традиционной и нетрадиционной скважине в штате Пенсильвания, пробуренной в период с 2000 по 2012 год.

По статистическим данным, в регионе эксплуатационные осложнения, связанные с цементированием и состоянием обсадной колонны на скважинах, разрабатываемых с целью добычи сланцевого газа, фиксируются примерно в шесть раз чаще, чем на традиционных скважинах. Для прогнозирования вероятности возникновения таких дефектов применялась модель пропорциональных рисков Кокса — метод, широко используемый в медицинских исследованиях благодаря высокой точности прогностических результатов.

Интересно отметить, что данная модель может быть эффективно адаптирована и к задачам в иных отраслях. В работе [94] выполнено сравнение результатов, полученных при использовании модели Кокса в трёх аналитических средах: SPSS (Statistical Package for the Social Sciences), языке программирования R и российской платформе Loginom. Главной особенностью предложенной вероятностной модели является возможность оценки риска возникновения события при недостаточности данных, а также выделение ключевых факторов, влияющих на вероятность его реализации. При помощи данной модели проведён анализ распределения рисков и их изменения во времени и пространстве, что позволило выявить значимые временные и географические различия в уровне опасности.

Анализ динамики потери герметичности и структурной целостности скважин показывает, что при сравнении старых и новых скважин не удаётся получить однозначные выводы. Предполагается, что с возрастом скважины, по мере износа цемента и обсадной колонны, вероятность появления дефектов возрастает. На основе этого предположения авторы считают, что с течением времени повышается как риск ухудшения состояния цементного кольца и обсадной колонны, так и вероятность того, что эти проблемы будут выявлены в ходе проверок, благодаря накоплению дополнительных данных о состоянии скважины.

Например, скважина, эксплуатируемая в течение трёх лет, по логике должна иметь более полную историю инспекций, чем новая скважина возрастом один год. Это увеличивает вероятность обнаружения дефектов в более старой скважине несмотря на то, что фактическое техническое состояние может быть сравнимым. Для получения достоверной оценки качества цементирования и выявления потенциальных рисков требуется проведение анализа данных,

полученных в результате акустического каротажа. Этот метод позволяет детально определить текущее состояние цементного кольца в скважине [95].

На рисунке 4.12 представлена обобщённая модель системы управления рисками. В этой системе ключевую роль играет блок анализа и оценки рисков, являющийся важной составляющей всей структуры. Вопросы построения системы, сложности, связанные с идентификацией потенциальных угроз, а также методы количественной оценки вероятности и последствий различных событий [96] активно обсуждаются в научной литературе. В большинстве существующих подходов к оценке риска основное внимание уделяется анализу устьевого оборудования и элементов, находящихся внутри скважины.



Рисунок 4.12 – Схема системы анализа и управления рисками

Компоненты, присутствующие в скважине, различаются в зависимости от типа оцениваемой скважины и ее состояния. В некоторых случаях, например, по данным Patroni JM., Harrison MR. и Ellis PF. и др. расчёты проводились на основе данных, полученных в ходе исследований, выполняемых на скважинах, предназначенных для эксплуатации в качестве подземных газовых хранилищ. В этом контексте оценка рисков была непосредственно связана с операциями по капитальному ремонту скважин либо с проведением внутрискважинных работ, таких как повторный вход в ствол для восстановления или технического обслуживания.

Выброс при этом рассматривался как единственный вид отказа (или аварийной ситуации) в исследованиях, таких, как исследования Worth D.J. et al., Harrison M.R. и Ellis P.F. и Abimbola M. и др. Wickenhauser P.L. и др.

Некоторые исследователи рассматривали вероятность возникновения отказов в течение определённого временного интервала или при проведении одной конкретной операции. Часть научных работ была посвящена оценке экологических рисков, особенно в отношении скважин, используемых для добычи жидкости или подвергаемых процедурам гидроразрыва пласта. Так, Liu R. и соавторы, а также Worth D.J. и коллеги занимались количественной оценкой таких рисков. Часто при этом совокупные затраты на снижение разных видов риска объединялись для получения единой обобщённой оценки, позволяющей рассчитать экономический риск — как правило, выражаемый в денежном эквиваленте на годовую эксплуатацию одной скважины.

Данный подход применялся в исследованиях Wickenhauser P.L., Abimbola M., Worth D.J. и других, что обеспечивало возможность проводить сравнение различных сценариев технического обслуживания на основе комплексной оценки потенциальных последствий.

Alvarenga T.V. в своей работе представил матричную модель, в которой отдельно оценивались частота возникновения событий и тяжесть их последствий. Для более общего сравнения уровней риска также возможно использовать качественные подходы путём классификации количественных показателей по установленным границам, как это показано в ряде работ.

В целом, проведённый краткий обзор показывает активную научно-техническую деятельность, направленную на разработку и совершенствование как тампонажных материалов, так и методов цементирования. В этом направлении ведётся работа как в исследовательских институтах и проектных организациях, так и на уровне практиков. Среди ведущих компаний в данной области остаются такие международные фирмы, как MI Drilling Fluids Ltd., Baroid, Weatherford, Schlumberger, а также российские предприятия, продолжающие вносить вклад в развитие современных буровых и цементных технологий.

На сегодняшний день в составе современных цементировочных систем часто присутствуют армирующие компоненты - волокна и упругие частицы, способствующие повышению прочности и устойчивости цементного камня к значительным механическим воздействиям. В наиболее инновационных системах применяются так называемые «умные» материалы, способные реагировать на внешние воздействия: при повреждении цементного слоя и контакте с водой или пластовой жидкостью такие компоненты разбухают, восстанавливая герметичность и обеспечивая повторную изоляцию продуктивных пластов. Главная задача внедрения подобных технологий заключается в обеспечении долговременной устойчивости цементной оболочки в различных геолого-технических условиях, а также в эффективном предотвращении межпластовых перетоков на протяжении всего жизненного цикла скважины.

Ретроспективный анализ последних научных работ показывает явную тенденцию замены устаревших технологических решений более современными - эффективными, экологически безопасными и экономически обоснованными. Однако вопрос подбора оптимальных составов цементных смесей, учитывающих широкий спектр факторов - от специфики месторождения и геологии до доступности материалов, - по-прежнему остаётся актуальным.

При этом требуется разработка системного подхода, который будет учитывать разнообразные геолого-технические условия, в которых применяются тампонажные растворы. Прежде всего, такие исследования должны быть сосредоточены на формировании научно обоснованных методов подбора и регулирования составов, применении экологически безопасных, экономически эффективных и легко доступных материалов, пригодных для армирования цементных смесей, а также на определении оптимальных условий и сфер их практического использования. Кроме того, исследования должны включать в себя изучение новых процессов и эффектов, ранее не зафиксированных в практической деятельности, а также выявление причин, по которым прежние подходы оказались недостаточными, с целью восполнения пробелов в понимании проблемы обеспечения надёжной фиксации стенок скважин.

Как показывают результаты проведённых исследований, на каждом этапе применяются свои специфические подходы, инструменты и принципы анализа. Изучение научной и технической литературы, посвящённой рассматриваемой теме, дало возможность отследить, как развивались исследования по улучшению качества цементирования в различных научных и производственных организациях, и на основе полученных данных сделать соответствующие выводы.

Следовательно, задача повышения надёжности цементирования скважин и минимизации рисков, связанных с его неудовлетворительным качеством, остаётся актуальной и значимой при строительстве объектов нефтегазовой отрасли.

Основой для данного анализа послужили результаты, в которых удалось установить взаимосвязь между количественными данными акустического каротажа и качественными характеристиками цементирования, выраженными в описательной форме. Материалы, полученные в результате наблюдений на месторождениях, легли в основу оценки вероятности осложнений. Информация, полученная в результате полевых наблюдений на месторождениях, легла в основу анализа вероятности возникновения различных технологических осложнений.

Контроль качества цементирования эксплуатационных колонн осуществляется на всех новых скважинах. В действующих (ранее пробуренных) скважинах такие оценки проводятся по мере необходимости или в рамках проведения геолого-технических мероприятий.

В таблице 4.5 представлены сводные статистические данные по результатам акустического каротажа во вновь пробуренных скважинах одного из месторождений. Эти данные характеризуют качество крепления

эксплуатационных колонн в пределах продуктивных пластов за разные годы, что также наглядно показано на соответствующих графиках 4.13 и 4.14.

Таблица 4.5 – Объем и результаты АКЦ в интервале продуктивных пластов по годам

Год	Качество цементирования			
	высокое	хорошее	низкое	некачественное
2015	43,6	35,9	18,6	1,9
2016	46,5	34,6	18,4	0,5
2017	51,3	34	14,7	0,1
2018	54,5	31,7	13,6	0,2
2019	77,5	17,9	4,4	0,2

Как известно, риск в любой конкретной ситуации представляет собой совокупную характеристику, объединяющую возможные последствия принятого решения и вероятность их наступления. Связь между этими двумя параметрами часто отображается в виде гиперболической зависимости, которая известна как кривая постоянного риска. Такая кривая строится в координатной плоскости, где по одной оси откладывается вероятность, а по другой - степень последствий.

На основании сведений, представленных в таблице 4.5, были сформированы кривые постоянного риска для различных временных отрезков на анализируемом месторождении. Построенные графики, отражающие эти зависимости, представлены на рисунке 4.15.

Графические данные были проанализированы с применением статистических методов, что позволило получить аналитические выражения, аппроксимирующие выявленные зависимости.

В результате анализа установлены гиперболические соотношения, описываемые формулой (4.6):

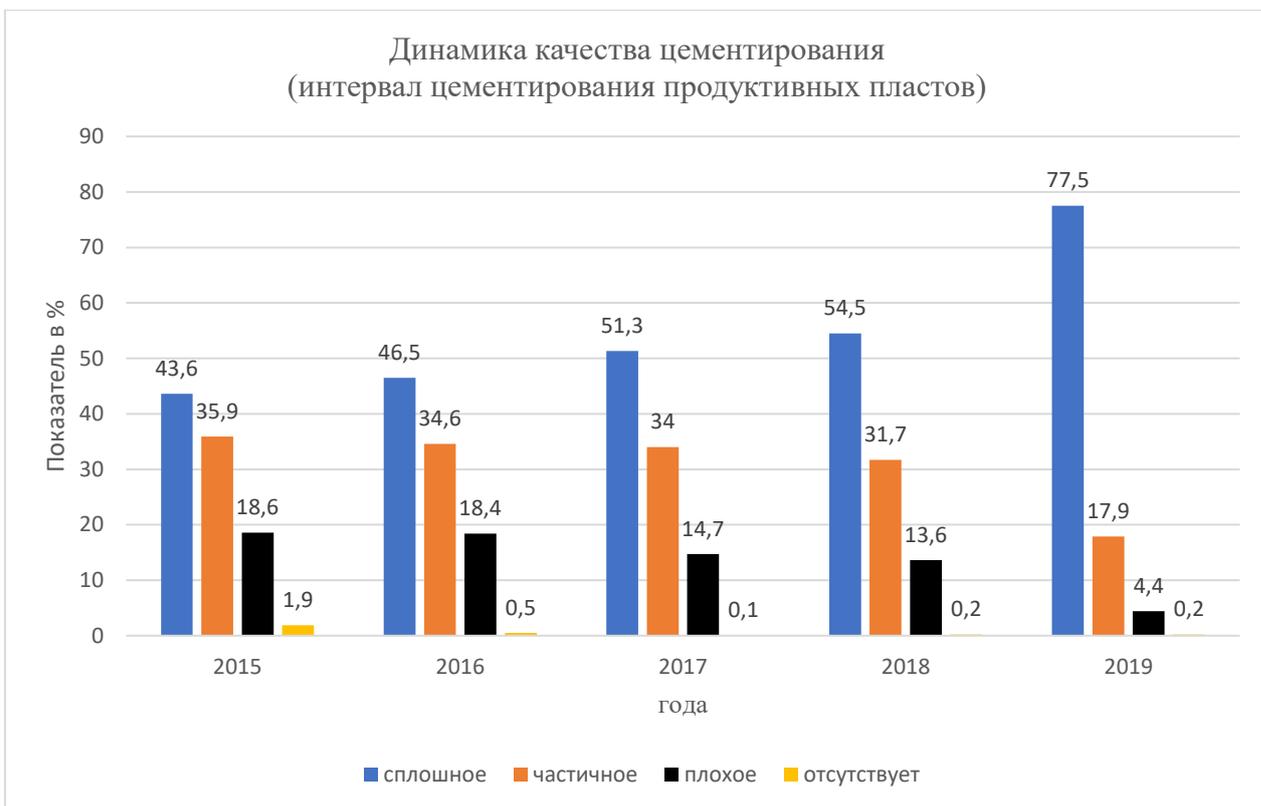


Рисунок 4.13 – График изменения эффективности цементирования продуктивных пластов в 2015–2019 годах



Рисунок 4.14 – Динамика показателей цементирования по всему интервалу эксплуатации колонны в период 2015–2019 гг

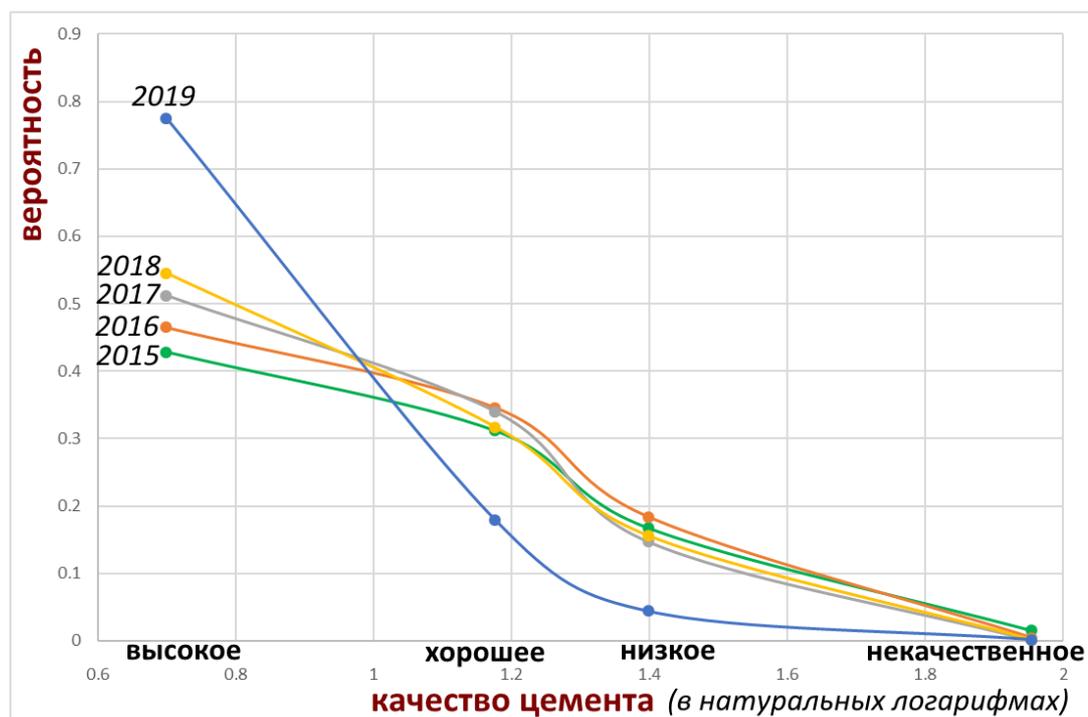


Рисунок 4.15 - Корреляция вероятности и возможных последствий (кривые постоянного риска некачественного цементирования) рассматриваемого месторождения в разное время

$$p=R/K^b, \quad (23)$$

где:

p - частота возникновения исследуемого события, то есть оценка вероятности его наступления,

K - масштаб последствий, трактуемый как уровень качества цементирования,

R - уровень риска, обусловленного некачественным цементированием.

На графиках числовые значения, соответствующие качеству цементирования, получены на основании результатов акустического каротажа цементирования (АКЦ). Им присвоены следующие интерпретации:

- 0–10 баллов — высокое качество цементирования,
- 10–20 — хорошее качество,
- 20–30 — низкое качество цементирования (слабое сцепление),
- 30–150 — отсутствие надежного цементирования (высокая вероятность дефектов).

Конкретные параметры выявленных зависимостей сведены в таблицу 4.6.

Кривая риска, о которой шла речь ранее, служит визуальным инструментом для разграничения двух основных зон на графике: области допустимого риска и зоны недопустимого (опасного) риска, как это представлено на рисунке 4.16.

Таблица 4.6 – Статистический анализ проведенной по частоте и последствия возникновения осложнений

Год	$p=R/(\ln K)^b$
2015	R=0.2512; b=3.009
2016	R=0.2477; b=4.131
2017	R=0.2188; b=5.556
2018	R=0.2362; b=5.013
2019	R=0.1847; b=5.633



Рисунок 4.16 - Кривая постоянного риска и скважины, попавшие в разные области – приемлемого и неприемлемого риска некачественного цементирования

В данном контексте область приемлемого риска отражает такой уровень вероятности и последствий, с которым организация или лицо, принимающее решения, готовы согласиться. Это возможно при условии, что риск поддается контролю, последствия могут быть минимизированы или устранены при необходимости, потенциальная выгода превышает возможные потери.

Зона недопустимого риска включает ситуации, где даже при низкой вероятности наступления события, ущерб может быть критическим (например, прорыв флюидов, загрязнение водоносных горизонтов, аварийное вскрытие пласта и т.п.), и такие риски требуют немедленного исключения или снижения до безопасного уровня.

Таким образом, кривая риска не только служит границей между зонами, но и помогает приоритетно распределить ресурсы для предупреждения осложнений, повышения надёжности цементирования и обеспечения безопасности эксплуатации скважин.

В этом отношении представляет интерес практика специалистов компании Weatherford, накопленный в области управления рисками при спуске оборудования в скважины. Экспертами этой организации предложены методы и условия, позволяющие повысить безопасность операций и обеспечить надежное закрепление обсадных колонн.

Как уже указывалось, статистический анализ, проведённый по частоте и последствиям возникающих осложнений, позволил выявить зависимость между этими параметрами с учётом качества цементирования. Данная связь представлена в таблице 4.6.

Для определения уровня допустимости риска требуется информация о:

- значениях показателей акустического каротажа и результатах их интерпретации в терминах качества цементирования;
- статистике частоты возникновения событий, связанных с нарушением качества цементирования.

Дополнительно были собраны сведения о конкретных скважинах, что позволило установить их положение относительно кривой постоянного риска, как это продемонстрировано на рисунке 4.16.

Важно подчеркнуть: ключевым аспектом оценки рисков является возможность практического использования результатов анализа для формирования рекомендаций о необходимых мерах по снижению потенциальных угроз. Согласно подходу к допустимости рисков, разработанному британским исполнительным комитетом по вопросам охраны труда и промышленной безопасности, а также признанному во многих странах, решения о допустимости риска принимаются с учётом приближенности оценки к реальным условиям эксплуатации. В этой системе различают:

- риски, которые можно игнорировать как незначительные;
- риски, которые неприемлемы и требуют вмешательства;
- риски, которые считаются допустимыми при достижении баланса между выгодами и мерами по их ограничению.

Выводы по разделу 4

1. Проанализированы типы тампонажной техники, применяемой при цементировании скважин, и определены технологические параметры, влияющие на эффективность разобщения пластов.

2. Разработана технология смешивания компонентов, предусматривающая дозированное введение 10–20% порфирита и 2–4% СаО в цементную матрицу ПЦТ 1–100 с обеспечением равномерного распределения и стабильности смеси.

3. Установлено, что применение модифицированного цементного раствора с порфиритом и СаО обеспечивает более полное разобщение пластов за счёт повышения адгезии и снижения проницаемости цементного камня.

4. Результаты лабораторных испытаний показали, что прочность цементного камня увеличивается на 15%, проницаемость снижается до 0,09 мД, водоотделение уменьшается на 30% при содержании порфирита 15% и СаО 3%.

5. Эффективность тампонажной смеси подтверждена повышением прочности цементного камня, снижением водоотделения и повышением сцепления с обсадной колонной, что улучшает изоляцию проницаемых пластов в условиях месторождений Западного Казахстана.

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Краткие выводы по результатам диссертационных исследований. Проведённые в промышленных условиях исследования на соответствие качества использования цементного раствора, а также анализ данных акустического каротажа цементирования (АКЦ) подтвердили, что технология контроля параметров цементного раствора не нарушалась. Результаты показали, что разработанная рецептура тампонажной смеси, содержащая в качестве расширяющейся добавки оксид кальция и порфирита, исключает отклонения, способные повлиять на прочность и герметичность цементного камня. Это говорит о хорошо налаженном технологическом процессе и позволяет рассматривать использованную методику как эффективное средство для обеспечения надёжного крепления скважин.

Также, проведенные исследования по разработке эффективного состава буферной жидкости на основе 0,2 % водного раствора полиакриламида, с целью очистки стенок скважины от фильтрационных глинистых корок, обеспечивает лучшее сцепление тампонажного раствора с горными породами и обсадными трубами, обеспечивает решение комплекса проблем по подготовке стволов скважин к цементированию.

Также, комплексное изучение всех перечисленных компонентов позволяет определить их вклад в повышение надежности крепления скважин и долговечности эксплуатации цементного кольца.

Оценка полноты решений поставленных задач. Все задачи, поставленные в рамках диссертационного исследования, решены в полном объеме и в соответствии с поставленной целью работы.

В ходе исследования проведена всесторонняя оценка влияния различных компонентов цементного раствора и буферной жидкости на качество крепления скважин в сложных горно-геологических условиях. Достигнуты обоснованные научные и практические результаты, подтвержденные лабораторными испытаниями. Полученные данные подтверждают эффективность предложенных технических решений и их применимость в условиях Западно-Казахстанского региона.

Разработка рекомендаций и исходных данных по конкретному использованию результатов. В рамках диссертационной работы разработаны практические рекомендации по применению 0,2 % высоковязкого водного раствора полиакриламида в качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн. Установлено, что использование данной композиции способствует эффективному удалению остатков бурового раствора с поверхности горных пород, улучшает условия сцепления тампонажного камня с колонной и породами, а также повышает герметичность затрубного пространства. Рекомендуется применять 0,2 % раствор полиакриламида в условиях многопластовых разрезов с проницаемыми породами, особенно при наличии неоднородного строения пласта и повышенного риска межпластовых перетоков. Наиболее целесообразно внедрение технологии в скважинах Западно-

Казахстанского региона, где характерны сложные горно-геологические условия и высокая потребность в надежной изоляции продуктивных горизонтов.

Оценка технико-экономической эффективности внедрения. Оценка технико-экономической эффективности внедрения предложенных технологических решений показала их высокую целесообразность для промышленного применения (приложение Д). Использование 0,2 % водного раствора полиакриламида в составе буферной жидкости, и оптимизация цементного раствора с добавлением ОПП обеспечивают повышение качества цементирования, улучшение герметичности затрубного пространства и снижение риска межпластовых перетоков. Это, в свою очередь, позволяет значительно сократить затраты на проведение повторных операций по ремонту и восстановлению изоляции, а также увеличить срок службы скважин. Повышение надёжности крепления обсадных колонн снижает вероятность аварийных ситуаций и простоев, что делает внедрение разработанной технологии экономически выгодным и технически оправданным решением.

Оценка научного уровня выполненной работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области. Полученные результаты исследования сопоставимы с лучшими достижениями в области цементирования скважин и обеспечивают качественное разобщение многопластовых залежей в сложных горно-геологических условиях.

В отдельных аспектах предложенные технологии применения отсева порфиритового порошка и высоковязкого раствора полиакриламида превосходят существующие аналоги за счет улучшения прочностных характеристик тампонажного камня и повышения герметичности затрубного пространства.

Впервые была разработана комплексная методика оценки влияния расширяющихся добавок, газоблокирующих компонентов и буферных жидкостей на качество крепления обсадных колонн, с учётом геолого-технических условий Западно-Казахстанского региона.

Таким образом, проведённое исследование соответствует актуальным научно-техническим требованиям и вносит весомый вклад в совершенствование технологий цементирования скважин.

Все задачи, поставленные в рамках диссертационного исследования, решены в полном объеме:

1. Исследован процесс расширения тампонажного раствора, содержащего оксид кальция и порфирит, с целью улучшения качества крепления скважин.

2. Проведено комплексное исследование воздействия различных компонентов газоблокирующих добавок на технологические характеристики тампонажного раствора, а также на прочностные свойства цементного камня, формирующегося при креплении газовых скважин. Обоснована эффективность применения модифицирующих добавок в составе тампонажных смесей, представлена их классификация и дана оценка влияния на реологические свойства раствора и физико-механические параметры затвердевшего цементного камня.

3. Разработаны рекомендации и исследовано влияние применения 0,2% высоковязкого водного раствора полиакриламида как буферная жидкость на качество крепления обсадных колонн.

4. Разработаны и исследованы новые материалы и химические реагенты, используемые в составе тампонажных растворов, влияющие на улучшение качества крепления скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Efendiyev G.M., Moldabayeva G.Z., Buktukov N.S., Kuliyeв M.Y. Comprehensive cementing quality assessment and risk management system // SOCAR Proceedings.-2024.- №4.- P.42-47.
- 2 Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин». – Краснодар: Издательство Юг.-2013. – С. 115–250.
- 3 Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. –М.: ОАО «ВНИИОЭНГ».- 2007. –№. 1. – 598 с.
- 4 Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2 частях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ».- 2008. – №2. – 555 с.
- 5 Бакир Д.Л. Разработка буферной жидкости для повышения качества крепления скважин, пробуренных с применением растворов на углеводородной основе. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.– 2015.- №10.- С.32-36.
- 6 Барановский В.П., Колесников П.И., Катенов Е.П. Применение новых рецептур буровых и тампонажных растворов при бурении и цементировании скважин в зонах АНПД / Бурение и нефть. – 1994. - №.- С.18-19.
- 7 Бурунов М.Д., Умедов Ш.Х., Комилов Т.О., Санетуллаев Е.Е. Исследование закономерностей процесса структуризации промывочных жидкостей на основе полимерных реагентов / Вестник. ТашГТУ. – Т.- 2018. – №2. – С.189–194.
- 8 ГОСТ 26798.1-85 Цементы тампонажные. Методы определения растекаемости, плотности, водоотделения, времени загустевания и сроков схватывания.
- 9 Еленова А.А. Разработка комплексной добавки для ускоренного твердения цементного камня / Дисс. канд.техн.наук.- М.-2017. - 164 с.
- 10 Катеев Р.И. Облегчающая добавка для тампонажных растворов / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 47 – 49.
- 11 Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно – активных средах. – СПб. – 2005. – 318 с.
- 12 Агзамов Ф.А., Галимов И.М., Аль-Сельви Мухамед. Исследование буферных жидкостей для повышения качества крепления скважин / Нефтяная провинция. – 2016. -№1 (5). - С. 65-72.
- 13 Ангелопуло О.К., Мередова Г. Суспензионные реагенты для буровых и тампонажных растворов. // Газовая промышленность. – 2008.- №7, - С.44-49.
- 14 Гасумов Р. А., Пономаренко М. Н., Мосиенко В. Г. Крепление скважины с временным блокированием призабойной зоны продуктивного пласта / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. - С 56-58.

15 Казаков Е.Г., Корнеев Н.С. и др. Формирование структуры цементного камня и его разрушение в зависимости от условий бурения и эксплуатации скважин // Бурение и нефть. – 2006. – №1. – С.36–37.

16 Каримов Н.Х. Разработка рецептур расширяющихся тампонажных цемента // Обзорн. инф.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1980. – 48 с.

17 Николаев Н.И., Лю Хаоя., Кожевников Е.В. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело.-2016 - №18. – С.16-22.

18 Гусманова А.Г., Кулиева А.Ю., Кулиев М.Ю. К вопросу проектирования профилей боковых стволов / Сборник трудов V Международной заочной научно – практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники».- У.-2012.- Т. 1.- С. 26-28.

19 Каримов Ш.А., Рузманов Ф.Б. и др. Повышение качества крепления скважин для разобщения пластов в нефтяных и газовых скважинах. Сборник материалов. – 2022. –93 с.

20 Каримова И.Н. Разработка облегченных расширяющихся тампонажных цемента для крепления скважин: Дис. кандидата технических наук. – У.- 2004. – 174 с.

21 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / учебное пособие для вузов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр».- 2000. – 677 с.

22 Беляев К.В. Повышение трещиностойкости облегченного тампонажного камня конструкции нефтегазовой скважины: Дис...канд. тех. наук. -2003. – 125 с.

23 Гурджиев А. Г. Тампонажные растворы с расширяющей добавкой / А. Г. Гурджиев / Бурение и нефть. – 2007. – № 3. – С. 36 – 37.

24 Булатов А.И., Долгов С.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: «Дом-Юг».- 2015. – 675 с.

25 Кривобородов Ю.Р. Тампонажный цемент для скважин с аномально высокими пластовыми давлениями // Техника и технология силикатов.-1999. – № 1(2). – С. 4 – 7.

26 Кулиев М.Ю. К вопросу улучшение качества крепления скважин. / Материалы Международной научно-практической конференции «Развитие науки и техники в освоении недр Казахстана», посвященной 90-летию академика Ш.Есенова.- Алматы.-2017.-С. 26-27.

27 Ефимов Н.Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР // Инженерная практика. –2011. –№07.– С. 99.

28 Детков В. П. Влияние буферной жидкости на качество крепления скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ.– 2003. – № 3. – С. 33 – 39.

29 Калинин А.Г. Практическое руководство по технологии бурения скважины. – М.: «Недра».- 2001. – С.379–386.

30 Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х., Комилов Т.О., Мирсаатова Ш.Х. Вскрытие продуктивного пласта с применением пен / Технологии нефти и газа. Научно-технический журнал. – М., 2017. – №4. – С.35–39.

31 Кулиева А.Ю., Мұрабек Ж.И., Кулиев М.Ю. Забуривания вторых стволов в аварийной скважин. // Материалы Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения», (Акрамходжаевские чтения).- 2023.- С. 377-380.

32 Баямирова Р.У., Тогашева А.Р., Жолбасарова А.Т., Бисенгали М., Кунаева Г.А., Кулиев М.Ю., Бөрібек Ш.И. Обессоливание нефтеконденсатной смеси с учетом осложняющих факторов (Scopus). // Вестник КазНИТУ, ISSN 1680-9211.-2020.- № 5(141).- С. 88-94.

33 Гасумов Р. А , Пономаренко М. Н., Мосиенко В. Г. Тампонажный раствор с улучшенными основными физико-механическими свойствами для цементирования колонн в условиях поглощений промывочной жидкости / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-2007.-№ 9 . – С. 62- 65.

34 Гасумов Р. А., Климанов А. В. , Мосиенко В. Г. , Нерсесов С. В. , Пономаренко М. Н. Разработка и исследование рецептур тампонажных растворов для цементирования скважин в условиях АНПД Материалы V региональной научно-технической конференции «Вузовская наука — Северо-Кавказскому региону» - С.- 2001. - С 35-36.

35 Кривошей А. В. Разработка расширяющихся тампонажных смесей для низких и умеренных температур // Нефт. хоз – во. – 2005. – № 4. – С. 36 – 37.

36 Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. П.- 2007. - 189 с.

37 Аймуратов Ш.А., Рузманов Ф.И. и др. Исследование и выбор состава тампонажной смеси для изоляционных работ / Республиканская научно-практическая конференция. 12 ноября.- Н.- 2021. – С. 138–143.

38 Ахрименко В. Е. Облегченные тампонажные растворы для цементирования высокотемпературных скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 5. – С. 31 – 36.

39 Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: «Просвещение – Юг».- 2010. – 520 с.

40 Васильев В.А. Теория и практика заканчивания скважин. Практикум. – Ставрополь: Изд-во СКФУ.-2016. – 44 с.

41 Вяхирев В.И. Расширяющиеся тампонажные цементы Вяхирев / В.И, Ипполитов В.В., Фролов А.А. и др. – М.: ИРЦ Газпром.- 1998. – 52 с.

42 Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. - Перм. гос. техн. ун-т. Пермь.-2007. - 189 с.

43 Акерафен М.О. Оценка пропускной способности канала (щели) между обсадной колонной и цементным камнем, возникающего при опрессовке колонн / Нефтяное хозяйство. – 2009. – №12. – С.77–79.

44 Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: НИИ Нефтегазовой промышленности.- 1995. –С. 452–474.

45 Ешмуратов А.Б., Орипов А.А., Пышненко Д.Н., Шукуров С.С. Исследование тампонажного раствора с целью получение облегченной смеси для эффективной изоляции водопритоков // Экономика и социум.-2025.-№6(133)-2.- С. 1377-1382.

46 Комилов Т.О., Рахимов К.А. Состав тампонажных растворов, применяемых для изоляции водопритоков на месторождениях Устюртского региона // Республиканская научно-практическая конференция. – Нукус.- 2021. – С. 155–159.

47 Кулиев М.Ю., Акрамов Б.Ш., Сейдалиев А.А. Использование полимерно-тампонажной смеси в целях крепления скважин // Нефть и газ.- 2025. - №1.- С. 270-278.

48 Кулиев М.Ю., Иманалиев Б.М., Садуакасов Д.С. Влияние состава тампонажных растворов на качество крепления скважин // Нефть и газ.- 2025. - №2.- С. 74-82.

49 Рахимов К.А., Аймуратов Ш.А. и др. Тампонажная смесь на основе местного сырья крепления обсадных колонн // Научная конференция. – Т.-2023. – 478 с.

50 Кулиев М.Ю. Приготовление цементных растворов с замедлителями сроков схватывания. // Материалы Международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» г.Актау, Изд. Nur-print.-2019.- Т.2.- С. 115-119.

51 Кулиев М.Ю. Улучшение качества цементирования обсадных колонн на месторождении Амангельды. // «Яркий пример преемственности научных традиций и верности профессии»: Сборник материалов XIV Международных научных Надировских чтений. – Атырау: Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева.-2022.- С. 190-194.

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

53 Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: дис. ... канд.техн.наук. – П. – 2016. – 144 с.

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

55 Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. Нефтегазовое дело. Санкт-Петербургский горный университет.– Спб.- Р.-2019. – Т. 236 – С. 194–200.

56 Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: «Недра».- 2003. – 106 с.

- 57 Куксов А.К. О совершенствовании методов повышения качества крепления скважин / Сб.тр.вНИЖРнефти "крепление и ремонт скважин".- 1990.
- 58 Умедов Ш.Х., Акрамов Б.Ш., Нуритдинов Ж.Ф., Комилов Т.О. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья // Наука и образование сегодня. – М.- 2020. – №10(57). – С. 18–22.
- 59 Кулиев М.Ю., Эфендиев Г.М. Опыт установки цементных мостов на месторождениях Мангистау. // Yessenov Science Journal, ISSN 1684-9299.-2019.- № 1(35).- С. 38-44.
- 60 Матякубов М.Ю., Паус К.А. и др. Анализ цементирования обсадных колонн // Технологии нефти и газа. Научно-технический журнал. – 2020. – №4 (129).– С. 29–34.
- 61 Регламент по оценке качества цементирования АО НК «КазМунайГаз».- 2016.- 18 с.
- 62 Мильштейн В.М. Цементирование буровых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг».- 2003. – 375 с.
- 63 Мильштейн В. М. Крепление скважин в различных условиях бурения // В. М. Мильштейн. – Краснодар: Просвещение-Юг.- 2007. – 135 с.
- 64 Кдырсиыкова Н.С., Есиркепов М.К., Кулиев М.Ю. Влияние кривизны ствола на результаты испытания пластов (ИП) при бурении наклонно – направленных скважин. // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции «Наука и современность.- Н.-2016.- С. 106-109.
- 65 Шамина Т.В. Применение новых эффективных буферных жидкостей – залог качественного цементирования обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. - №9.. - С.39-41.
- 66 Шуть К.Ф. Крепление скважин, ИЦ РГУ нефти и газа.- 2016.
- 67 Яковенко В.И. Экспериментальная оценка влияния процесса цементирования скважин на их относительную продуктивность Текст // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. -1999.- С.44-46.
- 68 Акрамов Б.Ш., Санетуллаев Е.Е. и др. Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью ГРП на примере нефтяного месторождения Северный Уртабулак / Современные научные исследования и инновации. – 2021. – №1(117). – С. 6–7.
- 69 Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаяев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Т.-ТюмГНГУ.- 2002. – 137 с.
- 70 Мирсаатова Ш.Х., Комилов Т.О. ,Санетуллаев Е.Е., Ешмуратов А.Б., Кулиев М.Ю., Нуритдинов Ж.Ф. Исследование микроструктуры промывочной жидкости с применением электронного микроскопа // Сборник трудов международной научно-практической конференции чтения Хошбахта Юсифзаде: «Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона».-2024.- С. 277-279.
- 71 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин РД 39-00147001-767-2000.- К.-НПО «Бурение».- 2000. – 278 с.

72 Патент. Авторское свидетельство. Способ установки цементного моста в скважине / Кульков А.Н., Ахметов А.А., Шарипов А.М., Кирыков Г.А., Хадиев Д.Н., Жуковский К.А. Патентообладатель Уренгойское производственное объединение имени С.А. Оруджева «Уренгойгазпром» Публикация патента: 20.03.2000 г.

73 Орешкин Д.В. Разработка облегченных и сверхлегких тампонажных материалов с полыми стеклянными микросферами для цементирования нефтяных и газовых скважин»: дис. ... докт. техн. наук.- 2003. – 360

74 Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн.: Изд. ТПУ.- 1997. - 46 с.

75 Сейдалиев А.А., Кулиев М.Ю. Способы установки цементных мостов на Мангистауских месторождениях / Материалы Международной научно-практической конференции «Развитие науки и техники в освоении недр Казахстана», посвященной 90-летию академика Ш.Есенова.- А.-2017.- С.32-34.

76 Смирнов А.В., Абрамов А.А., Куксов А.К. Цементирование обсадных колонн большого диаметра-через бурильные трубы //Нефтяное хозяйство- 1988. - № 2.

77 Умедов Ш.Х., Матякубов М.Ю., Рузманов Ф.И. Пути улучшения качества крепления скважин – ТашГТУ «Fan va texnjljgiylar nachriyot uyi». -2021. – 248 с.

78 Умедов Ш.Х., Рахимов А.А., Комилов Т.О. О разработке контейнера для доставки тампонажной смеси в зону поглощающего пласта // Булатовские чтения. IV Международная научно-практическая конференция. Сборник статей. – 2020. – Т 3. – С.155–156.

79 Умедов Ш.Х., Нуритдинов Ж.Ф., Ешмурадов А.Б., Санетуллаев Е.Е., Кулиев М.Ю., Рузманов Ф.И. Предупреждение прихвата бурильной колонны при бурении скважин в осложненных условиях на месторождениях Узбекистана / Сборник трудов международной научно-практической конференции чтения Хошбахта Юсифзаде: «Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона».-2024.- С. 285-287.

80 Умедов Ш. Х., Нуритдинов Ж. Ф., Кулиев М.Ю., Акрамов Б.Ш. Использование полимерно-тампонажной смеси для крепления скважин и изоляционных работ // Сборник трудов международной научно-практической конференции чтения Хошбахта Юсифзаде: «Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона».-2024.-С. 275-277.

81 Кулиев М.Ю. Технология установки цементных мостов на месторождениях Западного Казахстана. // Сборник трудов научно – практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий».-2023.- С. 1154-1158.

82 Рахимов А.К., Рахимов А.А., Рузманов Ф.И., Комилов Т.О. Повышение качества цементного раствора для крепи скважин // Материалы Республиканской научно-технической конференции «Инновационные разработки в сфере науки, образования и производства – основа инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли». – Т.- 2020. – С.486–487.

83 Кдырсиыкова Н.С., Мухамедов Б.А., Кулиев М.Ю., Есиркепов М.К. Забуривание новых стволов в глубоких скважинах // Сборник материалов XIV Международной научно-практической конференции «Наука и современность.- Н.-2016.-С. 118-122.

84 Комилов Т.О., Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х. Вскрытие продуктивного пласта с применением эффективной промывочной жидкости на основе ПАВ / Материалы Республиканской научно-технической конференции «Инновационные технологии освоения месторождений нефти и газа». – Т.-2017. – С.190–193.

85 Хисметов Т.В., Эфендиев Г.М., Джафаров К.А., Абдиров А.А. Анализ и оценка степени риска аварий при бурении скважин. Нефтяное Хозяйство.- 2009.- 10 с.

86 Нуkenов Д.Н., Кулиев М.Ю. Методы улучшение качества креплеия скважин на месторождении Северные Бузачи // Материалы научно-практической конференции «Мұнайгаз кешенінің өзекті мәселелері».- А.-2013 – №94.- Б. 43-43.

87 Комилов Т.О. Тампонажный раствор для цементирования нефтяных и газовых скважин / Булатовские чтения. IV Международная научно-практическая конференция. Сборник статей. – М.- 2020. – Т. 3. –С.157 –158.

88 Барановский В.П., Колесников П.И., Катенов Е.П. Применение новых рецептур буровых и тампонажных растворов при бурении и цементировании скважин в зонах АНПД / Бурение и нефть. – 1994. - №.- С.18-19.

89 Нуkenов Д.Н., Кулиев М.Ю. Методы улучшение качества креплеия скважин на месторождении Северные Бузачи // Материалы научно-практической конференции «Мұнайгаз кешенінің өзекті мәселелері».- А.-2013 – №94.- Б. 43-43.

90 Овчинников П.В. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. – М. «Недра-Бизнес-центр».-2002. – 115 с.

91 Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Куницких А.А. Результаты внедрени инновационной технологии цементирования нефтяных скважин на месторождениях Казахстана // Нефтяное хозяйство.- 2012.- №88.- С.108-110.

92 Шумилов А.В. Методика контроля качества цементирования по акустическому импедансу. Геофизика.- 2019.-№3.- С.60-64.

93 Нифонтова Ю.А., Клещенко И.И. Ремонт нефтяных и газовых скважин // Справочник (I, II часть). – Спб.- 2005. – 1460 с.

94 Эфендиев Г.М., Джафаров К.А. (2008). Анализ аварий при бурении и оценка риска их возникновения. Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле. 3.-2008.- С. 52-55.

95 Efendiyev G.M., Moldabayeva G.Z., Buktukov N.S., Kuliyeв M.Y. Comprehensive cementing quality assessment and risk management system // SOCAR Proceedings.-2024.- №4.- P.42-47.

96 Сейдалиев А.А., Кулиева А.Ю., Кулиев М.Ю. Определение пластового давления при вскрытии пласта горизонтальной скважиной / Сборник республиканской научно – практической конференции «Молодежь и модернизация Казахстана в условиях глобальной конкурентоспособности».- 2017.- С. 377-379.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт испытания

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель генерального
директора АО «Озенмунайгаз»

Ділмағамбет Н.С.



АКТ ИСПЫТАНИЯ

Мы, нижеподписавшиеся: от Каспийского университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова – кандидат технических наук, ассоциированный профессор Сейдалиев А.А., от АО «Озенмунайгаз» - Первый заместитель генерального директора Ділмағамбет Н.С., директор департамента бурения и капитального ремонта скважин Бөкенов С.М. настоящим актом по результатам испытания предложений, вытекающих из диссертационной работы, подтверждаем, что результаты диссертационной работы Кулиева Мурада Юсиф оглы по теме исследования «Совершенствование технологии бурения, обеспечивающей повышение качества крепления скважин на месторождениях Западного Казахстана» имеют практическую ценность.

Предложенный соискателем новый вид разработки состоит в установлении зависимости скорости и величины расширения цементного камня от температурных условий, концентрации расширяющей добавки и ингибиторов, реакции гидратации оксида кальция, в определении зависимости структурно-реологических и механических свойств тампонажных растворов.

Соискателем рассмотрены процессы расширения цементного камня за обсадной колонной на месторождении Узень (Республика Казахстан, Мангистауская область) и дана оценка динамики расширения. Проведен обзор основных типов расширяющих добавок для тампонажных растворов. Выявлено, что наибольшая величина линейного расширения обеспечивается при оксидном механизме расширения за счет ввода добавок оксида кальция и оксида магния.

Выявлены наиболее оптимальные компонентные составы расширяющих добавок на основе оксида кальция для тампонажных растворов. Установлены требования к технологическим параметрам базового тампонажного раствора. Определен компонентный

состав и разработана рецептура базового тампонажного раствора на основе портландцемента марки ПЦТ-I-G-CC-I, который станет основой для расширяющегося тампонажного состава.

Для регулирования водоудерживающих и реологических показателей тампонажный раствор модифицирован добавками. В качестве водоудерживающей и структурообразующей добавки соискателем предложен и использован гидроксипропилцеллюлоза, а в качестве пеногасителя – силиконовый пеногаситель.

На основе расчетных методов и данных анализов соискателем выявлено, что для условий аномально высоких пластовых давлений эффективными являются расширяющие добавки на основе оксида кальция с лигносульфонатами или силикатами натрия, а для условий аномально низких пластовых давлений – на основе феррита и оксида кальция.

В результате применения тампонажного раствора на основе ПЦТ-I-G-CC1, содержащего расширяющую добавку и модифицирующие реагенты, которые повышают изоляционные характеристики за счет эффекта расширения (до 8 %), повышенной адгезии (до 1,8 раза) и низкой водоотдачи (до 35 см³/30 мин), повысилась герметичность крепи скважин, получены результаты опытно – промысловых испытаний и оценка технологической эффективности от внедрения.

Разработки, предложенные по результатам исследований, отраженных в работе, считаем целесообразными рекомендовать к применению и в дальнейших работах.

от АО «Озенмунайгаз»

Директор департамента бурения и
капитального ремонта скважин



Бекенов С.М.

От КУТиИ им Ш.Есенова
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор



Сейдалиев А.А.,

Соискатель



Кулиев М.Ю.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт испытания

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель
генерального директора
АО «Озенмунайгаз»
Ділмағамбет Н.С.



«*Ділмағамбет Н.С.*» 2025 г.

АКТ ИСПЫТАНИЯ

Мы, нижеподписавшиеся: от Каспийского университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова – кандидат технических наук, ассоциированный профессор Сейдалиев А.А., от АО «Озенмунайгаз» - Первый заместитель генерального директора Ділмағамбет Н.С., директор департамента бурения и капитального ремонта скважин Бөкенов С.М. настоящим актом по результатам испытания предложений, вытекающих из диссертационной работы, подтверждаем, что результаты диссертационной работы Кулиева Мурада Юсиф оглы по теме исследования «Совершенствование технологии бурения, обеспечивающей повышение качества крепления скважин на месторождениях Западного Казахстана» имеют практическую ценность.

Предложенный соискателем новый вид буферной жидкости в составе 0,2% высоковязкого водного раствора полиакриламида (вязко-упругой смеси – ВУС) с целью очистки стенок скважины от фильтрационных глинистых корок, обеспечивает лучшего сцепления тампонажного раствора с горными породами и обсадными трубами.

Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе цементирования в качестве коркообразующей добавки для буферных жидкостей автором, как отмечено, использован кольматирующий наполнитель ИККАРБ-75. Добавка ИККАРБ-75 благодаря образованию плотной непроницаемой карбонатной корки на стенках скважины позволяет предотвратить отфильтровывание жидкости, как из буферной смеси, так и из тампонажного раствора. Корка, содержащая карбонаты, хорошо сцепляется с цементным камнем и легко удаляется, вследствие хорошей растворимости при соляно-кислотных обработках в процессе вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Предложенные соискателем технологические решения апробированы в условиях месторождения Узень (Республика Казахстан, Мангистауская область), в результате чего

получены более высокие показатели по сравнению со старым вариантом, где в качестве буферной жидкости применяли техническую воду.

В результате применения реагента 0,2% высоковязкого водного раствора полиакриламида и кольматирующего наполнителя ИККАРБ-75 в качестве буферной жидкости, значительно улучшилось качество крепления скважин, исходя из этого получены результаты опытно – промысловых испытаний и оценка технологической эффективности от внедрения.

Разработки, предложенные по результатам исследований, отраженных в работе, считаем целесообразными рекомендовать к применению и в дальнейших работах.

от АО «Озенмунайгаз»

Директор департамента бурения и
капитального ремонта скважин



Бокенов С.М.

От КУТиИ им Ш.Есенова
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор



Сейдалиев А.А.,

Соискатель



Кулиев М.Ю.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Процесс проведения исследования разработок в лабораторных условиях.



Рисунок В.1 - Порошок оксида кальция



Рисунок В.2 - Получение оксида кальция путём обжига карбонатов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Экономическая эффективность

В ходе исследования установлено и экономическими расчётами подтверждено, что процесс цементирования скважин с использованием полиакриламида ПАА + ИККАРБ-75 в качестве буферной жидкости, а также применение расширяющих добавок на основе оксида кальция (СаО) с лигносульфонатами или силикатами натрия наиболее эффективно влияет на повышение качества крепления скважин по сравнению со стандартными методами.

Для сравнительного анализа и оценки эффективности качества крепления скважин была рассчитана стоимость цементирования скважин различными методами. Согласно калькуляции, затраты на цементирование скважин при использовании полиакриламида ПАА + ИККАРБ-75 в качестве буферной жидкости (таблица Д.2), а также при применении расширяющих добавок на основе оксида кальция (СаО) с лигносульфонатами или силикатами натрия (таблица Д.3) являются минимальными и составляют соответственно 2 596 830 и 2 939 530 тенге, что существенно ниже по сравнению с цементированием по стандартной технологии — 3 644 990 тенге (таблица Д.4).

Увеличение затрат на цементирование скважин в стандартных условиях в основном связано с низким качеством крепления скважин и необходимостью проведения ремонтно-изоляционных работ по устранению возникающих негативных последствий.

Таким образом, два варианта цементирования скважин с использованием новых технологических решений являются более эффективными по сравнению со стандартными методами, что обусловлено сокращением продолжительности процесса цементирования и снижением себестоимости строительства скважин.

Технико–экономическая эффективность разработки

Таблица Д.1 - Технико–экономическая эффективность разработки

Для расчета экономической эффективности Внедрение новые разработки		
а) использования полиакриламида ПАА+ИККАРБ-75 в качестве буферной жидкости		
Исходные данные:		
1	2	3
1	Глубина скважины	1400м.
2	Конструкция скважин:	
	– кондуктор	Ø244,5мм x 200м.
	– эксплуатационная колонна	Ø168,3мм x 1400м.
3	Коэффициент кавернозность	к = 1,15
4	Объём цементного раствора	30 м ³
5	Вес сухого цемента	40 тн.

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3
6	Расход химические реагенты:	
	<i>а) для приготовления буферной жидкости:</i>	
	- Полиакриламид ПАА	2 кг. на 1м ³ тех воды (всего 5м ³);
	- ИККАРБ- 75	1 кг. на 1м ³ тех воды (всего 5м ³);
	<i>б) для приготовления цементного раствора:</i>	
	- понизитель фильтрации	(0,1-0,6) % к массе сухого цемента;
	- пеногаситель	(0,1-0,3) % к массе сухого цемента;
	- замедлитель схватывания (НТФ)	1,0 кг/м ³
	- вода для затворения тампонажного цемента	22,0 м ³
7	Продолжительность цементирования обсадной колонны	2,5 час;
8	Время для проведения АКЦ	12 час;
б) использования расширяющие добавки на основе оксида кальция (СаО) с лигносульфонатами или силикатами натрия		
Исходные данные:		
1	Глубина скважины	1400м.
2	Конструкция скважин:	
	– кондуктор	Ø244,5мм x 200м.
	– эксплуатационная колонна	Ø168,3мм x 1400м.
3	Коэффициент кавернность	к = 1,15
4	Объём цементного раствора	30 м ³
5	Вес сухого цемента	40 тн.
6	Расход химические реагенты:	
	<i>а) для приготовления буферной жидкости:</i>	
	Техническая вода в объёме	5 м ³
	<i>б) для приготовления цементного раствора:</i>	
	- понизитель фильтрации	(0,1-0,6) % к массе сухого цемента;
	- пеногаситель	(0,1-0,3) % к массе сухого цемента;
	- замедлитель схватывания (НТФ)	1,0 кг/м ³ цементного раствора;
	- пластификатор	(0,1-0,3) % к массе сухого цемента;
	- расширяющая добавка	(0,1-0,3) % к массе сухого цемента;
	- вода для затворения тампонажного цемента	22,0 м ³
7	Продолжительность цементирования обсадной колонны	2,5 час;
8	Время для проведения АКЦ	12 час;
в) Крепление скважин до внедрения новых разработок		
Исходные данные:		
1	Глубина скважины	1400м.
2	Конструкция скважин:	
		Ø244,5мм x 200м.
	– эксплуатационная колонна	Ø168,3мм x 1400м.
3	Коэффициент кавернность	к = 1,15
4	Объём цементного раствора, с учетом ремонтно-изоляционных работ (РИР)	50 м ³
5	Вес сухого цемента,	65 тн
6	Расход химические реагенты:	
	<i>а) для приготовления буферной жидкости:</i>	
	Техническая вода в объёме	5 м ³
	<i>б) для приготовления цементного раствора:</i>	
	- понизитель фильтрации	(0,1-0,6) % к массе сухого цемента;
	- пеногаситель	(0,1-0,3) % к массе сухого цемента;

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3
	- замедлитель схватывания (НТФ)	1,0 кг/м ³
	- вода для затворения тампонажного цемента	36,0 м ³
7	Продолжительность цементирования обсадной колонны с учетом РИР	40 час;
8	Время для проведения АКЦ с учетом РИР	36 час;

Таблица Д.2 - Калькуляция цементирования скважин при использовании полиакриламида ПАА+ ИККАРБ-75 в качестве буферной жидкости

№	Наименование	Единица	Количество	Стоимость, тенге	Сумма, тенге	Продолжительность, дни
1	2	3	4	5	6	7
1	Цемент	тонн	40	42 000,00	1 680 000,00	Цементирование обсадной колонны- 2,5 час
2	Реагенты для приготовления буферной жидкости:	-	-	-	-	Проведение АКЦ-12 час
	-Полиакриламид ПАА	кг	2	1 900,00	3 800,00	-
	- ИККАРБ- 75	кг	1	3 500,00	3 500,00	-
3	Реагенты для приготовления цементного раствора:	-	-	-	-	-
	- понизитель фильтрации (0,1-0,6) % к массе сухого цемента	-	-	-	250 000,00	-
	- пеногаситель (0,1-0,3) % к массе сухого цемента	-	-	-	550 000,00	-
	- замедлитель схватывания (НТФ)	кг/м ³	200	500	100 000,00	-
	- вода для затворения тампонажного цемента	м ³	22	390	8 580,00	-
4	Техническая вода	м ³	5	190	950,00	
	Всего				2 596 830	14,5 часов

Таблица Д.3 - Калькуляция цементирования скважин при использования расширяющие добавки на основе оксида кальция (СаО) с лигносульфонатами или силикатами натрия

№	Наименование	Единица	Количество	Стоимость, тенге	Сумма, тенге	Продолжительность, дни
1	2	3	4	5	6	7
1	Цемент	тонн	40	42 000,00	1 680 000,00	Цементирование обсадной колонны- 2,5 час
2	Реагенты для приготовления	-	-	-	-	Проведение АКЦ-12 час

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7
2	цементного раствора:					
	-пластификатор (0,1-0,3%) к массе сухого цемента	-	-	-	150 000,00	-
	- Расширяющая добавка (0,1-0,3%) к массе сухого цемента	-	-	-	200 000,00	-
	- понизитель фильтрации (0,1-0,6) % к массе сухого цемента	-	-	-	250 000,00	-
	- пеногаситель (0,1-0,3) % к массе сухого цемента	-	-	-	550 000,00	-
	- замедлитель схватывания (НТФ)	кг/м ³	200	500	100 000,00	-
	- вода для затворения тампонажного цемента	м ³	22	390	8 580,00	-
3	Техническая вода	м ³	5	190	950,00	-
	Всего				2 939 530	14,5 часов

Таблица Д.4 - Калькуляция цементирования скважин с использованием стандартного метода

№	Наименование	Единица	Количество	Стоимость, тенге	Сумма, тенге	Продолжительность, дни
1	2	3	4	5	6	7
1	Цемент	тонн	65	42 000,00	2 730 000,00	Цементирование обсадной колонны с учетом РИР- 40 час
2	Реагенты для приготовления цементного раствора:	-	-	-	-	Проведение АКЦ с учетом РИР-36 час
	- понизитель фильтрации (0,1-0,6) % к массе сухого цемента	-	-	-	250 000,00	-
	- пеногаситель (0,1-0,3) % к массе сухого цемента	-	-	-	550 000,00	-
	- замедлитель схватывания (НТФ)	кг/м ³	200	500	100 000,00	-
	- вода для затворения тампонажного цемента	м ³	36	390	14 040,00	-
3	Техническая вода	м ³	5	190	950,00	-
	Всего				3 644 990	

Таблица Д.5 - Калькуляция транспортных расходов при цементирования скважин

№	Вид транспорта	К-во раб. дней	К-во раб. Дней (1 скважина)	продол. час.	Кол-во час.	Тариф	Сумма, тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Транспортные услуги						
1.1.	Крепление						
	ЦА-320	33	11,00	12	132	3953	521 796,00
	АЦН	37	12,33	12	148	4100	606 800,00
	Цементировочный агрегат ЗЦА-400А	8	2,67	12	32	3953	126 496,00
	Смесительная машина СМН-20	17	5,67	12	68	2525	171 700,00
	Блок -манифольда БМ-700	5	1,67	12	20	4900	98 000,00
	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	4	1,33	12	16	4820	77 120,00
	Осреднительная емкость УСО-20	5	1,67	12	20	2250	45 000,00
	Итого:		-				-
Примечание: Стоимость прилагаемых химических реагентов и материалов соответствуют 2024 году.							