

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Садыков Марат Ильдарович



ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ
УСЛОВИЙ ДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ
СКВАЖИН

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Блинов П.А.

Санкт-Петербург – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН.....	10
1.1 Виды тампонажных материалов и условия их применения	10
1.2 Анализ номенклатуры добавок для придания цементному камню упругих свойств и условиях их применения	18
1.3 Факторы и рекомендации по повышению качества цементирования.....	20
1.4 Анализ динамических нагрузок на крепь скважины	27
1.5 Выводы к главе 1	34
ГЛАВА 2 МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И УПРУГИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ.....	36
2.1 Основные свойства цементного раствора.....	36
2.2 Основные свойства цементного камня	38
2.3 Методика исследований свойств цементного раствора	39
2.4 Методика исследований упруго - прочностных свойств цементного камня.....	45
2.5 Выводы к главе 2.....	59
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ СПОСОБНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ВОСПРИНИМАТЬ ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	60
3.1 Оценка динамических колебаний КНБК при разбуривании цементного камня и бурении.....	60
3.2 Разработка ударного стенда для определения способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки	63
3.3 Разработка стенда-имитатора условий разбуривания цементного стакана	75
3.4 Комплексирование методик динамических испытаний.....	80
3.5 Выводы к главе 3	81

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ С УЛУЧШЕННЫМИ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	82
4.1 Разработка состава цементно-эпоксидной системы.....	82
4.2 Внутреннее строение цементно-эпоксидного камня.....	89
4.3 Тестирование разработанных смесей на стандартные свойства	95
4.4 Тестирование упругих свойств разработанных смесей	102
4.5 Расчет относительных деформаций цементного кольца при операциях ГРП	105
4.6 Экспериментальные исследования на «Стенде-имитаторе виброускорений» и «Стенде-имитаторе условий разбухания цементного камня».....	111
4.7 Выводы к главе 4.....	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения результатов диссертации в деятельности ООО «БурСервис».....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В Спроектированные экспериментальные стенды	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Одним из основных факторов, обеспечивающих эффективную и безопасную добычу углеводородов из продуктивного пласта, является совместная герметичность обсадной колонны и заколонного пространства. Учитывая современные тенденции в области строительства скважин, цементный камень, находящийся за стенкой обсадной колонны, подвержен динамическим нагрузкам, например, при бурении под следующую секцию, а также при опрессовке противовыбросового оборудования (ПВО) без применения устьевого пакера [5, 28].

При разбуривании цементного стакана после ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) компоновка низа буровой колонны (КНБК) оказывает воздействие на обсадную колонну (ОК) и цементный камень, т.к. КНБК находится в сложном напряженном состоянии, образуя плоскую волну или объемную спираль, которая обладает несколькими точками контакта с внутренней стенкой обсадной колонны. Колебания КНБК и, как следствие, периодическое биение (ударные нагрузки) негативно влияют на целостность цементного камня за обсадной колонной, вызывая условия для образования трещин, которые впоследствии могут привести к межколонным перетокам и негерметичности заколонного пространства [41, 46, 60, 61, 64].

Следствием негативного влияния динамического воздействия является образование межколонного давления (МКД) и заколонной циркуляции (ЗКЦ), что приводит к остановке добычи и проведению ремонтно-изоляционных работ (РИР). По статистическим данным, на 8000 скважинах в Мексиканском заливе выявлено межколонное давление, а в России МКД зафиксировано на 30-50 % нефтяных и газовых скважин действующего фонда (≈ 7800 скважин), до 30 % от общего объема РИР составляет борьба с ЗКЦ и МКД [14, 134, 145, 129].

Разработка состава тампонажного раствора-камня, обеспечивающего эксплуатацию крепи в области упругой-циклической деформации без нарушения целостности ее поровой структуры, а также алгоритма оценки способности цементного камня воспринимать многократные динамические нагрузки позволит обеспечить надежную изоляцию заколонного пространства.

Степень разработанности темы исследования

Научными исследованиями в области разработки упругих тампонажных систем занимались многие, как зарубежные, так и российские ученые.

Наибольший вклад в исследование и разработку упругих цементных систем в разное время внесли А.И. Булатов, Ф.А. Агзамов, В.П. Овчинников, С.Е. Чернышов, С.В. Каменских, А.А. Гайворонский, В.С. Данюшевский, Л.Б. Измайлов, Е.К. Мачинский, Д.Ю. Мочернюк, Г.М. Саркисов, Г.Н. Хальгиндин, Н.И. Николаев, Greg Ash, David Bedford, Clay Dupree, John (J.J.) Jennings, Kathy Mead, Von Parkey, Sherry Snyder, и Ralph Voss и др., однако ученые детально не рассматривали вопрос о разработке методики, позволяющей оценить способность цементного камня сопротивляться многократным динамическим нагрузкам.

Объект исследования – цементный камень в заколонном пространстве скважины.

Предмет исследования – свойства цементного камня в условиях динамического воздействия.

Цель работы – повышение качества крепления нефтяных и газовых скважин.

Идея работы заключается в разработке состава тампонажного раствора с добавкой эластификатора, формирующего камень, способный сопротивляться многократным динамическим нагрузкам, и подобранного на основе предлагаемого алгоритма оценки его прочностных характеристик.

Задачи исследования:

1. На основе анализа литературных источников выявить составы тампонажных растворов, обеспечивающих получение цементного камня с улучшенными упруго-прочностными свойствами.
2. Выявить закономерности технических и технологических факторов, влияющих на качество крепи при строительстве нефтяных и газовых скважин.
3. Разработать алгоритм оценки упруго-прочностных свойств цементного камня для условий многократных динамических нагрузок.
4. Разработать состав тампонажного раствора, формирующего цементный камень, способный сопротивляться многократным динамическим нагрузкам за счет достижения требуемых упруго-прочностных свойств.

Научная новизна работы:

1. Теоретически обоснован и экспериментально определен диапазон виброускорений КНБК, позволяющий оценить упругие характеристики и выносливость цементного камня при ударных нагрузках в скважине после ОЗЦ.
2. Экспериментально установлено, что за счет образования вторичного каркаса из эпоксидной смолы в поровом пространстве формирующегося цементного камня, увеличивается коэффициент Пуассона, снижается модуль Юнга, а также снижается проницаемость и пористость по сравнению с базовым тампонажным раствором.
3. Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пунктам 6 и 8.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Теоретическая значимость заключается в научном обосновании и разработке алгоритма исследования способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки, базирующегося на проведении испытаний по выносливости с перегрузкой до 12 G при бурении.
2. Научно обосновано формирование вторичного каркаса из эпоксидной смолы в матрице формирующегося цементного камня на примере разработанного

состава (В:Ц = 0,47, ПЦТ 1-G-CC-1 – 100%, лигносульфонатный замедлитель 0,2%, полимер проп-2-еновой кислоты с 2-метил-2-[(1-оксопроп-2-енил) амино]-1-пропансульфоновой кислотой – 0,25%, смесь диоксида кремния, минерального масла, n-Деканола и 1-Гептанола – 0,2%, диглицидиловый эфир бисфенола А – 4,11 %, полиэтиленполиамин– 0,41%, сополимер винилацетата и этилена 3 % - 1%).

3. Разработана программа для ЭВМ по тестированию технологических свойств цементных растворов и расходу материалов в зависимости от требуемой плотности раствора (патент № 2023660996).

4. Доказана эффективность использования упругих цементных систем для повышения качества цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков на примере Надым-Пурской области Западной Сибири, получен акт внедрения (Приложение А).

Методология и методы исследования

Работа выполнялась с применением информационно-аналитических и экспериментальных методов. При проведении исследований применялся комплексный подход к изучению упругих свойств цементного камня, который включает: анализ и обобщение научных работ в области цементирования скважин, а также статистические данные о качестве цементирования до и после воздействия на цементную крепь, методы исследований стандартизированных свойств тампонажных составов базируются на требованиях стандартов API 10B-2, API 10-B-6, ISO 10426-2, ГОСТ 28985-91, ГОСТ 21153.3-85. Лабораторные испытания проведены на базе Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный алгоритм исследования способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам, включающий в себя определение динамических упругих характеристик и выносливости при перегрузке до 12G, позволяет обосновать состав тампонажного раствора.

2. Введение в состав цементного раствора эпоксидной смолы содержанием от 4

до 13 % (от массы цемента) при В:Ц = 0,47 приводит к созданию вторичного скелета, состоящего из частиц эпоксидной смолы диаметром 0,1-0,5 мм соединенных между собой, что позволяет снизить модуль Юнга, увеличить коэффициент Пуассона и повысить выносливость цементного камня более чем в 11 раз.

Степень достоверности и апробации результатов подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и ответственным стандартам на современном оборудовании, достаточной сходимостью полученных результатов. Обработка экспериментальных исследований осуществлена с помощью методики рационального математического планирования эксперимента. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация результатов проведена на 4 научно-технических мероприятиях с докладами: X Международный молодежно-практический форум «Нефтяная столица» (г. Сургут, 2022 г.); XIII Международная научно-практическая конференция «Инновационные перспективы Донбасса» (г. Донецк, 2022 г.); Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2022 г.); II Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2023 г.).

Личный вклад автора. На основе литературных источников, аналитических и экспериментальных исследований обоснована необходимость совершенствования составов цементных растворов. Выполнены экспериментальные исследования по определению упруго-прочностных характеристик цементного камня и технологических свойств тампонажного раствора. Разработаны стенды для оценки динамического воздействия КНБК на цементный камень в заколонном пространстве. Предложена методика оценки способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам, позволяющая обосновать составы тампонажных растворов.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 8 печатных работах (пункты списка литературы № 11, 13, 14, 15, 16, 55, 56, 57), в том числе в 3 статьях в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 1 статье – в издании, входящем в международную базу данных и в систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Приложение Б).

Структура диссертации. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 146 наименований, и 3 приложений. Диссертация изложена на 145 страницах машинописного текста, содержит 57 рисунков и 18 таблиц.

Благодарности. Автор выражает особую благодарность коллективу кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, а именно доц., к.т.н. Блинову П.А. и доц., к.т.н. Никишину В.В., коллективам научных центров «Арктика» и «Геомеханики и проблем горного производства» за содействие в проведении экспериментов, а также инженеру-геофизику ООО «Геоскан» Садыковой З.И. за оказание консультаций в области геофизических исследований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

1.1 Виды тампонажных материалов и условия их применения

Первичное цементирование обсадной колонны — это первичная операция цементирования, которая выполняется сразу же после спуска обсадной колонны в скважину. Оно осуществляется путем закачки тампонажного материала вниз по всей длине скважины, через нижнюю трубу обсадной колонны и в межколонное пространство. Далее тампонажный материал оставляют для затвердевания перед бурением или заканчиванием скважины. Этот процесс способствует сцеплению обсадной трубы со стенкой скважины и предотвращает миграцию флюидов. Только в США процессы цементирования используются с конца 19 века, операции по цементированию проведены более, чем в 3 миллионах скважин. На сегодняшний день скважины цементируются в каждой точке мира в абсолютно разных горно-геологических условиях [15, 23].

К назначению первичного цементирования обсадной колонны относится:

- 1) изоляция пластов для предотвращения газо-водо-нефтепроявлений
- 2) защита обсадной колонны от:
 - коррозии;
 - разрыва от внутреннего давления;
 - смятия;
 - ударов при бурении [44, 47].

Прочное цементное кольцо в затрубном пространстве выполняет гидравлическую и механическую функцию. Надлежащее выполнение гидравлической (изоляционной) функции позволяет достичь:

- 1) исключения возможности перетоков флюидов в продуктивную зону;
- 2) обеспечения целостности направляющего башмака таким образом, чтобы скважина могла быть контролируемой в случае возникновения проблем;
- 3) осуществления контроля над продуктивным пластом;

- 4) защиты от коррозии наружной стенки трубы;
- 5) предотвращения загрязнения водоносных горизонтов с пресной водой и пластовыми флюидами [19, 44, 122].

Цементный камень тампонажного раствора должен обеспечивать достаточную механическую прочность для:

- 1) предотвращения образования трещин и обломков породы при перфорации и вторичном вскрытии;
- 2) обеспечения крепи колонны;
- 3) предотвращения потери устойчивости обсадной колонны [19, 44, 122].

Операции по цементированию обсадных колонн относятся к первичному цементированию, следовательно, чаще всего применяется прямое цементирование, в случае образования поглощения обсадная колонна цементируется с использованием метода встречного цементирования [24].

Следствием негативного влияния динамического воздействия является образование межколонного давления и заколонной циркуляции, что приводит к остановке добычи и проведению ремонтно-изоляционных работ. По статистическим данным, на 8000 скважинах в Мексиканском заливе выявлено межколонное давление, а в России МКД зафиксировано на 30-50 % нефтяных и газовых скважин действующего фонда (≈ 7800 скважин), до 30 % от общего объема РИР составляет борьба с ЗКЦ и МКД, также можно отметить, что осложнения в виде заколонных перетоков наносят значительный ущерб экологии района проведения работ [14, 129, 145].

Возможность тиражирования современных методов интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно на поздней стадии, в значительной мере зависит от герметичности крепи эксплуатационной колонны, так в России зарегистрировано более 125 тысяч нефтяных и газовых скважин, чья скважинная продукция содержит до 70 % пластовой воды [9, 18].

Длительный опыт бурения нефтяных и газовых скважин показал, что наиболее удобным и эффективным материалом для создания герметичного заколонного пространства являются тампонажные растворы на основе минеральных вяжущих [7, 21].

Минеральными вяжущими принято называть тонкодисперсные порошки моно- или полиминерального состава, которые образуют коагуляционные и кристаллизационные структуры при затворении водой, характеризующиеся определенной прочностью [25, 50].

Вяжущие вещества по способности образовывать о структуру принято разделять на следующие группы:

1. Воздушные вяжущие вещества — вещества, характеризующиеся способностью образовывать твердое тело, сохраняя свою прочность на воздухе, к ним относятся гипсовые, известковые и магнезиальные вяжущие, а также кислотоупорный цемент. В бурении из группы воздушных вяжущих получили распространение гипсовые и магнезиальные вяжущие;

2. Гидравлические вяжущие вещества — вещества, характеризующиеся способностью твердеть и сохранять прочность как на воздухе, так и в воде. В бурении наиболее широкое распространение получили портландцемент, шлакоцементы, глиноземистые цементы и др.;

3. Вяжущие гидротермального твердения — это вещества, характеризующиеся способностью образовывать твердое тело только в гидротермальных условиях. К ним относятся известково-кремнеземистые, белито-кремнеземистые, шлакопесчаные составы и др.

Все вяжущие, рассмотренные выше, относятся к вяжущим гидратационного твердения, в отличие от вяжущих, характеризующихся коагуляционным твердением (глины) и полимеризационного твердения (полимеры) [25, 26, 50].

Под тампонажным материалом понимают в основном вяжущее с вводимыми для регулирования его технологических свойств добавками. Тампонажный материал,

будучи смешанным, с жидкостью затворения, образует тампонажный раствор. В состав тампонажного материала/раствора добавки вводятся для регулирования его технологических свойств и изоляционных свойств формирующегося в заколонном пространстве камня [20, 26].

В процессе затворения цемента водой в гидратацию интенсивно вступают алюминаты и алюмоферриты кальция из-за более высокой константы скорости растворения по сравнению с алитом и белитом. Раствор становится пересыщенным по отношению к конечному продукту и из него на поверхности зерен клинкера и в объеме раствора образуются иглообразные кристаллы гидроалюминатов и гидроферритов кальция различного состава. В общем, виде их состав можно обозначить $x \text{ CaO}$ у Al_2O_3 $m \cdot \text{H}_2\text{O}$ и $x \text{ CaO}$ у Fe_2O_3 $m \cdot \text{H}_2\text{O}$. Значения коэффициентов x , y , m изменяются в различных соотношениях и зависят, главным образом, от термодинамических условий процессов гидратации. Через некоторое время (3-6 часов) в системе накапливается достаточно много кристаллогидратов и образуются "стесненные" условия, приводящие к образованию коагуляционной структуры, которая по мере накопления гидроалюминатов переходит в кристаллизационную. Через 6 - 10 часов весь объем между постепенно уменьшающимися зернами цемента заполняется скелетом иглообразных кристаллов - продуктов гидратации алюминатных составляющих клинкера. Эта структура иногда называется алюминатной Цементный раствор, бывший до этого пластичным, начинает терять подвижность и набирать прочность. В оставшемся объеме одновременно с алюминатной, но со значительно меньшей скоростью, возникают продукты гидратации силикатных клинкерных минералов алита и белита, называемые гидросиликатами кальция. Последние образуют чрезвычайно тонкопористый ворс из очень малых кристаллов, так называемую силикатную структуру. Влияние этой структуры на прочность твердеющего цементного камня со временем все более увеличивается. Она уже является собственно носителем прочности цементного камня и приблизительно через 1 сутки начинает преобладать над алюминатной. К месячному сроку в цементном

камне обнаруживается практически только силикатная структура. К этому времени процесс гидратации не заканчивается и в ряде случаев может продолжаться годами за счет неиспользованного клинкерного фонда цемента [19, 26, 50].

В мировой практике цементирования скважин выделяют 5 классов портландцементов, согласно ISO 10426. Тампонажный цемент, изготовленный и поставленный в соответствии с данной частью стандарта ISO 10426, может быть смешан и использован на месте работ с водоцементным отношением и добавками по усмотрению пользователя. Стандарт также регламентирует марки портландцементов: обычный (O), средней сульфатостойкости (MSR) и высокой сульфатостойкости (HSR). Классы портландцемента по API 10-A подразделяются [20, 21, 23, 78]:

1) Класс А. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернокислого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. Изготовитель, по своему усмотрению, может использовать при производстве цемента класса А технологические добавки, при условии, что эти материалы в используемых количествах, как было показано, удовлетворяют требованиям ASTM C465. Этот продукт предназначен для использования в тех случаях, когда не требуются специальные свойства, он выпускается только марки O (аналогично ASTM C150, тип I).

2) Класс В. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернокислого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. Изготовитель, по своему усмотрению, может использовать при производстве цемента класса В технологические добавки, при условии, что эти материалы в используемых количествах, как было показано, удовлетворяют требованиям ASTM C465. Этот продукт предназначен для использования в тех случаях, когда требуется средняя или высокая сульфатостойкость, он выпускается марок MSR и HSR (аналогично ASTM C150, тип II).

3) Класс С. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернистого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. Изготовитель, по своему усмотрению, может использовать при производстве цемента класса С технологические добавки, при условии, что эти материалы в используемых количествах, как было показано, удовлетворяют требованиям ASTM C465. Этот продукт предназначен для использования в тех случаях, когда требуется высокая ранняя прочность, он выпускается марок О, MSR и HSR (аналогично ASTM C150, тип II).

4) Класс D. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернистого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. Изготовитель, по своему усмотрению, может использовать при производстве цемента класса D технологические добавки, при условии, что эти материалы в используемых количествах, как было показано, удовлетворяют требованиям ASTM C465. Кроме того, изготовитель при производстве по своему усмотрению может при помоле или смешивании добавлять подходящие вещества, изменяющие время схватывания. Этот продукт предназначен для применения в условиях умеренно высоких температуры и давления, он выпускается марок MSR и HSR.

5) Класс G. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернистого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. При производстве тампонажного цемента класса G при помоле или смешивании в клинкер не вносятся никаких добавок, кроме сульфата кальция или воды, или сульфата кальция и воды. Также допускается внесение химических добавок, необходимых для уменьшения содержания хрома (VI), при условии, что такие добавки не препятствуют использованию тампонажного цемента по назначению. Этот

продукт предназначен для применения в качестве основного тампонажного цемента, он выпускается марок MSR и HSR.

б) Класс Н. Этот продукт получают путем помола клинкера, состоящего преимущественно из гидравлических силикатов кальция, обычно содержащих одну или несколько форм сернокислого кальция в качестве совместно перемолотой добавки. При производстве тампонажного цемента класса Н при помоле или смешивании в клинкер не вносятся никаких добавок, кроме сульфата кальция или воды, или сульфата кальция и воды. Также допускается внесение химических добавок, необходимых для уменьшения содержания хрома (VI), при условии, что такие добавки не препятствуют использованию тампонажного цемента по назначению. Этот продукт предназначен для применения в качестве основного тампонажного цемента, он выпускается марок MSR и HSR.

Российская (советская) классификация портландцементов тампонажных несколько отличается от мировой. Так, согласно ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные, портландцементы тампонажные разделяются на группы [20, 31, 78]:

1) по вещественному составу: I – тампонажный бездобавочный портландцемент, II – тампонажный портландцемент с минеральными добавками от 6 до 20%, III – тампонажный портландцемент со специальными и минеральными добавками от 6 до 70%.

2) по плотности цементного теста для цемента типа III: облегченный (Об), утяжеленный (Ут).

3) по температуре применения: 50 - для низких и нормальных температур 15-50 °С, 100 – для умеренных температур 51 – 100 °С; 150 – для повышенных температур 101 – 150 °С.

4) по сульфатостойкости: обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляются), СС – сульфатостойкий.

В настоящее время наиболее часто в Российской Федерации используются портландцементы марок ПЦТ 1-50 для условий цементирования при низких и

нормальных температурах и ПЦТ I-G-CC-1 для условий цементирования при умеренных температурах. Компании-производители готовых цементных смесей и подрядчики по цементированию осуществляют приготовление своих смесей, используя в качестве основы портландцементы ПЦТ 1-50 и ПЦТ 1-G-CC-1. В современных реалиях производства работ по креплению скважин подрядчики по цементированию скважин осуществляют цементирование обсадных колонн, используя 2 вида цементных растворов: цементный раствор нормальной плотности и облегченный цементный раствор. Высота подъема цементного раствора нормальной плотности выбирается, исходя из требований Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП) для обеспечения перекрытия продуктивных пластов, высота подъема облегченных цементных растворов может варьироваться, но не менее требований ПБНГП [20, 48, 55].

В текущих условиях бурения и освоения, крепь скважины подвержена перепаду давления в диапазоне 1,4-5,3 МПа. Отечественные ученые отмечают, что для нарушения целостности цементного кольца достаточно 2 МПа. Однако нормативные документы ГОСТ 34532- 2019 Цементы тампонажные. Методы испытаний, ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия, API 10-A, API 10B-2, API 10B-4, API 10B-6 и ISO 10426-2 регламентируют прочностные свойства цементного камня только в условиях нормальных температур в рамках входного контроля портландцемента, как сырья для производства тампонажных смесей, поэтому операторы месторождений и отраслевые подрядчики предъявляют собственные требования к тампонажным растворам. Так, например прочность на сжатие облегченного цементного раствора в термобарических условиях башмака предыдущей колонны или устья, должна составлять 3-4 МПа для обеспечения возможности проведения операции опрессовки межколонного пространства (МКП) и признания цементного кольца герметичным, прочность на сжатие цементного камня нормальной плотности/утяжеленного цементного раствора должна составлять не менее 10 МПа – данное значение обусловлено средними значениями гидравлических

напряжении при продолжении бурения под следующую секцию и иными технологическими операциями в т.ч. опрессовками цементного кольца, ПВО и т.д. [3, 20, 62, 67].

Даже в случае обеспечения требований к цементному камню, описанных выше, не всегда удастся обеспечить герметичность крепи, т.к. требования регламентируют прочностные свойства цементного камня в статических условиях без учета явлений динамики процессов, оказывающих влияние на крепь [8, 42].

1.2 Анализ номенклатуры добавок для придания цементному камню упругих свойств и условиях их применения

Тампонажный раствор на основе портландцемента – это хорошо изученный материал, технологические свойства которого возможно регулировать в широких диапазонах, используя специальные химические добавки, основным недостатком цементных растворов являются низкие упругие свойства цементного камня и низкая восприимчивость динамических нагрузок, на что указывают относительно высокие значения модуля Юнга и низкие значения коэффициента Пуассона [11, 22, 98].

Модуль Юнга — физическая величина, которая характеризует свойство тела сопротивляться приложенной нагрузке при упругой деформации, а коэффициент Пуассона – это механическая характеристика материала, характеризующая отношение поперечной деформации элемента к продольной. Таким образом, характеристиками материала, описывающими его упругие свойства, являются коэффициент Пуассона и модуль Юнга [19, 39, 77, 136].

Цементный камень нормальной плотности без добавок – эластификаторов является твердым телом с характерным статическим/динамическим модулем Юнга в диапазоне 11-12 / 18-19 ГПа соответственно и статическим/динамическим коэффициентом Пуассона – 0,15-0,16 / 0,13-0,15 соответственно. Динамические

модуль Юнга и коэффициент Пуассона, как правило, определяются ультразвуковыми методами оценки упругих свойств материала [13, 16, 84].

Улучшать упругие свойства цементного камня возможно использованием различных групп добавок [1, 3, 12]:

1) эластомеры на основе продуктов переработки резины. Данный материал позволяет улучшать упругие свойства цементного, однако использование продуктов переработки резины отличается возможностью кольматации кольцевых пространств поплавкового оборудования обсадных колонн при превышении определенной концентрации (по производственным данным, свыше 6%), как следствие, при превышении опасной концентрации возможно получение преждевременного момента «Стоп», обнаружение ненормативного цементного стакана и недоподъема цементного раствора до плановой глубины;

2) диспергируемые эластификаторы на основе латексов. Латексы ограничено применимы из-за необходимости использования осреднительной емкости для цементирования, а также при превышении концентрации 3% цементный раствор ухудшает свою стабильность, отмечается быстрый набор структурных свойств раствора, снижение времени загустевания, что неблагоприятно сказывается на технологических свойствах цементного раствора;

3) эпоксидные смолы. Смолы отличаются необходимостью использования осреднительной емкости для цементирования, также требуется прогрев смолы в холодное время года на участке производства работ перед цементированием.

4) газогенерирующие добавки (газоблокаторы). Газоблокаторы увеличивают упругие свойства цементного камня, по причине формирования ячеистой структуры, наполненной водородом, внутри цементного камня, однако для значительного улучшения упругих свойств необходимо увеличивать концентрацию добавки до 4-5%, что в свою очередь значительно снижает время загустевания и может привести к аварийной ситуации при цементировании;

Оценив достоинства и недостатки реагентов-эластификаторов, использование смолы в качестве эластификатора наиболее интересно и обусловлено прежде всего большей вариативностью концентраций, меньшими рисками при проведении работы и большей степенью однородности цементной системы.

1.3 Факторы и рекомендации по повышению качества цементирования

Качество цементирования – это многофакторный процесс, результат которого зависит не только от технологических, но и технических средств выполнения работы по цементированию [18, 84, 109].

Любая обсадная колонна перед цементированием должна быть отцентрована. Существуют внутренние правила операторов, по которым минимальный эксцентриситет (степень центрирования) обсадной колонны должен составлять не менее 70%, однако технологически обосновано добиваться максимально возможной центрации для улучшения качества цементирования. На рисунке 1.1 отражено влияние центрации обсадной колонны на заполнение заколонного пространства цементном. При анализе видно, что степень центрирования 100% соответствует точному совпадению геометрических центров окружностей обсадной колонны и ствола скважины, что обеспечивает равномерное течение цементного раствора за обсадной колонной. При степени центрирования 50% отмечается значительная неравномерность заполнения кольцевого пространства [18, 90, 102, 129].

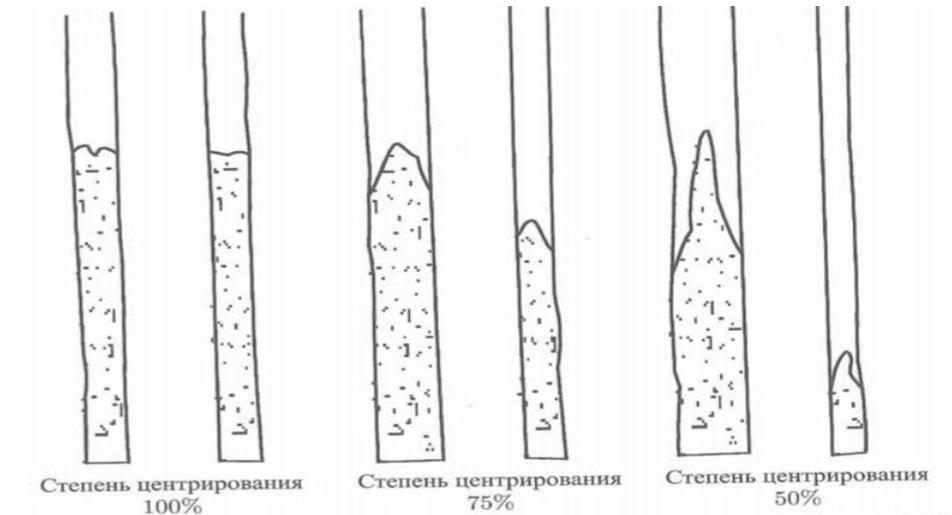


Рисунок 1.1 – Влияние центрирования обсадной колонны на заполнение заколонного пространства

Центраторы - предназначены для центрирования обсадных колонн в стволе скважины при их спуске и цементировании. Применение центраторов позволяет снизить силы трения при спуске колонны (продлить срок службы труб и увеличить вероятность спуска обсадной колонны до забоя скважины), получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, т.е. обеспечить равномерную толщину цементного камня вокруг спущенной колонны (избежать заколонных перетоков и коррозии труб). По стандарту ISO 10427 установка центратора должны быть выдержана. Считается, что правильно установленный центратор на обсадную колонну, будет обеспечивать прогиб обсадной колонны между установленными центраторами не больше, чем на 67% [73, 107, 140].

Чаще всего используются центраторы следующих типов:

- 1) Центраторы-турбулизаторы;
- 2) центраторы пружинные сварные;
- 3) цельнометаллические рессорные центраторы;
- 4) роликовые центраторы.

Построение графика центрирования обычно строится в специализированном ПО, которое учитывает реальную геометрию ствола скважины, каверны, упругие свойства центратора и их способ расстановки. График показывает центрацию

(эксцентриситет) обсадной колонны относительно модельного ствола скважины. Важно добиваться максимально высокой центрации, но необходимо понимать, что с увеличением центрации увеличивается и эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), что может привести к потере циркуляции при цементировании (гидравлическому разрыву горных пород открытого ствола). При анализе и выборе удовлетворительной расстановки центраторов следует обращать большее внимание на центрацию в точках между точками установки центраторов, т.к. возможность образования одностороннего течения максимальна в точках падения центрации [20, 23, 44].

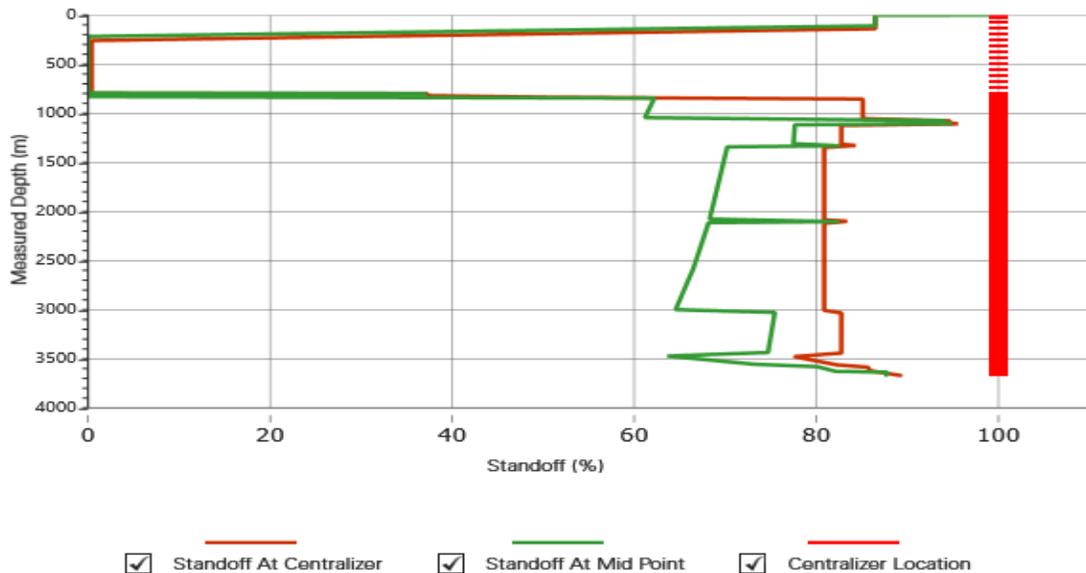


Рисунок 1.2 – График центрации обсадной колонны

Как видно из рисунка 1.2, центрацию можно назвать удовлетворительной, т. к. отсутствует падение центрации менее 65% в интервале цементирования. Направление, кондуктор, техническая и эксплуатационные колонны обычно цементируются одноступенчатым методом, который реализуется путем закачки цементного раствора через обсадную колонну с последующей продавкой в заколонное пространство с использованием верхней и нижней цементируемых пробок. Разделительная (нижняя) пробка используется для разделения буферной жидкости от цементного раствора и удаления следов бурового раствора с внутренней поверхности

обсадной колонны, т.к. процессе промывки скважины после спуска обсадной колонны какое-то количество бурового раствора остается на внутренней поверхности обсадной колонны в виде тонкой пленки из-за несовершенства обработки поверхности трубы. В случае отказа от использования разделительной пробки существует вероятность того, что остатки бурового раствора будут выброшены в башмачную зону в связи с движением продавочной пробки по обсадной колонне, присутствие остатков бурового раствора в башмачной зоне может привести к ухудшению результатов цементирования: снижению адгезии к колонне и породе, а также наличию негерметичности МКП и МКД. В последнее время, все чаще используются 2 разделительные пробки: 1-я используется для разделения цементного раствора и буферной жидкости, 2-я применяется для разделения облегченного цементного раствора и цемента нормальной плотности с целью недопущения смешения цементных растворов при закачке внутри обсадной колонны. Использование 2-ой разделительной пробки положительно сказывается на результатах цементирования, что подтверждается результатами акустического каротажа цементирования (АКЦ) по результатам работы [2, 88, 107].

Так, перед проведением цементирования, было выполнено моделирование замещения при использовании 1-ой и 2-ух разделительных пробок, на примере цементирования эксплуатационной колонны куста А скв. Б месторождения В Пуровского района Западной Сибири. По условиям моделирования эффективность оценивалась снижением зоны смешения на высоте подъема цементного раствора нормальной плотности - 2800 м и поиску глубины, с которой начинается максимальная концентрация цементного раствора нормальной плотности. Моделирование с 1-ой разделительной пробкой осуществлялось с размещением пробки между облегченным и цементным раствором нормальной плотности, моделирование с 2-мя разделительными пробками осуществлялось с размещением пробок между реологическим буфером и облегченным цементным раствором, между облегченным цементным раствором и цементным раствором нормальной плотности.

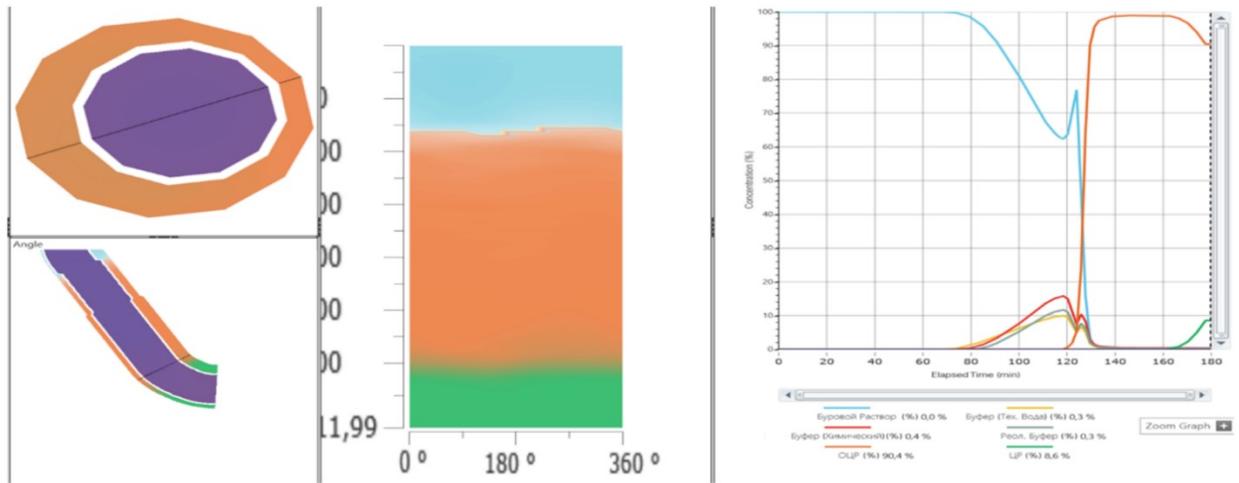


Рисунок 1.3 – Моделирование цементирования с 2-мя разделительными пробками, на глубине 2800 м зона смешения 90,4% ОЦР, 8,6% ЦР, 1,4% хим. буфер, 1% реол. буфер, 0,8% тех. вода

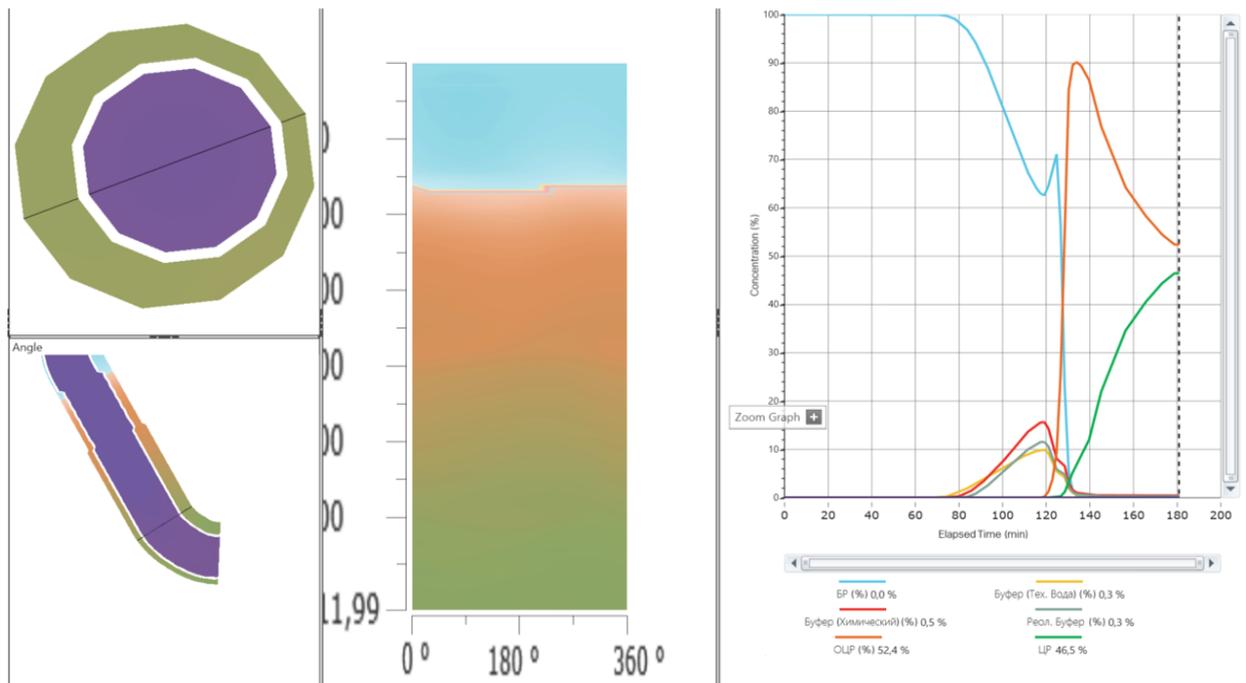


Рисунок 1.4 – Моделирование цементирования с 1-ой разделительной пробкой, на глубине 2800 м зона смешения 52,4% ОЦР, 46,5% ЦР, 0,3% тех. вода, хим. буфер -0,5%, реол. буфер 0,3%

Примеры моделирований с использованием 1-ой и 2-ух разделительных пробок отражены на рисунках 1.3, 1.4. Использование 2-х разделительных пробок благоприятно сказывается на замещении бурового раствора цементным, так при использовании 1-ой разделительной пробки зона смешения по цементному раствору

нормальной плотности составила 478 м, при использовании 2-ух разделительных пробок зона смешения цементного раствора нормальной плотности уменьшилась до 134 м, более чем на 72% [20, 23].

Качество цементирования проверяется с помощью геофизических методов исследования скважин (ГИС), наиболее распространенным методом оценки качества выполнения работ по цементированию является акустический каротаж цементирования (АКЦ). По результатам АКЦ, отраженным на рисунке 1.5, отмечается улучшение качества цементирования по сравнению с аналогичными работами на данном месторождении [18, 108, 135, 141].

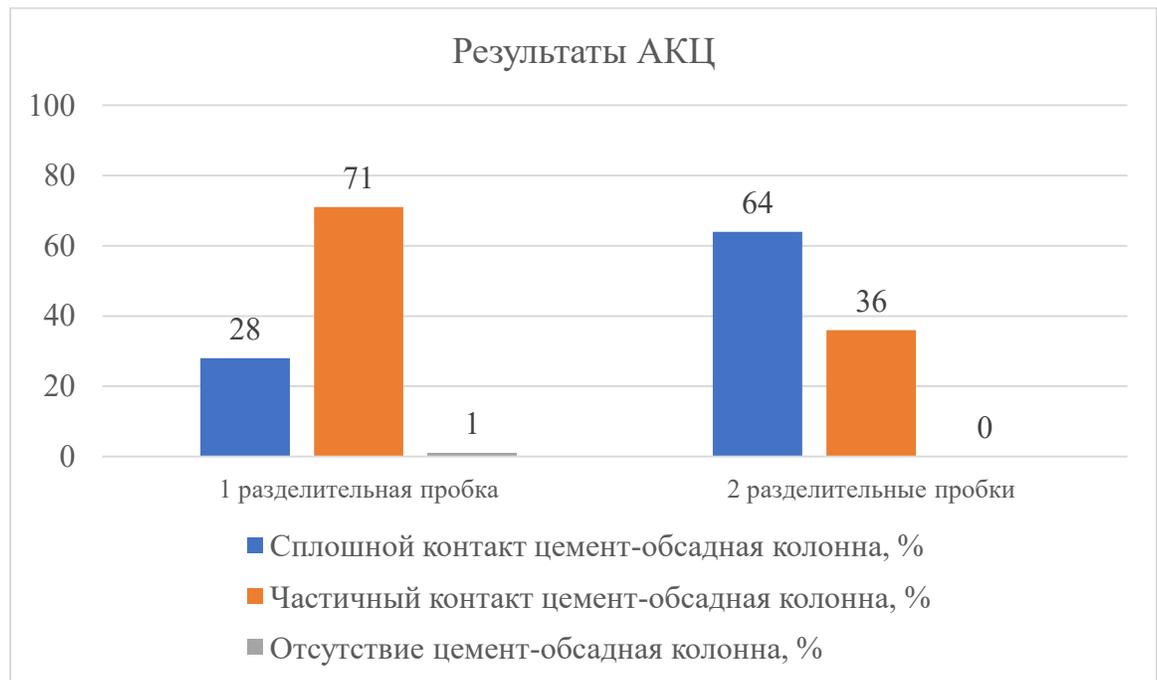


Рисунок 1.5 – Результаты АКЦ при использовании 2-ух разделительных пробок

Перед цементированием после спуска обсадной колонны скважину подготавливают к цементированию. В процессе подготовки проводят промывку скважины буровым раствором до прекращения выхода частиц породы на устье, однако промысловая практика показывает, что чаще всего производят циркуляцию в количестве 1-2 полных объемов скважины. Промысловая практика также указывает на то, что за редким исключением буровой подрядчик использует специальное

оборудование для расхаживания или вращения обсадной колонны по причине дороговизны оборудования. Снижение объема промывки скважин снижает качество цементирования по причине не полного удаления шлама и загеленного бурового раствора, что в свою очередь снижает качество контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода [75, 94, 117, 133].

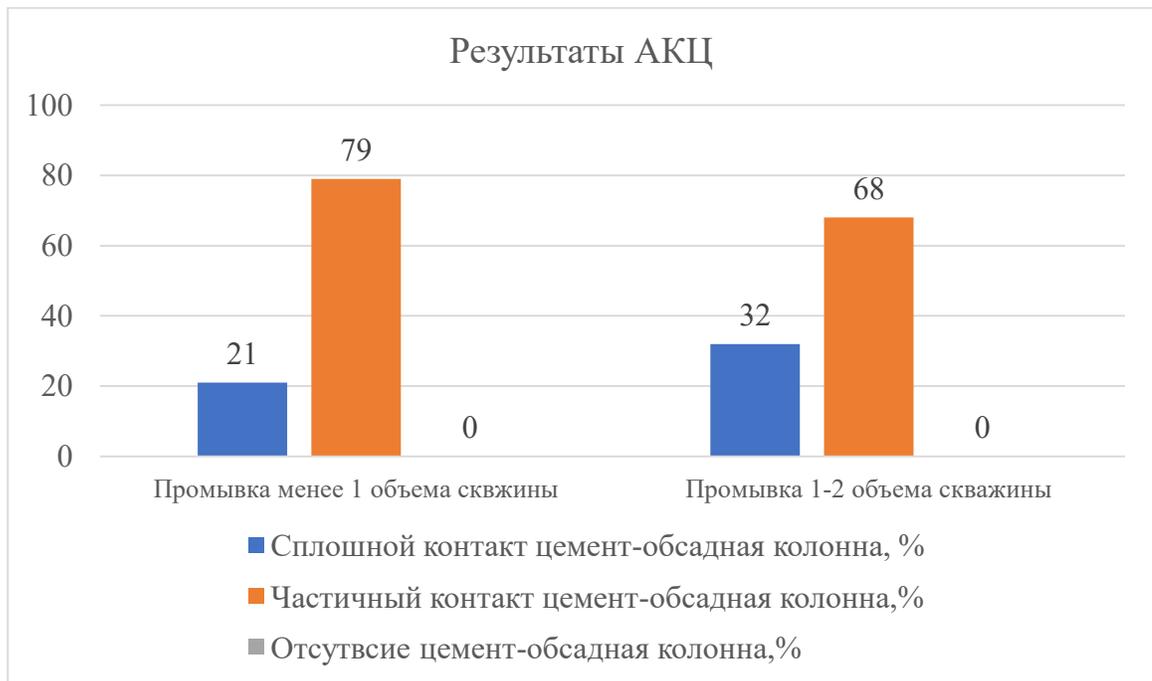


Рисунок 1.6 – Результаты АКЦ при проведении промывки в объеме менее 1-го и 1-2-ух объемов скважины

По результатам АКЦ, демонстрируемым на рисунке 1.6, видно, что промывка скважины до выполнения необходимых условий увеличивает качество цементирования.

Для надлежащего замещения бурового раствора цементным при цементировании также необходимо соблюдение реологической и плотностной иерархий. Это значит, что каждая последующая закачиваемая жидкость должна своей плотностью и реологическими свойствами превосходить предыдущую. Минимальное различие между плотностями жидкостей должно составлять 10%, реологические свойства минимально должны увеличиваться на 10%. Реологическая иерархия должна

соблюдаться на всех реальных расходах, определенных в программе цементирования [23, 50].

1.4 Анализ динамических нагрузок на крепь скважины

В цикле строительства скважины предусмотрена операция опрессовки обсадной колонны, нагрузки, которые появляются в условиях проверки обсадных колонн на герметичность, называются радиальными. При проведении проверки на герметичность диаметр обсадной колонны увеличивается из-за развития избыточного давления во внутренней части колонны, которое воздействует на увеличение диаметра обсадной колонны. В итоге появляются радиальные деформации, которые переходят на цементное кольцо. Такие деформационные процессы могут стать причиной разрушения цементного кольца, и, как следствие, будет потеряно условие герметичности между пластами разной напорности. Также радиальные нагрузки могут привести к образованию кольцевого зазора внутренней стороной цементного материала и внешней поверхностью обсадной колонны [4, 5, 60, 68, 82, 103, 126].

Появление кольцевого зазора связано с уменьшением диаметра обсадной колонны после устранения избыточного давления. Также на появления зазора влияют отличия упругих характеристик цементного материала и обсадной колонны. Общая схема дефектов цементного камня изображена на рисунке 1.7. Радиальные деформации обладают небольшой скоростью, которая отмечается при выполнении испытаний на герметичность колонн и устранения внутреннего избыточного давления [8, 32, 51, 103, 104].

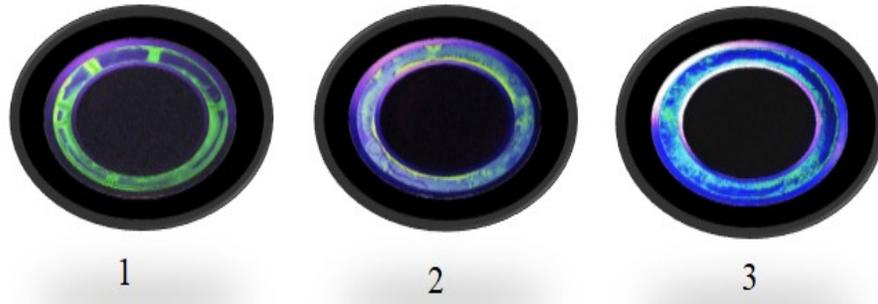


Рисунок 1.7 - Изображение дефектов цементного камня за обсадной колонной в ультрафиолетовом свете (1 – радиальное растрескивание, 2 – необратимые деформации, 3 – микрозазоры)

По данным Самсыкина А.В. [56, 57] известно, что в результате проверки герметичности обсадной колонны давлением 25 МПа в течение 40 мин на глубине 1250 м произошло локальное растрескивание цементной крепи скважины, повлекшее прорыв пластового флюида в интервал перфорации.

В последнее времякратно увеличивается количество операций по многостадийному гидроразрыву пласта (МГРП), что с одной стороны увеличивает плановые дебиты добывающих скважин и ожидаемую прибыль, однако с другой стороны операции МГРП несут в себе определенные риски, связанные с чрезмерным воздействием на крепь, т.к. многие операторы, руководствуясь формальными рекомендациями API или ISO, закладывают минимально возможные упруго-прочностные свойства цементного камня [9, 34, 36, 91, 121].

По данным Агзамова Ф.А., природа гидроразрыва пласта (ГРП), выступающего существенной динамической нагрузкой, заключается в возникновении нестационарного движения жидкости при быстрой остановке потока в скважине, промывке, цементировании и других видах работ. Перепады давления при этом колеблются в пределах от 2,5 до 20 МПа, в отдельных случаях и больше, и зависят от скорости расхаживания, глубины и вязкости раствора. Низкая деформационная способность цементного камня при проведении гидроразрыва пласта может привести к его разрушению. Поэтому данную операцию можно проводить только в том случае, когда цементный камень наберет достаточную прочность, чтобы сопротивляться

прорыву жидкости через него, и будет иметь достаточную эластичность, чтобы противостоять образованию трещин при растягивающих напряжениях [1, 3, 4, 5, 116, 128].

Также стоит отметить, что интервал цементирования цементом нормальной плотности при разбурировании цементного стакана подвергается динамическим нагрузкам, связанными с кинетикой работы колонны бурильных труб (КБТ) и динамикой породоразрушающего инструмента [27, 28,32].

По исследованиям ученых Двойникова М.В., Тсикплону Д.Э., герметичность крепи нарушается в результате воздействия критических поперечных ударных импульсов, возникающих при ее несоосном вращении, возникают локальные ударные нагрузки, как при бурении, так и при разбурировании цементного стакана [14]. Схема образования ударных нагрузок при бурении отражена на рисунке 1.8.

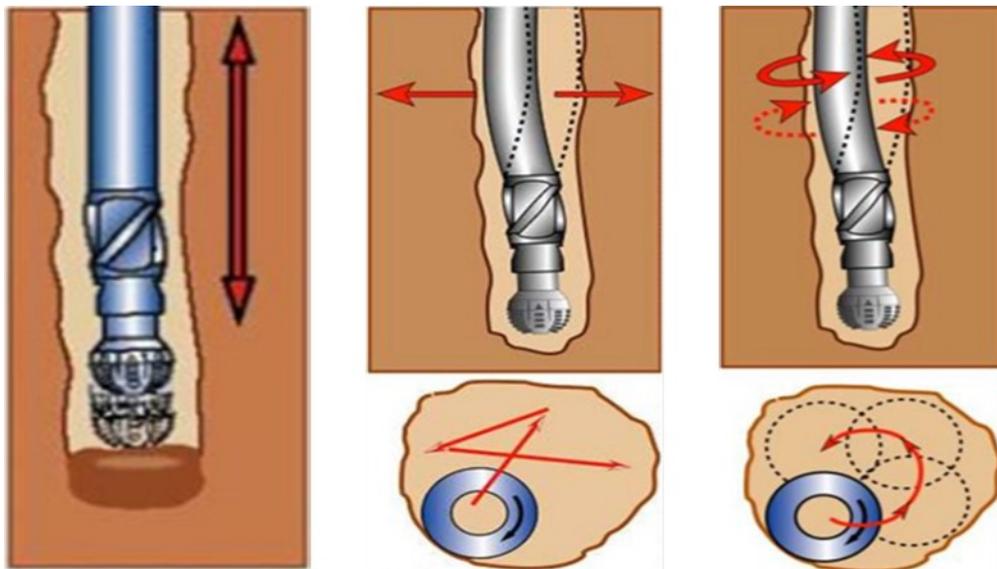


Рисунок 1.8 – Динамика движения бурильного инструмента при бурении и разбурировании цементного стакана

Наиболее типичными видами динамического движения бурильного инструмента при бурении и разбурировании цементного стакана являются:

- 1) осевые вибрации – резонансные осевые колебания КНБК;

2) вращательные ударные нагрузки - мгновенный импульс в момент касания свободно вращающейся колонны о стенки скважины/обсадной колонны, при этом происходит сопротивление вращению;

3) боковые (поперечные) удары - хаотичное поперечное движение КНБК от одной стенки скважины к другой;

4) завихрение КНБК - эксцентричное вращение КНБК, сопровождается ударами по стенке скважины/обсадной колонны [41, 45].

Разбуривание цементного камня и оснастки обсадных колонн после ОЗЦ может приводить к нарушению герметичности крепи скважины. Практика проведения таких операций в буровых компаниях предусматривает следующие режимные параметры: нагрузка - от 10 до 30 кН; частота вращения бурильной колонны не более 80 об/мин. Учитывая то, что виброускорение КНБК может достигать значений более 12 G (данная перегрузка во многом является предельной ввиду особенностей работы забойного оборудования), нагрузка на внутреннюю часть обсадной колонны вследствие динамических ударов может превышать статические вышеуказанные проектные ее значения [62, 70, 99].

Возникающие ударные и вибрационные нагрузки при разбуривании цементного стакана приводят к возникновению локальных разрушений цементного кольца за обсадной колонной. В работах [2, 6, 56] анализ данных по объектам ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», показывает, что контакт цементного камня с обсадной колонной уменьшается с 63,1% до 31,7% в результате проведения операции по разбуриванию башмака обсадной колонны для углубления скважины или нормализации её забоя. Данный эффект отражен на рисунке 1.9.



Рисунок 1.9 – Графики АКЦ до разбуривания цементного стакана

С целью минимизации динамики бурильного инструмента при разбуривании цементного стакана возможно использовать технологию не вращающихся цементиловочных пробок. Во многом образование вибраций и необходимость увеличения осевой нагрузки при разбуривании цементного стакана до 30 кН обосновано проворачиванием цементиловочных пробок и невозможностью зацепа между самыми популярными долотами типа PDC и внешней поверхностью пробок. По промысловым данным, время на разбуривание стандартных пробок занимает 1-1,5 часа, время на разбуривание не вращающихся пробок составляет 30-55 минут. При разбуривании не вращающихся пробок нет необходимости увеличивать осевую нагрузку до 30 кН, разбуривание происходит в относительно щадящих условиях при нагрузке до 10 кН. Схема и принцип работы технологии не вращающихся пробок представлены на рисунке 1.10 [12, 14, 51, 110].

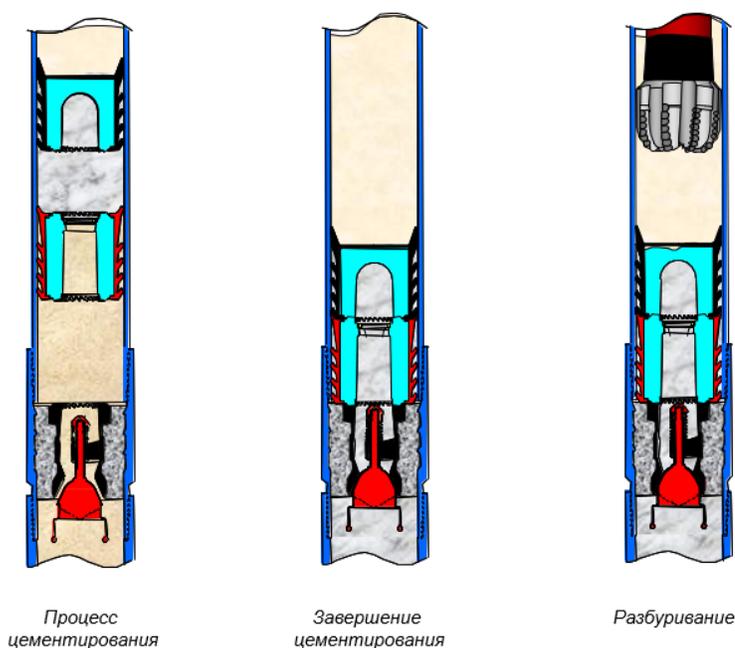


Рисунок 1.10 – Принцип действия технологии не вращающихся пробок

Большинство операторов месторождений устанавливают требования к цементным растворам для цементирования эксплуатационных колонн, исходя из требований стандартов: ISO 10426-2, API 10B-2, API 10B-3, API 10B-4, API 10B-6. Данные стандарты предписывают значения лабораторных тестов: водоотдача, свободная вода, измерение плотности раствора под давлением, время загустевания, исследование прочности на сжатие на ультразвуковом анализаторе прочности с имитированием скважинных условий, исследование времени загустевания с имитированием скважинных условий [36, 50].

Наибольший вклад в исследование и разработку упругих цементных систем в разное время внесли А.И. Булатов, Ф.А. Агзамов, В.П. Овчинников, С.Е. Чернышов, С.В. Каменских, А.А. Гайворонский, В.С. Данюшевский, Л.Б. Измайлов, Е.К. Мачинский, Д.Ю. Мочернюк, Г.М. Саркисов, Г.Н. Хальгиндин, Н.И. Николаев, Greg Ash, David Bedford, Clay Dupree, John (J.J.) Jennings, Kathy Mead, Von Parkey, Sherry Snyder, и Ralph Voss и др., однако ученые детально не рассматривали вопрос о разработке методики, позволяющей оценить способность цементного камня сопротивляться многократным динамическим нагрузкам. Известно, что цемент

относится к материалам с жесткой кристаллической решеткой, которая ограничивает способность материала к деформации, также цемент обладает относительно малой областью пластической деформации, в отличие от металлов. В связи с этим целесообразно исследовать упруго-прочностные свойства материала, не только с помощью статических методов разрушающей оценки, но и с помощью ультразвуковых (динамических) методов оценки.

С целью снижения модуля Юнга, как правило, применяются добавки к цементным растворам, обладающие высокими упругими свойствами, которыми обладают эластомеры, синтетические смолы и некоторые расширяющие добавки [12, 136, 138].

Кроме функции герметизации затрубного пространства и разобщения пластов цементный раствор используется еще и для создания прочного барьера, способного воспринимать нагрузки, препятствуя смятию обсадной колонны из-за проявлений горного давления [52, 60, 68].

При разработке состава цементного раствора с повышенными упруго-прочностными свойствами определяющим фактором является экономическая эффективность конечного продукта, т.е. баланс между стоимостью применения, качеством цементирования и отсутствием возможных осложнений (МКП, МКД, межколонные перетоки и т.д.), т.к. в условиях нестабильной стоимости углеводородов операторы месторождений стремятся использовать технологии, учитывая их стоимость и эффективность в перспективе с учетом минимизации возможности проведения ремонтных работ в будущем [40, 43, 85, 113, 114].

Как и любое технологическое решение использование той или иной тампонажной смеси сопровождается определенными положительными и отрицательными эффектами. Также свойства конечного цементного камня во многом зависят от степени измельчения эластомера, его формы и состава. Концентрация эластомера подбирается, исходя из обеспечения оптимальных упруго-прочностных свойств, однако при увеличении концентрации эластомерных добавок существует

вероятность механического забивания мембраны разделительной пробки или элементов ЦКОДа. То же самое касается цементных растворов содержащих, как фибровые, так и эластомерные наполнители.

Цементные растворы с расширяющими добавками обладают высокими значениями прочности на сжатие, а ввод расширяющей добавки несколько снижает модуль Юнга. Использование в цементных растворах расширяющих добавок обосновано повышением качества крепления, образованию безусадочного цементного камня и дешевизной применения, а также предсказуемостью поведения цементного раствора [12, 13, 15, 16, 83, 92].

Тампонажные смеси, представляющие собой смесь цементного раствора и эпоксидной смолы, после твердения образуют прочный цементный камень, обладающий пониженным модулем Юнга, однако использование смол в составе тампонажного раствора удорожают стоимость продукта, что говорит об ограниченном интервале применения. Исходя из высокой стоимости применения эпоксидной смолы, экономически не обосновано использовать максимальные концентрации смолы в составе цементного раствора, особенно, в условиях оптимизации бюджета у операторов месторождений [12, 13, 15, 16, 83, 92].

1.5 Выводы к главе 1

Исходя из изложенных выше материалов, по 1 главе можно сделать следующие выводы:

- 1) определены виды тампонажных материалов, наиболее часто используемые при цементировании скважин;
- 2) подобраны реагенты-эластификаторы для улучшения упругих свойств цементных растворов;
- 3) оценены мероприятия по повышению качества цементирования;
- 4) проанализированы виды динамических нагрузок на крепь скважины;

Для реализации цели диссертационной работы – повышения качества крепления нефтяных и газовых скважин, решены следующие задачи:

1. На основе анализа литературных источников выявить составы тампонажных растворов, обеспечивающих получение цементного камня с улучшенными упруго-прочностными свойствами.
2. Выявить закономерности технических и технологических факторов, влияющих на качество крепи при строительстве нефтяных и газовых скважин.
3. Разработать алгоритм оценки упруго-прочностных свойств цементного камня для условий многократных динамических нагрузок.
4. Разработать состав тампонажного раствора, формирующего цементный камень, способный сопротивляться многократным динамическим нагрузкам за счет достижения требуемых упруго-прочностных свойств.

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И УПРУГИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

2.1 Основные свойства цементного раствора

К основным свойствам цементного раствора относятся характерные свойства цементного раствора, которые измеряются и контролируются во время того, когда цементный раствор рассматривается, как жидкость, прокачиваемая по скважине. Как и буровые растворы, цементные растворы характеризуются определенными свойствами, влияющими на качество цементирования [29, 30, 55, 72].

Среди основных свойств выделяют:

- 1) реологические свойства;
- 2) свободная вода;
- 3) способность к водоотдаче;
- 4) растекаемость;
- 5) время загустевания;
- 6) время переходного периода.

Судить об удовлетворительности тех или иных значений реологии цементного раствора возможно только по результатам гидравлического моделирования, т.к. успешность цементирования во многом зависит от градиента гидроразрыва горных пород и соблюдения реологической иерархии закачиваемых жидкостей, т.е. когда каждая последующая жидкость более вязкая, чем предыдущая. Для быстрого определения применимости цементного раствора в реальных условиях оптимальной является реологическая модель Гершеля-Балкли. Значения статического напряжения сдвига за 10 секунд и 10 минут не должны отличаться более чем в 3 раза, значение СНС за 10 минут не должно превышать 260, т.к. сильное загелевание раствора указывает на быстрый набор структуры. Быстрый набор структуры цементного раствора может привести к невозможности возобновления циркуляции в случае

остановки и резкому скачку давления, что может привести к гидроразрыву пород и, как следствие, недоподъему цементных растворов [29, 30, 38, 78, 123].

Свободная вода – это один из видов тестирования, указывающий на способность цементного раствора образовывать и поддерживать однородную суспензию без расслоения. Несмотря на простоту эксперимента, свободная вода является важным показателем свойств цементного раствора, т.к. данный тест указывает на процентное количество воды, не участвующей в реакции с цементом. Не существует доказанных гипотез о том, что наличие свободной воды обязательно вызывает каналообразование в цементном растворе, однако данный показатель строго регламентирован для эксплуатационных колонн и хвостовиков – цементный раствор для крепления эксплуатационных колонн и хвостовиков не должен иметь свободную воду [29, 30, 38, 123].

Водоотдача цементного раствора – это способность раствора задерживать жидкость или преждевременно её отдавать. В отличие от буровых растворов, водоотдача цементного раствора выполняется при большем перепаде давления. Для цементных растворов нормальной плотности, используемых для эксплуатационных колонн, допустимым является водоотдача не более 50-100 мл/30 мин, для цементных растворов, применяемых для крепления хвостовиков, водоотдача должна составлять не более 50 мл/30 мин [29, 30, 38, 72, 123].

Время загустевания является основным свойством цементного раствора, которое регламентирует безопасное время для закачки цементного раствора. Время загустевания – это время от затворения до достижения консистенции 70 Вс, ограничение 70 Вс обосновано тем, что при консистенции 70 Вс цементный раствор считается еще условно прокачиваемым. Большое влияние на время загустевания цементных растворов оказывают температура и давление [29, 30, 38, 64, 123].

Время переходного периода — это время между критическим статическим напряжением сдвига цементного раствора и статическим напряжением сдвига, равным 500 фунтов/100 футов². Критическое статическое напряжение сдвига – это

такое значение статического напряжения сдвига, при котором давление за обсадной колонной равняется пластовому. Статическое напряжение сдвига, равное 500 фунтам/100 футов², считается таким значением статического напряжения сдвига, при котором проникновение скважинного флюида в цементный раствор для создания канала считается невозможным. Испытание цементных растворов на переходный период считается обязательным при выполнении работ по цементированию эксплуатационных колонн и хвостовиков. Согласно отраслевым инструкциям, время переходного периода не должно превышать 45 минут, в случае если переходный период цементных растворов превышает 45 минут возможна ситуация образования каналов через цементный раствор, что может привести к негерметичности и образованию межколонных давлений [29, 30, 38, 55, 64, 123].

2.2 Основные свойства цементного камня

Цементный камень зацементированной обсадной колонны должен соответствовать определенным свойствам, зависящим от условий строительства скважины и способа ее заканчивания [29, 30, 38, 79, 81, 86, 123].

Зачастую сложно установить необходимые упругие свойства цементного камня, без проведения экспериментов и моделирования динамических нагрузок, таких как ГРП или работа КНБК. Однако классически цементный камень должен обладать рядом особо важных свойств, которые могут быть регламентированы без предварительного моделирования:

- 1) прочность на одноосное сжатие;
- 2) прочность на изгиб;
- 3) прочность на растяжение;
- 4) коэффициент газопроницаемости;
- 5) модуль Юнга и коэффициент Пуассона [29, 30, 38, 79, 81, 86, 123].

Прочность на одноосное сжатие за время ОЗЦ – это параметр, характеризующий способность цементного камня сопротивляться механическим нагрузкам на цементный камень. В практике работ к цементному камню нормальной плотности предъявляются требования прочности не менее 10,2 МПа за время ОЗЦ [15, 16, 17 29, 30, 55].

Прочность на изгиб/растяжение – это параметры, определяющие способность цементного камня сопротивляться изгибающим/растягивающим нагрузкам [3, 29, 30, 31, 38, 123].

Коэффициент газопроницаемости указывает на потенциальную герметичность цементного камня, коэффициент газопроницаемости, согласно РД 39-00147001-767-2000 должен составлять меньше 2.

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона – это показатели упругих свойств цементного камня. С целью использования упругого цементного камня необходимы цементы с высоким коэффициентом Пуассона и низким модулем Юнга [16].

2.3 Методика исследований свойств цементного раствора

Приготовление тампонажных смесей на основе портландцемента различных классов отличается от приготовления других дисперсных растворов из-за химической активности цементного раствора и химических добавок. Скорость и время замешивания являются важными показателями при приготовлении цементных растворов, так время введения цементного раствора не должно превышать 30 секунд, а общее время замешивания цементного раствора не должно превышать 35 секунд. Цементная смесь вводится в мешалку с заранее определенным количеством воды затворения при 4000 об/мин, а перемешивается при скорости 12000 об/мин. Для затворения цементного раствора необходимо использовать мешалку, способную развивать частоту вращения донной лопасти до 12000 об/мин \pm 250 об/мин.

Одним из определяющих факторов тестирования цементных смесей является корректное определение температуры и времени нагрева. В настоящее время наибольшее распространение получили следующие методы [29, 72]:

- 1) определение циркуляционной температуры с помощью рекомендаций по температуре и давлению испытаний, согласно стандартам API 10 B2 и ISO 10426-2;
- 2) определение циркуляционной температуры с помощью моделирования динамического температурного профиля, учитывающего забойную температуру пластов по разрезу скважины в специализированном программном обеспечении (ПО) (путем решения дифференциальных уравнений с граничными условиями);
- 3) определение циркуляционной температуры, исходя из данных о температуре при бурении (данные телесистемы).

Для пилотного тестирования цементных смесей достаточно использовать метод определения циркуляционной температуры, исходя из рекомендаций стандартов API 10 B2 и ISO 10426-2, используя в качестве известной величины забойную температуру [29, 72, 117].

Для достижения циркуляционной температуры с целью проведения испытаний цементного раствора используют атмосферный консистометр, ячейку которого заполняют цементным раствором и доводят до циркуляционной температуры, а затем поддерживают циркуляционную температуру на протяжении 30 минут. Кондиционирование раствора необходимо ввиду того, что цементный раствор должен обладать определенными свойствами при температуре циркуляции, а также кондиционирование необходимо ввиду особенностей поведения химических реагентов на различных температурах. В связи с этим все тесты для цементного раствора, которые оценивают свойства цементного раствора, как жидкости, необходимо проводить при температуре циркуляции

Определение реологических свойств цементного раствора проводится с помощью ротационного вискозиметра при атмосферном давлении (по принципу Куэтта), оснащенного диапазоном скоростей (3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 об/мин). Для

сохранения одинакового напряжения сдвига по ширине зазора между статором и ротором, соотношение радиусов статора и ротора должно превышать 0,9. Для испытания цементных растворов, содержащих включения более 0,243 мм, например эластомеров, рекомендуется использовать статор В2. Для исследований будет использован ротационный вискозиметр Fann 35SA, демонстрируемый на рисунке 2.1 [29, 30, 38, 123].



Рисунок 2.1 – Ротационный вискозиметр

Наиболее подходящей реологической моделью для цементного раствора является степенная модель Гершеля – Балкли [117].

Статическое напряжение сдвига цементного раствора измеряется за 10 секунд и 10 минут статического времени, как правило сразу после измерения реологических свойств раствора. Цементный раствор оставляют без вращения на 10 секунд и 10 минут, а затем включают 1 скорость ротационного вискозиметра (3 об/мин), оценивая силу геля.

Статическая водоотдача цементного раствора проводится с помощью ячейки фильтрационных потерь, прогретой до температуры циркуляции цементного раствора. В качестве проницаемой среды используется металлическая сетка 325/60 меш. Фильтрация цементного раствора проводится под перепадом давления 1000 psi с помощью прибора Fann Fluid Loss Tester, показанного на рисунке 2.2. Максимальное время эксперимента составляет 30 минут. Объем фильтрата вычисляется по формуле (1):

$$V = \frac{10,944}{\sqrt{t}}, \quad (1)$$

где t – время проведения эксперимента в минутах до полного выхода фильтрата из цементного раствора [29, 30, 72, 78].



Рисунок 2.2 – API Fluid Loss tester

Тест по определению свободной воды также проводят при циркуляционной температуре. Так цементный раствор помещают градуированную трубку в камеру

нагревания или охлаждения, предварительно нагретую или охлажденную до температуры циркуляции. Закрывают отверстие градуированной трубки, чтобы предотвратить испарение. Трубка может быть наклонной, чтобы имитировать угол наклона скважины, если желательно. После 2-часового испытания объем несвязной воды (несвязная вода = свободный флюид = бесцветная или окрашенная жидкость поверх цементного раствора внутри прозрачной трубки) необходимо измерить с точностью $\pm 0,2$ мл. Затем рассчитывают объемную долю несвязной воды, выраженную в процентах. Для проведения тестирования потребуется колба объемом 250 мл и наклонный стенд для размещения колбы под необходимым углом, прибор для определения свободной воды отражен на рисунке 2.3 [29, 30, 72, 78].



Рисунок 2.3 – Определение свободной воды в пробирке 250 мл

Одним из самых важных тестов является тест на время загустевания цементного раствора. Процедура теста предусматривает выбор температуры и давления тестирования, а также время нагрева до циркуляционной температуры. Температура, давление и время нагрева могут быть выбраны, исходя из рекомендаций ISO 10426-2, а также по результатам моделирования динамического температурного профиля в специализированном ПО. В рамках диссертационной работы возможно ограничиться

рекомендациями ISO 10426-2. От момента затворения цементного раствора следует поместить цементный раствор в ячейку консистометра за 1 минут, за 5 минут начать тест. Необходимо обращать внимание на консистенцию цементного раствора в первые 30 минут тестирования, в случае если за 30 минут консистенция раствора не падает ниже 30 Вс, следует пересмотреть состав цементного раствора, т.к. такой раствор считается непригодным для цементирования скважин. Эксперименты будут проводиться на консистометре Fann 420 или Fann 290 [29, 30, 72, 78, 96]. Общий вид оборудования содержится на рисунке 2.4



Рисунок 2.4 – Консистометр высокого давления и температуры

В рамках экспериментальных исследований ограничимся термобарическими условиями строительства и крепления скважин в условиях Надым-Пурской области Западной Сибири, т.к. в текущих экономических условиях основной объем добычи углеводородов приходится на районы Западной-Сибири. Так, средняя забойная температура пластов Ач, Ю1, Ю2 составляет 95-105 °С, циркуляционная температура составляет 60-70 °С, время нагрева – 40-50 минут, давление 40 Мпа [29, 30, 33, 58, 59, 72, 78, 96].

Тестирование переходного периода цементных растворов, т.е. измерение статического напряжения сдвига (СНС) во времени является обязательным испытанием цементных растворов при использовании смеси при креплении эксплуатационных колонн и хвостовиков. Для проведения исследований воспользуемся многозадачной системой анализа цементных растворов (MACS II) по стандарту API 10B-6. Термобарические условия испытаний сходятся с условиями проведения тестирования времени загустевания [29, 30, 72, 78, 96].

2.4 Методика исследований упруго - прочностных свойств цементного камня

Наиболее популярной методикой исследования прочностных свойств цементного камня на одноосное сжатие является исследование прочности цементного камня на ультразвуковом анализаторе прочности цементного камня. Определение прочности цементного камня происходит за счет изменения скорости пробега упругой волны от источника к приемнику. Ультразвуковой анализатор прочности позволяет в реальном времени и скважинных условиях следить за тенденцией набора прочности цементного камня. Предварительно цементный раствор следует прокондиционировать в атмосферном консистометре до циркуляционной температуры, во время кондиционирования следует ввести в управляющий компьютер температурный профиль и давление испытаний. Согласно стандарту API 10 B2 рекомендованное давление испытаний – 20 МПа. Температурный профиль задается индивидуально, возможно симулировать температурный профиль, исходя из скважинных условий. Международные стандарты API, ISO, а также стандарты мировых нефтесервисных компаний Halliburton и Schlumberger вводят такое понятие, как Set time. Set time – это время конца схватывания цементного раствора. В качестве прочностного значения конца схватывания выделяют значение 50 psi, что эквивалентно прочности на сжатие 0,34 МПа. Вторым достоинством данного метода является возможность определения звукового сопротивления цементного камня, что

помогает в дальнейшей оценке качества цементирования по результатам АКЦ [13, 29, 30, 72, 78, 96]. Общий вид прибора по ультразвуковой оценке прочности цементного камня отражен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Ультразвуковой анализатор прочности цементного раствора

Для определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона в соответствии с требованиями ГОСТ 28985-91 подготавливались стандартные изготавливались длиной 130 ± 10 мм и диаметром $58,6 \pm 1$ мм. В качестве отливочной формы использованы ПВХ трубы $63 \times 2,2$ мм. Затем осуществляется обрезка торцевых остатков образца и пришлифовка торцевых поверхностей образцов

Модуль Юнга — это физическая величина, которая показывает сопротивление объекта к упругому деформированию при приложении к нему механического воздействия, то есть эта величина характеризует способность материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации.

Низкое значение модуля Юнга означает, что изучаемое твёрдое тело является эластичным, и наоборот, высокое значение - изучаемое твёрдое тело является неэластичным (жёстким). Модуль упругости находится на заданном диапазоне напряжений и соответствующим ему значениям продольных деформаций при разгрузке (2):

$$E_y = \frac{\sigma_k - \sigma_n}{\varepsilon_{1k}^p - \varepsilon_{1n}^p}, \quad (2)$$

где E_y - модуль упругости в Па;

σ_k, σ_n - напряжения в конце и начале диапазона при нагружении или разгрузке, МПа;

$\varepsilon_{1k}^p, \varepsilon_{1n}^p$ - продольные деформации образца в конце и начале диапазона при разгрузке.

Коэффициент Пуассона - одна из механических характеристик материалов, это отношение поперечной деформации элемента к продольной. Этот коэффициент характеризует упругие свойства. Коэффициент Пуассона зависит от состава исследуемого материала, и совершенно не зависит от его формы и размеров. Таким образом, совместно коэффициент Пуассона и модуль Юнга полностью характеризуют упругие свойства материала.

Коэффициент Пуассона находим по следующей формуле (3):

$$\mu = \frac{\varepsilon_{2k}^p - \varepsilon_{2n}^p}{\varepsilon_{1k}^p - \varepsilon_{1n}^p}, \quad (3)$$

где $\varepsilon_{2k}^p, \varepsilon_{2n}^p$ - относительные поперечные деформации образца в конце и начале диапазона при разгрузке.

Суть измерений состоит в определении силы, приложенной к образцам, и вызываемой этой силой деформаций – продольных и поперечных [13, 29, 30, 72, 78, 96].

Испытания проводились на испытательной системе MTS Direct Shear Test Systems для определения механических свойств бетона. Общий вид оборудования демонстрируется на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Испытательная система MTS Direct Shear Test Systems

Метод испытаний предусматривает определение предела прочности при одноосном сжатии испытываемого тела, так как при проведении испытаний нужно производить разгрузку на 50% от предела прочности образца и снова нагрузку на 10% от предела прочности образца. Разгрузку в 50% определяем по графику поперечных деформаций на экране монитора. Для измерения деформации образца во время проведения испытаний на сжатие применяются экстензометры. Экстензометры позволяют напрямую измерять деформацию образца во время приложения нагрузки. Эти датчики преобразуют в электрический сигнал механическое перемещение объекта, к которому они прикреплены. Диапазон перемещений, которые эти датчики могут зафиксировать, достаточно емкий - от десятков микрон до $\pm 0,5$ м.

Экстензометр для продольной деформации предназначен для измерения продольных деформаций цилиндрических образцов при одноосном нагружении при атмосферном давлении. В одинарном продольном наборе используется экстензометр модели MTS 632.11-90 с удлинителем базы модели MTS 632.15 для измерения продольной деформации на одной стороне образца. В двойном усредняющем продольном наборе используются два экстензометра модели MTS 632.11-90 с удлинителем базы модели MTS 632.15 для измерения продольных деформаций на

противоположных сторонах образца. Такой экстензометр может оснащаться или отдельными выходами, или одним усредненным выходом. Хотя отдельные выходные сигналы требуют применения двух преобразователей сигналов, они позволяют обнаружить неоднородную продольную деформацию образца при ее наличии. С помощью усреднения выходных сигналов измеряется средняя деформация образца. Обычно для образцов длиной 200 мм используется длина базы 100 мм таким образом, что экстензометром измеряются деформации выделяемой в середине половины образца (как показано ниже на рисунке 2.7), где минимальны концевые эффекты (слишком большой контраст на концах) от нагруженных плит [11, 13, 15, 16, 17].

Полный одинарный набор для измерения продольной деформации, демонстрируется на рисунке 2.7 и включает:

1. продольный экстензометр модели 632.11-90;
2. два удлинителя базы модели 632.15, один для длины базы 50 мм (2 дюйма) и один – для длины базы 100 мм (4 дюйма);
3. крепежный набор с растягивающимися пружинами (для крепления экстензометра к образцу);
4. преобразователь сигнала;
5. кабель для подключения экстензометра к преобразователю.

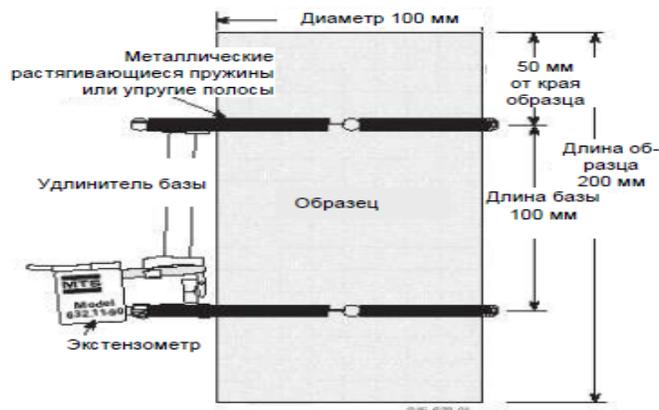


Рисунок 2.7 - Полный одинарный набор для измерения продольной деформации

Полный усредняющий набор для измерения продольной деформации отражен на рисунке 2.8 и включает:

1. два экстензометра модели 632.11-90;
2. два удлинителя базы модели 632.15, один для длины базы 50 мм (2 дюйма) и один – для длины базы 100 мм (4 дюйма);
3. крепежный набор с растягивающимися пружинами (для крепления экстензометра к образцу);
4. один или два преобразователя сигнала;
5. необходимые кабели для подключения экстензометра к преобразователю [11, 13, 15, 16, 17].

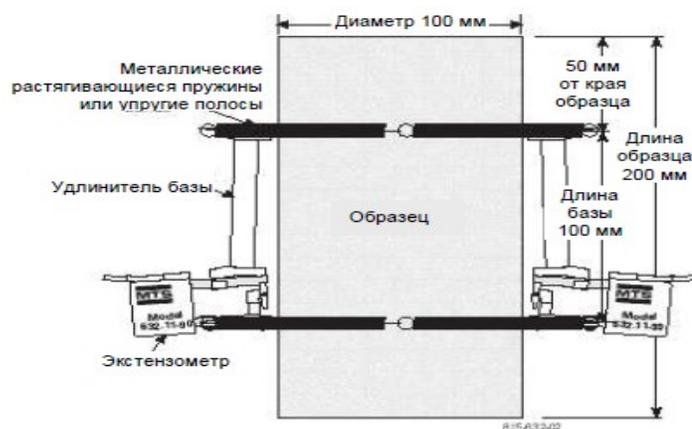


Рисунок 2.8 - Полный усредняющий набор для измерения продольной деформации



Рисунок 2.9 – Использование продольного экстензометра на практике

Экстензометры для измерения круговой (поперечной) деформации предназначены для точного измерения круговых деформаций образцов диаметром от

32 мм до 500 мм. Обычно набор для измерения круговой деформации используется с одним из наборов для измерения продольной деформации для определения коэффициента Пуассона (рисунок 2.9). При одноосном нагружении хрупких материалов с контролем продольной деформации или нагрузки, часто возможно резкое разрушение образца из-за излишней энергии, получаемой от нагружающей рамы. Для лучшего контроля при испытаниях на поведение после разрушения, одним из часто используемых методов – контроль кругового расширения образца. Продольное напряжение, прикладываемое системой, будет затем увеличиваться или уменьшаться, в зависимости от сигнала обратной связи с кругового экстензометра [11, 13, 15, 16, 17].

Полный набор для измерения круговой деформации отражен на рисунке 2.10 и включает:

1. продольный экстензометр модели 632.21;
2. круговой набор, который включает в себя:
 - 1) цепь выбранной длины;
 - 2) крепежный набор для крепления цепи к экстензометру и образцу.
 - 3) преобразователь сигнала;
 - 4) кабель для подключения экстензометра к преобразователю.

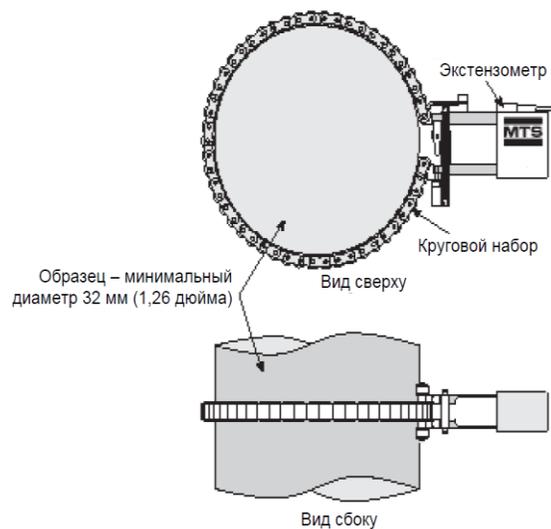


Рисунок 2.10 – Модель 632.21 (с круговым набором)



Рисунок 2.11 – Использование кругового экстензометра на практике

Экстензометры моделей 632.21, прикрепленные к набору цепей, измеряют круговые деформации. Пример использования демонстрируется на рисунке 2.11. Однако, так как экстензометры серии 632 фактически измеряют "прямолинейное" изменение расстояния между двумя концами цепи, а не фактическое изменение окружности образца (который расширяется по радиусу), то есть когда образец деформируется по радиусу, экстензометр измеряет изменение длины хорды ($l_f - l_i$) между центром двух крайних роликов, а не изменение окружности образца, что отражено на рисунке 2.12. В таком случае выходное измеренное экстензометром значение должно быть скорректировано согласно уравнению (4) [11, 13, 15, 16, 17]:

$$\Delta C = \frac{\pi(l_f - l_i)}{\sin(\frac{\theta_i}{2}) + (\pi - \frac{\theta_i}{2})\cos(\frac{\theta_i}{2})}, \quad (4)$$

где C – изменение окружности образца

$(l_f - l_i)$ – изменение длины хорды (выходное значение экстензометра)

θ_i – угол в радианах, противолежащий начальной длине хорды.

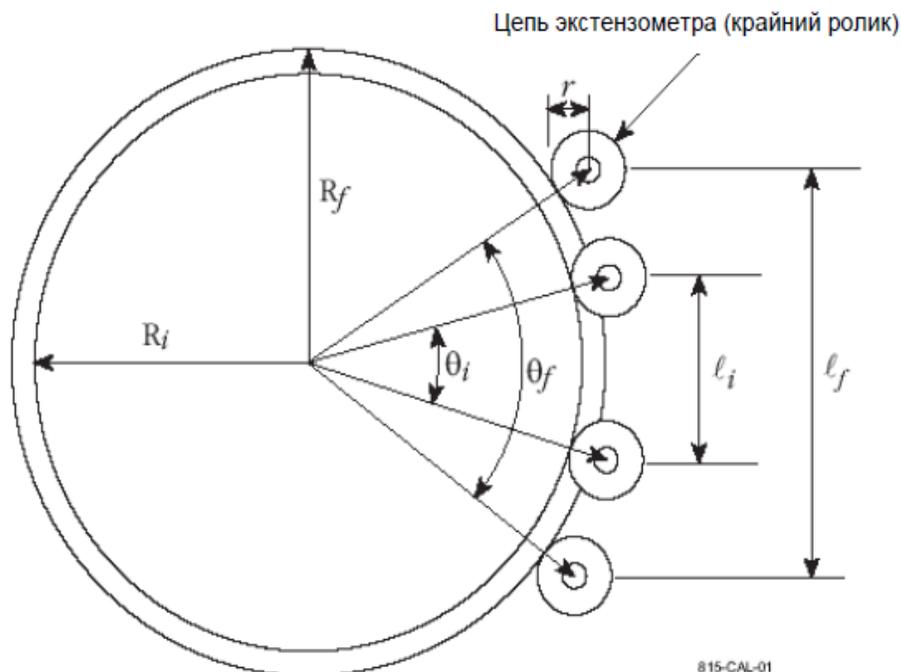


Рисунок 2.12 – Фиксация круговым экстензометром изменения расстояния

Таким образом, подставляя измеренное значение Δl в уравнение (4), изменение длины окружности образца (ΔC) можно определить с точностью до 1%. Результирующая неопределенность в 1% от изменения длины окружности объясняется тем, что коэффициент Пуассона будет определен с такой же погрешностью, которая хорошо укладывается в допустимые пределы требуемой точности. Точный расчет ΔC из измеренного значения Δl требует итеративного (а не конечного) математического решения, в котором нет необходимости для обычного анализа результатов испытания [11, 13, 15, 16, 17].

Для определения коэффициента Пуассона необходимо измерять продольную и круговую деформации одновременно, схема соединения оборудования 2.13 и 2.14.

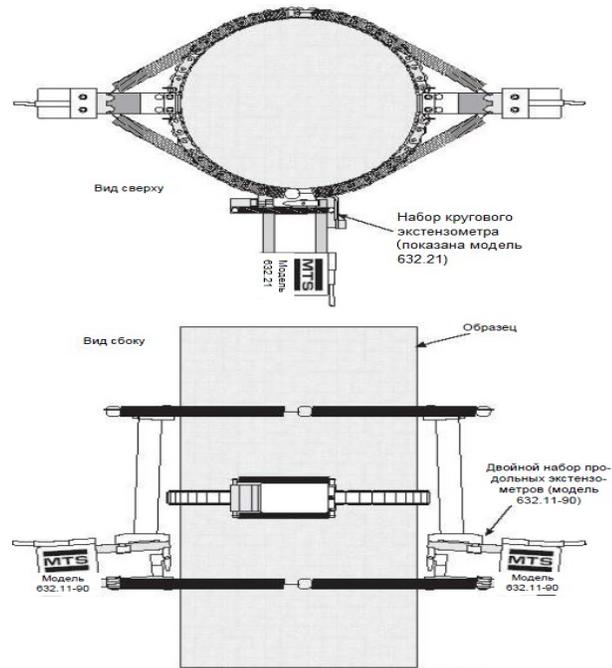


Рисунок 2.13 - Установка для одновременного двойного измерения продольной деформации и измерения круговой деформации



Рисунок 2.14 - Установка для одновременного двойного измерения продольной деформации и измерения круговой деформации на практике

Продольные и круговые экстензометры предназначены для одновременной установки на образце для полного и точного измерения упругих свойств.

Крепежный набор продольного экстензометра и круговая цепь позволяют адаптировать экстензометры к широкому диапазону диаметров образцов, поэтому нет необходимости в отдельных устройствах или калибровках для разных размеров

образцов. Вместе с механическими зажимными приспособлениями для испытаний на одноосное сжатие предоставляется программное обеспечение для одноосных механических свойств горных пород, предназначенное для выполнения некоторых из наиболее распространенных испытаний на сжатие и анализа результирующих данных. Этот набор программного обеспечения предназначен для выполнения последовательности предварительно определенных шагов для проведения стандартных испытаний по стандартам ASTM и предлагаемым методам испытаний ISRM.

Программное обеспечение включает: управление скоростью во время выполнения испытания, которое позволяет увеличивать или уменьшать скорость нагружения или деформации во время испытания для улучшения управления испытаниями после разрушения и повышения производительности испытаний, и вывод графиков во время выполнения испытания для отображения в режиме реального времени выбранных сигналов обратной связи, что позволяет контролировать ход испытания во время его выполнения. Функция анализа позволяет автоматически анализировать собранные данные создавать полный, профессиональный отчет об испытании [11, 13, 15, 16, 17].

Ультразвуковой метод определения деформационных характеристик цемента – это неразрушающий метод определения модуля упругости, коэффициента Пуассона, плотности и, соответственно, прочности цемента, который основывается на зависимости косвенных показателей прибора, таких как скорость, время распространения ультразвука, от упругих характеристик цемента. Ультразвук — это механические колебания частиц с частотой свыше 20 кГц, распространяющиеся в виде волн в упругой среде. Процесс распространения акустических колебаний в теле называется акустической волной.

Пульсар-2.2 необходим для определения дефектов в твердом теле, оценки характеристик этого тела по измеренному времени прохождения продольной волны и автоматическому расчету скорости этой волны. Свою работу он осуществляет двумя

способами – с помощью сквозного и с помощью поверхностного прозвучивания. Пульсар измеряет время, через которое ультразвуковая волна доходит от одного датчика (излучатель) к другому (приемник). Далее высчитывается скорость волны по известной формуле – базе прозвучивания [15, 127].

Первый критический угол – самый малый угол падения продольной волны, при возникновении которого во второй среде продольная волна распространяться не будет, а движение волны будет осуществляться по поверхности образца с образованием поперечной волны [15].

Второй критический угол - наименьший угол падения продольной волны, при возникновении которого во второй среде не будет развиваться и поперечная волна [13].

Угол наклона призмы должен обеспечивать введение в объект контроля волн требуемого типа под нужным углом [15].

Угол наклона призмы должен лежать между первым и вторым критическим углом, таким образом, чтобы найти эту числовую линию, необходимо установить границы в виде первого и второго критических углов. Первый критический угол рассчитывается по формуле (5) [13, 125, 132]:

$$\beta_1 = \arcsin\left(\frac{C_{1l}}{C_{2l}}\right), \quad (5)$$

где C_{1l} - скорость продольной волны в призме;

C_{2l} - скорость продольной волны в изделии.

Второй критический угол рассчитывается по формуле (6):

$$\beta_2 = \arcsin\left(\frac{C_{1l}}{C_t}\right), \quad (6)$$

где C_{1l} - скорость продольной волны в призме;

C_t - скорость поперечной волны в изделии.

Материал призмы – поликарбонат. Скорость продольной волны в поликарбонате составляет - 1720 м/с. Скорость продольной волны в цементе 3200 м/с; скорость поперечной волны в цементе составляет - 1850 м/с, следовательно, значение

первого критического угла - 32°; второго - 68°. Для измерения поперечных волн в цементе с помощью наклонных пьезометрических преобразователей в работе использовался ультразвуковой прибор A1220 Monolith.

Согласно руководству по эксплуатации, A1220 MONOLITH служит прибором для неразрушающего контроля конструкций и изделий из бетона и железобетона для поиска в них различных нарушений дефектов (полостей, трещин, инородных включений), для измерений толщин, а также для измерения скоростей ультразвуковых волн в исследовательских целях. Прибор относится к ультразвуковым низкочастотным дефектоскопам общего назначения, в соответствии с ГОСТ 28702-90.

Согласно указаниям ГОСТ 17624-2012, ультразвуковые измерения в цементе проводят методами сквозного или поверхностного прозвучивания. Ультразвуковые приборы, применяющие при испытаниях, направлены на измерения скорости распространения волны и времени. Чтобы установить значения прочности бетона, необходимо построить градировочную зависимость скорости ультразвука от прочности образца. Прочность образца цемента рассчитывается по формуле (7) [13]:

$$R = \beta V^{3,75}, \quad (7)$$

где R – прочность на сжатие, МПа;

β – коэффициент, зависящий от плотности (лёгкий или тяжелый цемент);

V – скорость волны, м/с.

Прочность необходимо определять на участках без дефектов, таких как, например, трещины, каверны, отслоения и т.д. Также необходимо соблюдать положительную температуру при проведении эксперимента. На основании полученных данных (времени волны, скорости продольной и поперечной волн, а также прочности образца) рассчитывается модуль упругости в Па по формуле (8) [13]:

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (8)$$

где ρ – плотность образца, кг/м³;

V_s – скорость поперечной волны, м/с;

V_p – скорость продольной волны, м/с.

Коэффициент Пуассона рассчитывается по формуле (9):

$$\mu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (9)$$

В результате проведения серии экспериментов, оценивающих, как реологические свойства цементного раствора, так и механические свойства цементного камня будут получены значения различных физико-механических и реологических показателей, реологические показатели будут использованы для оценки прокачиваемости цементного раствора по стволу скважины, а механические показатели далее будут использованы в оценке способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам, вызванными особенностями работы КНБК и операций ГРП/МГРП [13, 46, 86, 124, 142].

Для определения прочности на изгиб цементный раствор подготавливается и кондиционируется в атмосферном консистометре для достижения температуры испытаний, затем цементный раствор заливается в специальные формы 40x40x160 мм, согласно ГОСТ 34532-2019, и помещается в водяную баню для выдержки при определенной температуре. После выдерживания образца по времени ОЗЦ цементный камень вынимается из форм и происходит определение прочности на изгиб с помощью гидравлического пресса Controls Pilot 3 [13, 17, 29].

Прочность на растяжение определялась по ГОСТ 21153.3-85 «Методы определения предела прочности при одноосном растяжении», также известный во всемирной практике как «Бразильский тест». Метод тестирования заключается в приложении сжимающей нагрузки вдоль диаметра цилиндрического образца, что приводит к возникновению растягивающих напряжений в центральной части образца, которые создают разрушение породного диска. По исследованиям таких ученых, как А.И. Булатов, А.А. Гайворонский, В.С. Данюшевский, Л.Б. Измайлов, Е.К. Мачинский, Д. Ю. Мочернюк, Г. М. Саркисов, Г. Н. Хальгиндин и др., методы вторичного вскрытия, например, ГРП/МГРП, создают растягивающие напряжения в

цементном камне. В связи с этим необходимо уделять особое внимание прочности на растяжение при подборе составов цементных растворов, устойчивых к динамическому воздействию при операциях вторичного вскрытия [17, 31, 86].

Однако несмотря на многообразие лабораторных методов испытаний цементного камня, целесообразно разработать специальный стенд и/или группу стендов, позволяющих оценить способность цемента сопротивляться динамическим нагрузкам.

2.5 Выводы к главе 2

1. Экспериментальные исследования по разработке упругих тампонажных систем на основе цемента класса G, использующихся при креплении скважин в условиях Надым-Пурской области Западной Сибири, проводятся с помощью лабораторной базы Санкт-Петербургского горного университета.

2. Определены основные методы тестирования цементного раствора, как жидкости, цементного камня, как твердого тела;

3. Выбраны ключевые показатели тестируемых свойств цементных смесей;

4. Определены существующие методики тестирования упругих свойств, подобраны тестовые методы, как для оценки упругих свойств в статических условиях, так и для оценки упругих свойств в динамических условиях;

5. Определена необходимость проведения тестирования на специализированном стенде для оценки способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ СПОСОБНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ВОСПРИНИМАТЬ ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

3.1 Оценка динамических колебаний КНБК при разбуривании цементного камня и бурении

Устойчивый рост объемов горизонтального эксплуатационного бурения показывает стабильный рост и к 2030 году может достичь значения 74% от общего объема эксплуатационного бурения, однако вместе с увеличением объемов горизонтального бурения отмечается и снижение эффективности бурения, одной из основных причин снижения эффективности бурения являются вибрации, которые являются следствием эксцентричного вращения долота на забое [10, 45, 46, 93, 95, 111].

При бурении скважины вращательным способом отмечаются скачки крутящего момента, которые могут приводить к образованию поперечных и осевых колебаний КНБК с образованием стрелы прогиба. Также во многом вибрации негативно сказываются на целостности долота, винтовом забойной двигателе, роторно-управляемой системе и телесистеме [10, 41, 42, 45, 46, 93, 95].

Измерение вибраций КНБК начали применять и тиражировать с начала 1990 годов, в настоящее время использование инструментов измерения вибраций в реальном времени применяется на постоянной основе, особенно при бурении сложных профилей скважин [41, 131, 137].

Сервисные компании по наклонно-направленному бурению по-разному подходят к проблеме определения допустимых вибраций КНБК. Так, например, компания «Технологии ОФС», определяет рабочие пределы оборудования, группируя измеренные ускорения перегрузок, полученные с помощью датчиков MWD. Ускорения измеряются в G, что эквивалентно $1 G = 9,81 \text{ м/с}^2$. Группировка ускорений исключает пиковые значения (таблица 1) [41, 42].

Таблица 1 - Оценка опасности вибраций компании Baker Hughes

Боковые значения вибраций	Опасность
Повторные боковые значения вибраций от 3 до 5 g	Быстрый износ оборудования. Время безопасного воздействия, не более 3 часов
>5 g	Аварийная ситуация. Время безопасного воздействия, не более 20 минут
Осевые значения вибраций	Опасность
от 3 до 5 G	Критическая, но редкая. Не должно происходить более 3 часов
>5 G	Критический, но редкий. Не должно происходить более 20 минут

Компания Halliburton также группирует измеренные вибрации, подразделяя их на 3 уровня опасности: низкий, средний, высокий. Средние значения вибраций рассчитываются во временном промежутке 4 секунд. Таким образом наиболее опасными являются вибрации высокого уровня опасности. В таблице 2 указаны типичные значения осевых и боковых вибраций [41, 42].

Таблица 2 - Оценка опасности вибраций компании Halliburton

Тип вибраций	Среднее значение G	Опасность
Боковые	>4-6	Высокий уровень, не должна продолжаться более 18 минут
Осевые	4	Высокий уровень, не должна продолжаться более 8 минут

Российские производители и подрядчики по наклонно-направленному бурению также ограничиваются допустимыми уровнями вибраций, исходя из критериев безопасной и безаварийной работы забойного оборудования [41, 42].

Таблица 3 - Оценка опасности вибраций компании ООО «БашНефтеГеофизика»

Тип вибрации	Продольная (осевая)		Поперечная		Неравномерное вращение	
	Урове нь	Продолжитель ность	Урове нь	Продолжитель ность	Урове нь	Продолжитель ность
Допусти мый	< 3,5	нет предела	< 3,5	нет предела	<0,75	нет предела
Высокий	≥3,5- <5	не более 60 мин.	≥3,5- <5	не более 60 мин.	≥0,75	не более 60 мин.
					<1,25	
Очень высокий	≥5- <7,3	не более 5 мин.	≥5- <7,3	не более 5 мин.	≥1,25	не более 5 мин.
					<1,75	
Критичн ый	>7,3	недопустим	>7,3	недопустим	≥1,75	недопустим

Исходя из практики работ, не допустим уровень вибраций, превышающий значение 12G, т.к. при данном уровне вибраций современные телесистемы могут указывать не достоверные данные по азимуту/зенитному углу, а гидравлические забойные машины могут входить в аварийный режим работы, что является недопустимым ввиду сложности производства работ и большой стоимости оборудования [41, 42, 105, 130].

Таким образом, проанализировав практические данные и рекомендации производителей оборудования, можно сделать вывод о том, что максимальный возможный уровень виброускорений (вибраций) находится в пределе 12 G.

3.2 Разработка ударного стенда для определения способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки

Для ответа на вопрос о точном определении динамической прочности цементного камня ученые предлагают свои методики и разработанное оборудование.

Автор Хао Ши в своей статье «Новый неразрушающий метод испытания прочности материала цементного раствора на основе частоты колебаний стального прутка: Теория и эксперимент» [129] разработал новый метод определения прочности цементного камня с помощью системы определения частоты колебаний. Разработанный стенд состоит из образца цементного камня, жесткого молотка для возбуждения колебаний, динамического тензомера и компьютера с необходимым программным обеспечением. Ударный конец молотка изготовлен из резины, а максимальная частота дискретизации тензометра составляет 20 МГц. В каждом цикле вибрации более 24 точек измерения, время негативной задержки сбора сигнала 4 мс, длительность сбора данных 30 мс (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 - Система определения частоты стального прутка [129]

Образцы цементного камня твердели в течение необходимого времени. С целью возбуждения колебаний молотком с резиновым ударником производил удар по металлическому прутку. Для получения данных операцию удара проводили по 3 раза на каждом образце, после удара данные фиксировались динамическим тензомером.

Затем тензометр передавал данные на персональный компьютер с целью анализа данных. Зависимости частоты колебаний от прочности и времени твердения представлены на рисунке 3.2, также автором произведена корреляция измеренных и расчетных данных [129].

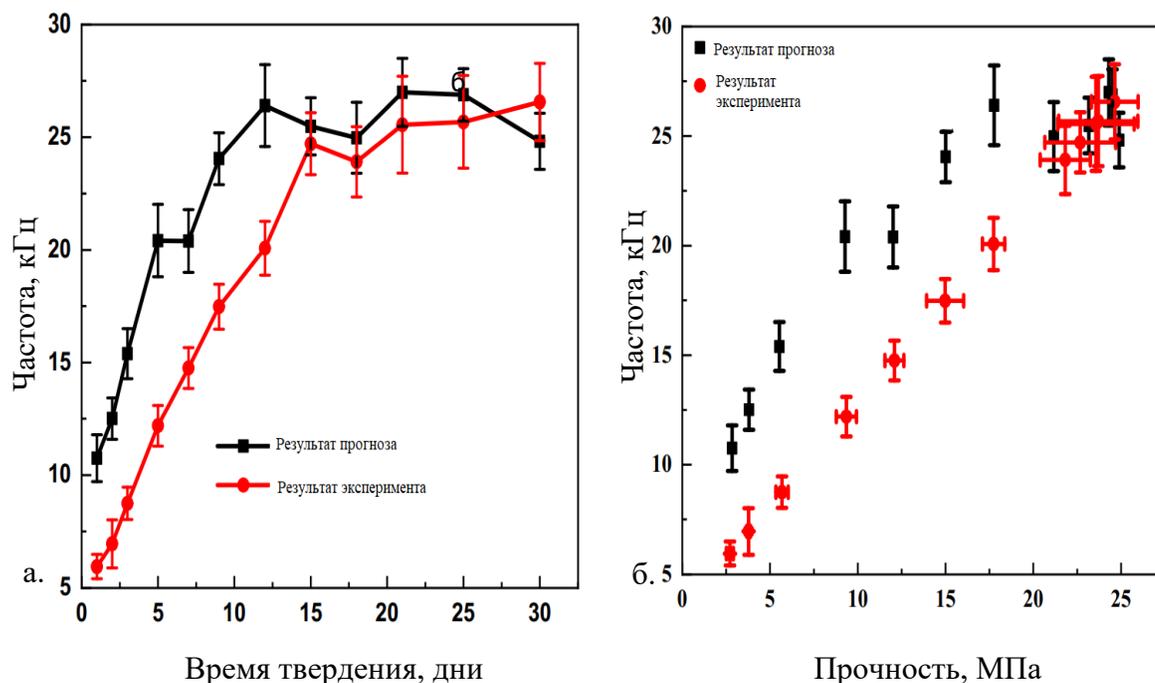


Рисунок 3.2 - Сравнение прогнозируемых и экспериментальных результатов частоты вибрации стального прута: а. - изменение частоты колебаний стального прутка с течением времени отверждения образца; б. - изменение частоты колебаний стального прута в зависимости от прочности испытуемого образца [129]

Автором рассчитано, что частота колебаний стального прутка лежит в пределах от 10 кГц до 27 кГц, экспериментальные данные показали, что реальная частота колебаний образца лежит в диапазоне от 5 кГц до 27 кГц. Как видно из рис. прогнозные данные несколько выше, чем фактические, данная тенденция наиболее ярко отражена на образцах с меньшей прочностью и малым временем выдержки [129]. Метод, предложенный Автором, имеет близкую сходимость с расчетными данными, но не лишен недостатков:

1) использование нестандартного оборудования, отличающегося от стандартного оснащения лаборатории тампонажных растворов по ISO 10426-2, API 10B-2, API 10B-4, API 10 B-6;

2) метод требует высокой квалификации персонала и опыта использования высокоточного оборудования;

3) для образцов с коротким периодом твердения (менее 15 суток) расчетные и экспериментальные данные отличаются на 5-7 кГц;

4) высокая сходимость экспериментальных и расчетных данных получена только для образцов с временем выдержки более 15 суток, что значительно превышает типичное время ОЗЦ при креплении скважин;

5) большое время выдержки образцов для достижения сходимости результатов.

Таким образом, установка, предложенная Хао Ши, не лишена явных недостатков, препятствующих использованию в условиях лаборатории тампонажных смесей и практике цементирования скважин.

Перспективными также являются акустические методы определения динамической прочности образцов цементного камня, например, работа Рикардо Карраседо «Механические характеристики бетона с помощью акустических испытаний на удар» [87], в которой Автор рассмотрел связь между динамическим модулем упругости и частотой колебаний акустической волны с известным статическим модулем упругости образца цементного камня, через формулу (10) (общая схема испытательного стенда на рисунке 3.3):

$$E_{\text{dyn}} = A \cdot f_c^B \cdot E_{\text{static}}^C, \quad (10)$$

где E_{dyn} – динамический модуль упругости,

f_c – частота колебания акустической волны,

E_{static} – статический модуль упругости,

A, B и C - эмпирические константы, которые подбираются экспериментально.

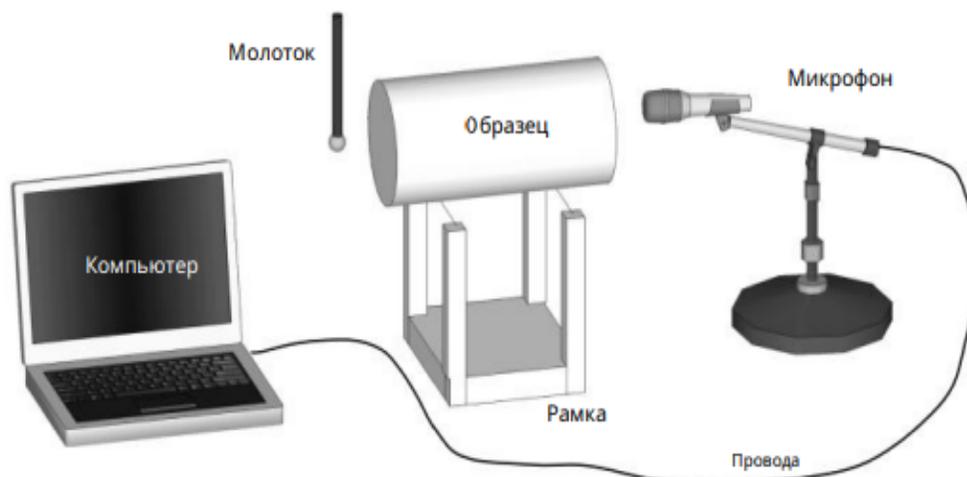


Рисунок 3.3 – Схематическое изображение акустических испытаний [87]

Образец цементного камня помещается в модель опорной системы SA-BC (АТСР). Данный метод соответствует требованиям ASTM. Поддержка образца на рамке осуществляется с помощью стальных проволок, натяжение которых можно регулировать, для размещения образцов различной формы и размеров. В данном исследовании опоры (стальные проволоки) располагались на расстоянии $0,224L$ от торца образца, где L — длина образца. В случае если оси микрофона, образца и плоскости удара молотка совмещены, возбуждается продольная мода и только пик, соответствующий этой моде, появляется в частотном спектре, регистрируемом компьютером. Но в случае, когда удар наносится со смещением на несколько миллиметров от оси образца и микрофон расположен в плоскости удара молота образуется пик, соответствующий первой изгибной моде. Для более точных исследований использовались стальные сферы малого диаметра с целью создания удара и возбуждения колебаний. При таком подходе энергия удара была достаточно высокой и распределялась по интересующему диапазону частот. Для улавливания звука, излучаемого поверхностью образца, использовался обычный микрофон, специальное программное обеспечение (Sonelastic) позволяло настраивать параметры сбора данных, такие как частота дискретизации (96 кГц), фильтрация и управление окнами, чтобы можно было точно выделить пики, связанные с собственными

колебаниями. В рамках исследования были проведены испытания на 17 образцах, результаты испытаний подставлены в уравнение №10, в ходе обработки данных методами математической статистики достигнут коэффициент детерминации $R^2 = 0,90$. Измеренные значения показывают низкую дисперсию по сравнению с результатами экспериментального определения динамического модуля упругости. Автор отмечает, что полученная зависимость актуальна только для испытанных составов, в случае использования иного состава цементного раствора результаты могут не показать высокую сходимость с фактическими данными. С целью расширения области применения разработки необходимо провести большее количество экспериментов с различными составами цементных растворов (для наработки базы данных экспериментальных коэффициентов). Автор методики в своем исследовании указывает, что методика не предназначена для замены существующих решений по тестированию, а выступает в качестве дополнительного исследования для определения динамического модуля упругости и прочности образцов цементного камня [87].

Методика определения динамических упругих и прочностных характеристик, предложенная Рикардо Карраседо, содержит в себе недостатки:

- 1) для проведения тестирования необходима обширная база данных составов цементных растворов;
- 2) в полевых условиях лаборатории тампонажных смесей могут возникнуть проблемы при анализе данных, полученных с микрофона из-за постоянного фонового шума оборудования лаборатории;
- 3) для определения динамических характеристик требуются значения испытания статическими методами;
- 4) несовершенство методики звуковых волн ввиду возможных переотражения упругих волн внутри образца из-за естественной пористости, трещиноватости, наличия микросфер или иных тел, отличающихся по плотности от цементного раствора (например, эпоксидные смолы, газоблокаторы и т.д.).

Таким образом, методика автора Рикардо Карраседо требует значительной доработки по причине необходимости наличия обширной библиотеки цементных растворов, включая системы облегченных цементных растворов и цементных растворов, наполненных заполнителем, чьи свойства отличаются от свойств цементного раствора.

В последнее время высокой популярностью в области измерения динамических упруго-прочностных свойств пользуется методика от разработчиков прибора «Split Hopkinson pressure bar». Split Hopkinson pressure bar - это специализированное оборудование для изучения динамических механических свойств материалов в одномерном напряженном состоянии (рисунок 3.4) [139].

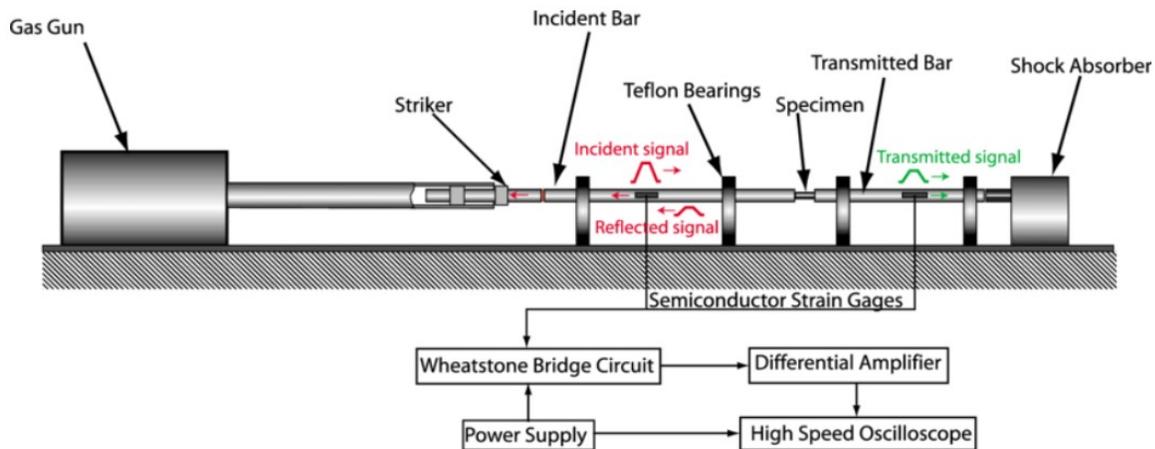


Рисунок 3.4 – Схема прибора Split Hopkinson pressure bar [139]

Используется для определения характеристик напряжения и деформации материала при динамическом воздействии, в основном используется для получения кривой напряжения-деформации металлического материала, композитного материала. Принцип работы заключается в следующем: подавая источник воздуха высокого давления в канал ускорения подачи пусковой трубы, импульс передается на ударный стержень для удара по падающему стержню, таким образом, чтобы приложить осевую нагрузку к образцу между падающим стержнем и передающим стержнем в это время тензодатчик генерирует электрический сигнал и получает данные от системы сбора данных, в свою очередь программное обеспечение

преобразует данные, позволяя в реальном времени увидеть динамические упруго-прочностные характеристики образца. Метод позволяет с высокой точностью определять упруго-прочностные характеристики материала, однако существуют определенные ограничивающие факторы применительно к цементным растворам:

1) цементный камень относится к неоднородным материалам, внутренняя структура которого значительно отличается от металлов и композитов;

2) импульс, передаваемый от стержней, может разрушить цементный камень, т.к. динамическая прочность цементного камня значительно ниже металлов и композитов.

Таким образом, методика испытаний на приборе «Split Hopkinson pressure bar», действительно, является перспективной и актуальной, однако применительно к цементному камню методика требует доработки.

Оценив последние современные разработки, выявлены сильные и слабые стороны предлагаемых решений по определению динамических упруго-прочностных свойств материалов. Ни один из методов не позволяет оценить способность цементного камня воспринимать реальные динамические нагрузки, в связи с этим требуется разработать испытательный стенд [14] для проведения натурального эксперимента, чтобы оценить количественным способом поведение цементного камня при динамической нагрузке.

Испытательный стенд «Стенд-имитатор виброускорений» (Приложение В), схема которого содержится на рисунке 3.5, состоит из станины, возбудителя колебаний для создания ударной нагрузки, набора датчиков и персонального компьютера, с помощью которого осуществляется запись экспериментальных значений. Станина сконструирована из стойки для вертикального сверления, в качестве возбудителя колебаний для создания ударной нагрузки используется строительный перфоратор (выходная мощность 780 Вт, энергия удара 2,3 Дж, максимальная частота колебаний 4500 мин⁻¹, для создания усилия используются грузы (общее усилие - 12 кг)), окончание испытания маркируется окончанием свободного

хода ручки вниз на 1,5 см. Испытания проводятся на стандартных образцах цементного камня в форме кубиков по стандарту ISO 10426-2 [14].

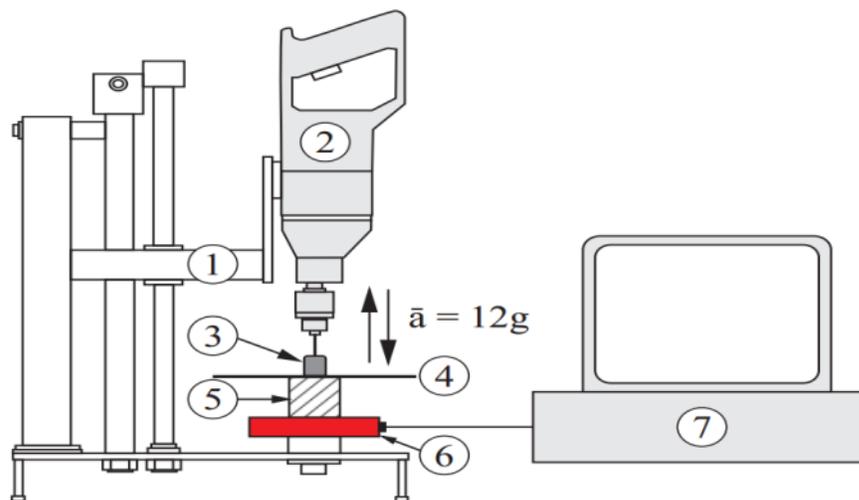


Рисунок 3.5 – Испытательный стенд: 1 – станина, 2 – строительный перфоратор, 3 – боек, 4 – стальная пластина, 5 – образец цементного камня, 6 – акселерометр, 7 – персональный компьютер

Данные характеристики позволяет добиться средней перегрузки на образец в 12 G, что является максимальным значением вибрации для забойного оборудования, поэтому данное значение оправдано для тестирования цементного камня на способность воспринимать динамические нагрузки, например, при ситуации разбуривания цементного стакана и продолжения дальнейшего бурения после выхода из башмака предыдущей обсадной колонны. Т.е. значение перегрузки в 12G позволяет ограничиться максимальным значением перегрузки, соответствующим скважинным условиям [14].

Фиксация нагрузки на образец цементного камня производится с помощью 4-х полумостовых датчиков, собранных в мостовую схему, в качестве аналогово-цифрового преобразователя используется микросхема HX711, фиксация вибраций и число ударов контролируется с помощью 3-х осевого гироскопа и акселерометра GY-521 с диапазоном ускорений – 16 G. С помощью персонального компьютера и платы Arduino UNO (на базе ATmega 328) осуществляется обработка данных [14].

Для проверки и отладки схемы испытаний, а также оценки критериев испытания были разработаны рецептуры [14]:

- 1) базового цементного раствора: ПЦТ 1-50, пеногаситель;
- 2) цементного раствора с микрофиброй: ПЦТ 1-50, пеногаситель, микроволокно.

Плотность образцов постоянная вне зависимости от концентрации фибры в составе цементных растворов – $1,84 \text{ г/см}^3$, учтено изменение В/Ц и выхода цементного раствора в зависимости от концентрации микрофибры.

Образцы цементного камня приготавливались и формировались в соответствии со стандартом ISO 10426-2, формирование образцов производилось в водяной бане на протяжении 24 часов [14, 16, 17].

Для определения способности образцов цементного камня воспринимать динамические нагрузки возможно осуществить количественный подход:

- 1) количество нагружений до разрушения;
- 2) время испытания образца;

После испытаний образца цементного камня, получен график нагрузки и количества ударов от времени, демонстрируемый на рисунке 3.6 [14].

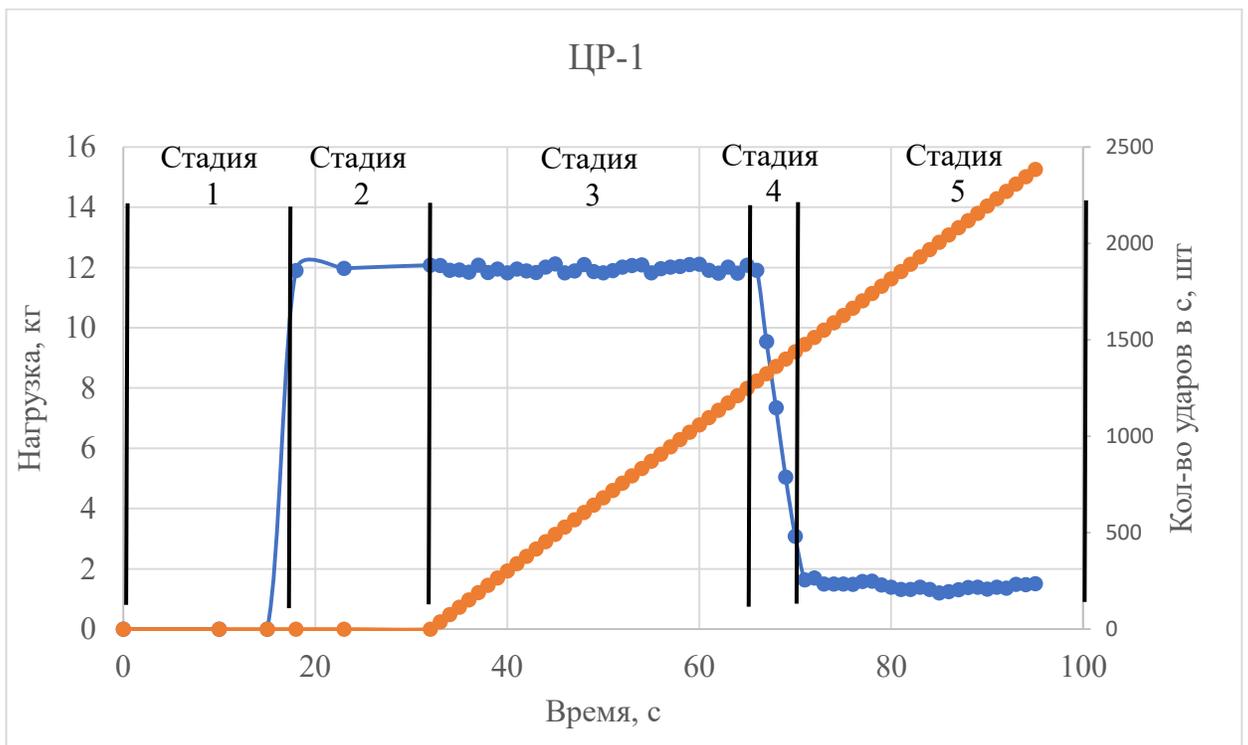


Рисунок 3.6 – График зависимости нагрузки и количества нагружений от времени для ЦР-1

График разделяется на 5 стадий, а именно:

- 1) стадия 1 «Начало»: начало работы датчиков и проверка записи данных;
- 2) стадия 2 «Проверка датчиков»: проверка корректности показаний датчиков и корректности записи;
- 3) стадия 3 «Восприятие динамической нагрузки»: возбуждение колебаний и сопротивление цементного камня динамической нагрузке во время нанесения ударов;
- 4) стадия 4 «Разрушение образца»: разрушение образца от ударов, фиксируется по снижению нагрузки;
- 5) стадия 5 «Конец»: полное разрушение образца, стабилизация нагрузки, возбудитель колебаний достигает нижней точки свободного хода станины, окончание испытания [14].

Стадия 3 «Восприятие динамической нагрузки» - позволяет количественно оценить способность цементного камня воспринимать динамическую нагрузку без разрушения [14].

Результаты испытаний представлены в таблице 4, а также на рисунке 3.7.

Таблица 4 - Результаты испытаний

Состав образца	Стадия 3, сек	Стадия 4, сек	Число ударов Стадия 3, шт	Число ударов Стадия 4, шт	Перегрузка на образец, G
ЦР-1 ВЦ 0,5; пеногаситель – 0,2% (контрольный).	33,17	4,74	1259	178	11,96
ЦР-1.2 ВЦ 0,51; пеногаситель – 0,2%, микроволокно – 0,3%	175,3	12,1	6556	481	12,01
ЦР-1.3 ВЦ 0,51; пеногаситель – 0,2%, микроволокно – 0,6%	189,8	12,9	7231	488	12,11

Продолжение таблицы 4

ЦР-1.4 ВЦ 0,51; пеногаситель – 0,2%, микроволокно – 0,9%	401,3	46,2	15233	1756	12,05
--	-------	------	-------	------	-------

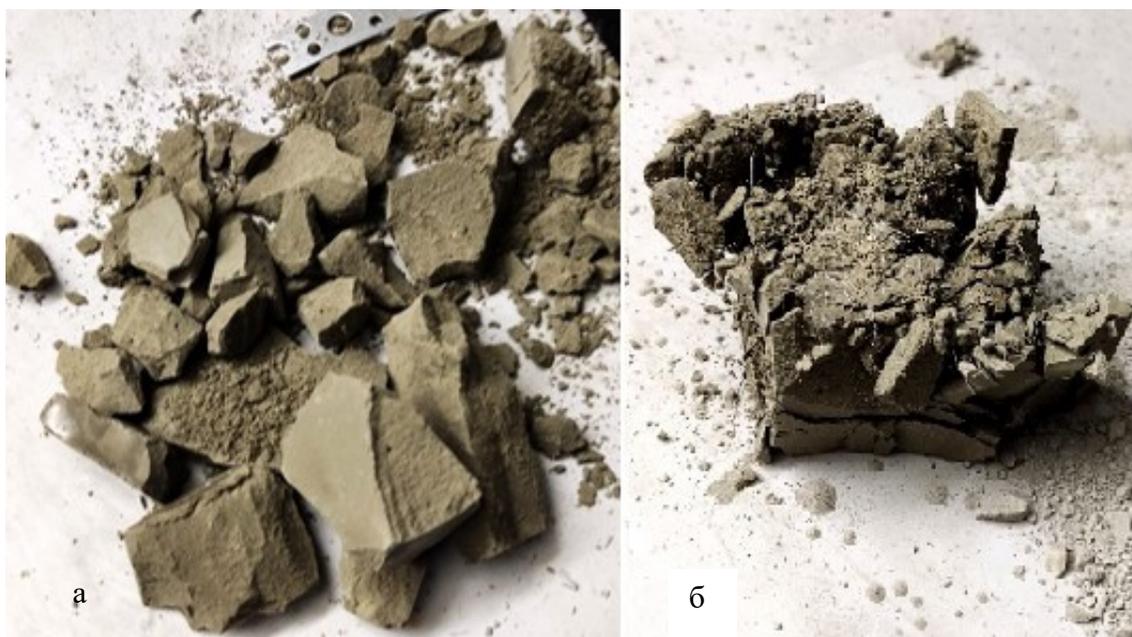


Рисунок 3.7 – Результаты испытаний цементного камня: 1 – ЦР-1; 2- ЦР-4

В результате анализа рисунка 3.7 видно, что цементный камень без добавок ЦР-1 (рис. 3.7, а) быстро теряет связность, разрушаясь на крупные части, что указывает на высокую хрупкость материала и низкую способность воспринимать динамические нагрузки. Однако образец ЦР-1.4 (рис. 3.7, б) показал положительный результат испытаний, образец разрушился без образования крупных частей, части цементного камня связаны микроволокнами, что подтверждает способность цементного камня ЦР-4 воспринимать динамические нагрузки более эффективно, чем цементный раствор, не содержащий добавок ЦР-1. Кроме того разрушение ЦР-1 за 24 секунды указывает не чрезвычайно низкую способность стандартного цемента воспринимать динамическую нагрузку при разбурировании цементного стакана, образец ЦР-4 эффективно воспринимал динамическую нагрузку на протяжении 401 сек, что также

является недостаточным значением для заключения о безопасном использовании и обеспечении герметичности крепи при разбурировании цементного стакана, требуется разработать состав, способный сопротивляться динамической нагрузке более 545 сек, т.к. в блок операций с низкой скоростью проходки при бурении входит операция разбурирования цементного стакана, когда бурение ведется с ограничениями. Учитывая неизбежные эффекты образования стрелы прогиба от осевой нагрузки на долото, создаются предпосылки к образованию динамического воздействия на цементный камень за обсадной колонной, т.е. в точках контакта стрелы прогиба возбуждаются поперечные колебания, которые осуществляют удары по внутренней поверхности обсадной колонны. Эффект контакта стрелы прогиба о стенку обсадной колонны отражен на рисунке 3.8. Нередко при разбурировании цементировочных пробок с отклонением от рекомендаций производителя бурение сопровождается повышенным биением буровой колонны по причине свободного вращения пробок относительно друг друга [14, 45, 127].

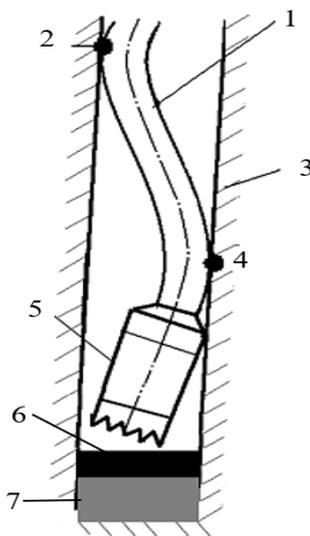


Рисунок 3.8 – Схема работы КНБК при разбурировании цементного стакана: 1 – КБТ; 2,4 – точки контакта КБТ со стенками обсадной колонны; 3 – стенка обсадной колонны; 5 – КНБК; 6 – цементировочная пробка; 7 – цементный камень под пробкой

Более подробно рассмотрев операцию разбурирования цементного стакана, исходя из данных статистики, известно, что на разбурирование цементировочных

пробок затрачивается в среднем 1 – 1,5 часа, при этом совместная длина пробок составляет в среднем составляет 50-60 см, следовательно, средняя механическая скорость бурения составит от 0,55 см/мин до 0,83 см/мин. Пересчитаем продолжительность воздействия динамической нагрузки на стандартный образец цементного камня за обсадной колонной, исходя из механической скорости бурения – от 361 сек до 545 сек [14, 46, 70].

По результатам исследования для оценки метода, видно, что метод позволяет количественно и качественно оценить состояние цементного камня после воздействия нагрузки, при этом для более корректной оценки требуется использовать базовый состав цементного раствора (без добавок), чтобы проводить более легкую корреляцию результатов.

Для приближения результатов испытания к скважинным условиям целесообразно разработать стенд, имитирующий реальную работу ПРИ и КНБК при нормализации цементного стакана во время бурения.

3.3 Разработка стенда-имитатора условий разбуривания цементного стакана

Герметичность крепи играет ключевую роль в обеспечении безопасной и эффективной добычи сырья. Нарушение целостности крепи может проявляться не только на стадии эксплуатации, но и на стадии строительства скважины.

На сегодняшний момент роторный способ вращательного бурения (в т.ч. при бурении с ВЗД/Турбобуром) занимает более 50% от общего времени строительства скважины. Роторный способ вращательного бурения осуществляется путем вращения бурильной колонны с передачей осевой нагрузки на долото. В совокупности действия осевой нагрузки и вращения, возникают ударные нагрузки, в особенности опасны поперечные ударные нагрузки, причиной которых является несоосное вращения бурильной колонны. В точках приложения ударных нагрузок цементная крепь может

разрушаться, что приводит к интервалам негерметичности, появлению межколонных давлений (МКД) и образованию заколонной циркуляции (ЗКЦ) [45, 74, 76].

Исходя из проанализированных источников [64] и результатов экспериментальных исследований, разработан и отлажен стенд «Стенд-имитатор условий разбуривания цементного камня» (Приложение В) для тестирования способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки, имитирующий условия разбуривания цементного стакана после операции цементирования. Стенд (рисунок 3.9) позволяет оценить герметичность крепи в зависимости от режимных параметров бурения и вибраций.

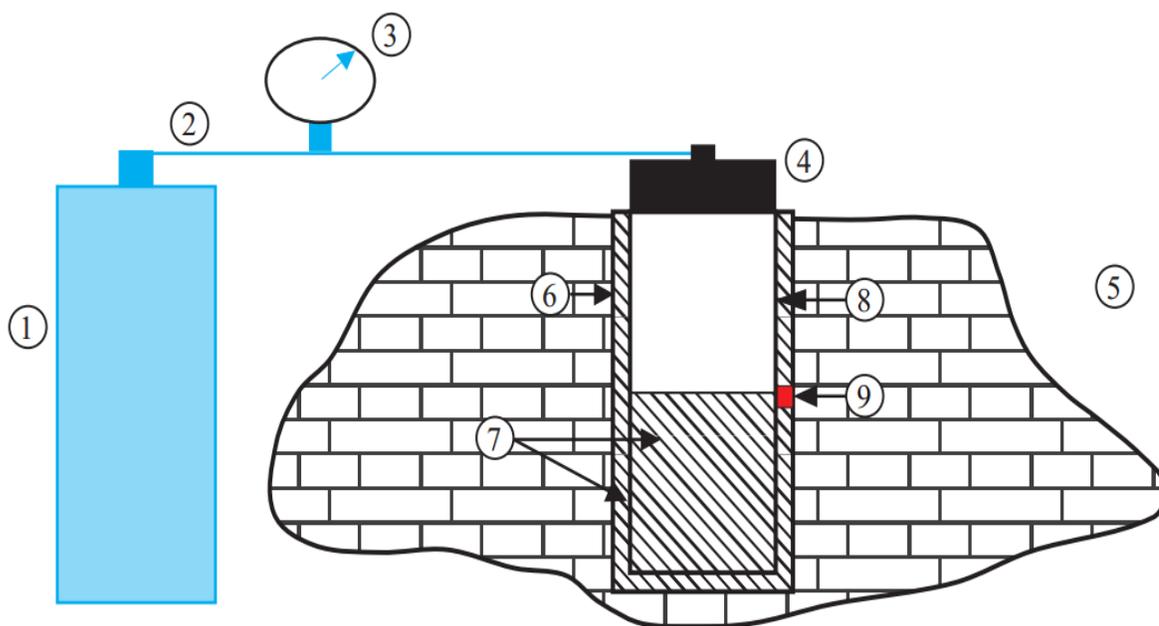


Рисунок 3.9 – Стенд с зацементированной обсадной трубой: 1 – газовый баллон, 2 - рукав высокого давления, 3 – манометр, 4 – герметичный переводник, 5 – горная порода (гранит), 6 – стенка скважины, 7 – цементный камень за и в обсадной трубе, 8 – обсадная труба, 9 – акселерометр

Данные с акселерометра фиксируются с помощью персонального компьютера, акселерометр имеет три пространственные оси, значения ускорения по разным осям используются для расчета режима боковой вибрации. Боковые ускорения БК рассчитываются по уравнениям (11) – (13), где y_x и y_y - компоненты осей

соответственно, которые рассчитываются по компонентам акселерометра в соответствии с ориентацией датчика, показанной на рисунке 3.10.

$$y_x = \frac{-a_z - a_y}{2} \quad (11)$$

$$y_y = \frac{-a_z + a_y}{2} \quad (12)$$

$$y = \sqrt{y_x^2 + y_y^2} \quad (13)$$

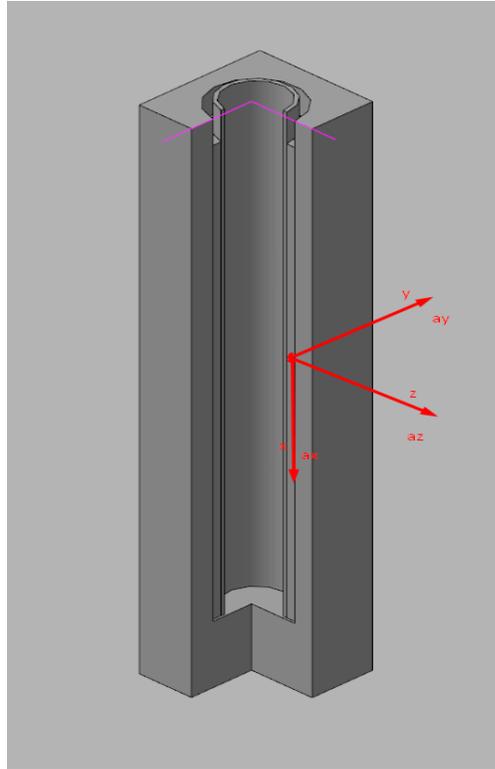


Рисунок 3.10 – Расположение осей датчика, векторы измерения ускорений

Перед началом эксперимента на стенде, укрупненная схема которого содержится на рисунке 3.9, в образце горной породы пробуривается скважина диаметром 112 мм с помощью трехшарошечного долота, затем в данную скважину спускается обсадная труба, обсадная труба центрируется и заливается исследуемым цементным раствором, в кольцевое пространство между горной породой и обсадной трубой помещается набор акселерометров. После ОЗЦ обсадная труба нормализуется до места установки датчика, используя шадящие режимные параметры бурения, во избежание образования негерметичности крепи. Нормализация необходима для

получения данных о биении колонны бурильных труб по обсадной колонне. После нормализации производится проверка сигнала датчиков и проверка герметичности. Герметичность оценивается путем подачи газа-азота из баллона в обсадную трубу через герметичный переводник. Постоянные показания манометра указывают на герметичность, давление, подаваемое в обсадную колонну, равняется 0,8 МПа.

После выполнения необходимых проверок проводится эксперимент, герметичный переводник удаляется и, исходя их типичных отраслевых требований, разбуривание производится с осевой нагрузкой 1,5 кН и частотой вращения 80-100 об/мин. Каждые 5 см проходки осуществляется проверка обсадной колонны на герметичность, опрессовка проводится на протяжении 5 минут. Падение давления во время опрессовки указывает на образование трещин в цементном камне, что является показателем начала разрушения крепи. Фиксация виброускорений и результаты оценки герметичности свидетельствуют о максимальном значении виброускорения, которое может воспринимать цементный камень без растрескивания.

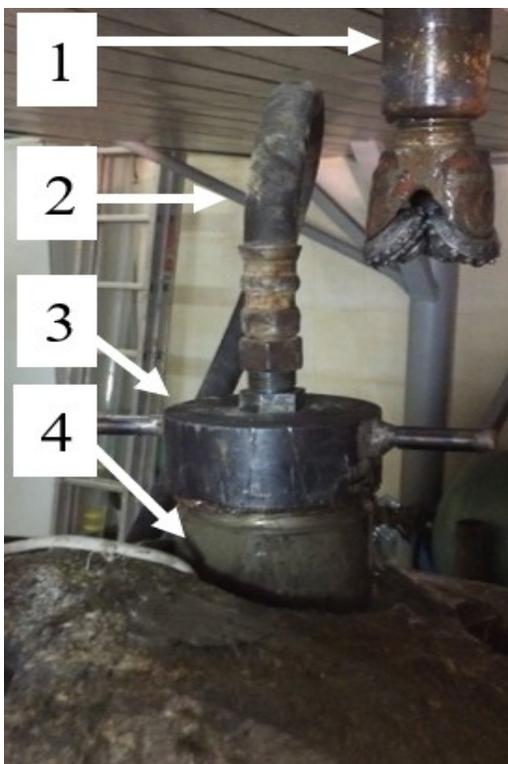


Рисунок 3.11 – Общий вид стенда при проведении опрессовки: 1 - долото, 2 – рукав высокого давления, 3 – герметичный переводник, 4 – зацементированная обсадная труба

С целью проверки разработанного стенда осуществлено исследование базового цементного раствора ЦР-1 ВЦ 0,5; пеногаситель – 0,2%, плотностью 1,84 г/см³. Разбуривание базового цементного раствора осуществлялось после ОЗЦ – 24 часа с осевой нагрузкой 1,5 кН и частотой вращения 100 об/мин [14]. На рисунке 3.11 демонстрируется первичная проверка герметичности перед рзабуриванием цементного стакана.

В результате испытания, демонстрируемом на рисунке 3.12, установлено, что виброускорения до 5-6 G на протяжении 30 минут не сказываются на герметичности цементной крепи. опрессовка в течение 5 минут при давлении 0,8 МПа - герметично, при превышении значения вибросускорения более 11,5 - 12 G за счет увеличения частоты вращения и осевой нагрузки до 2 кН на протяжении 25-30 секунд происходит растрескивание цементного камня и потеря герметичности крепи, проверка герметичности – падение до 0,3 МПа, не герметично.

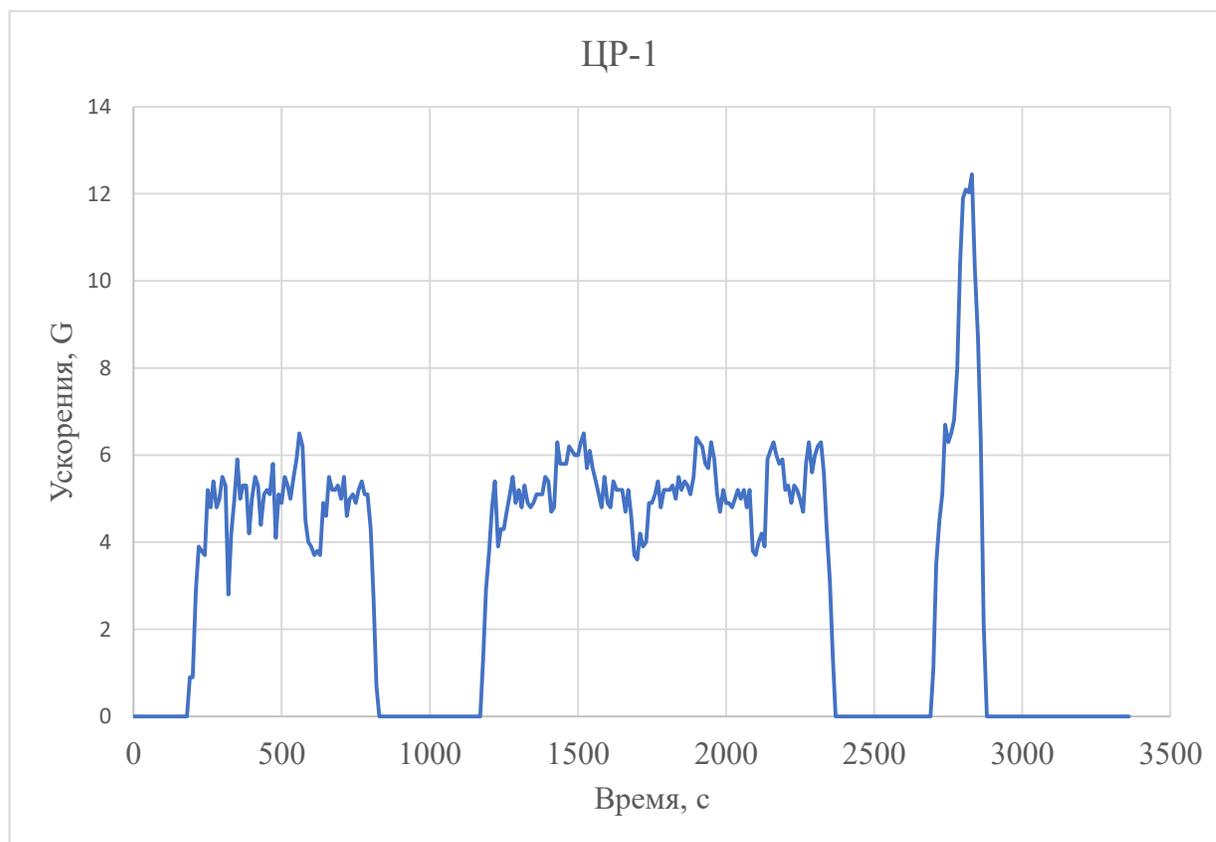


Рисунок 3.12 – График зависимости виброускорений от времени

По результатам экспериментальных исследований, определено, что экспериментальный стенд позволяет определить возможность цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам, действующим при бурении. Максимальные достигнутые значения виброускорений соответствуют критическому значению виброускорений, исходя из условия нормальной работы забойного оборудования. Стенд позволяет создать вариативные условия: изменить тип долота, использовать гидравлические забойные машины и/или другие образцы горной породы.

К отрицательным сторонам данного метода можно отнести относительно длительное время подготовки к испытанию, в связи с чем стенд может быть использован для подтверждающего тестирования упругих цементных смесей, а не подбора пилотных рецептов цементных смесей.

3.4 Комплексирование методик динамических испытаний

В результате анализа существующих экспериментальных методик, разработаны собственные варианты испытательных стендов.

С целью оптимизации ресурсов, затрачиваемых для испытаний, предлагается разработать схему испытания, комплексирующую существующие и разработанные методики.

Сначала требуется проверить свойства цементного раствора и камня на соответствие и требований стандартов API 10B-2, API 10B-6, ISO 10426-2 и ГОСТ, а именно провести тестирование:

- 1) реологических свойств;
- 2) водоотдачи;
- 3) водоотделения;
- 4) времени загустевания;
- 5) переходного периода;
- 6) прочности на сжатие и изгиб.

Не имеет смысла проверять упругие свойства цементного камня в случае несоответствия его базовых свойств.

Затем следует оценить разработанный состав цементного раствора с помощью разрушающих и неразрушающих методах определения упругих свойств:

- 1) определение статического модуля Юнга и коэффициента Пуассона;
- 2) определение динамического модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

По производственному опыту, необходимо добиваться значения модуля Юнга ниже 10 ГПа (в т.ч. и динамического), а коэффициента Пуассона более 0,25 (в т.ч. и динамического).

Перед тестированием цементных растворов требуется оценить диапазон интересующих значений шоков (виброускорений), в данном этапе возможно использовать фактические данные с телесистемы при бурении и при необходимости скорректировать значение перегрузки на «Стенде-имитаторе виброускорений» путем увеличения нагрузки и «Стенде-имитаторе условий разбуривания цементного камня» путем подбора режимных параметров разбуривания.

3.5 Выводы к главе 3

1. Выполнен анализ максимальных значений виброускорений при бурении, исходя из возможностей работы забойного оборудования;
2. Произведена оценка наиболее перспективных разработок по оценке способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки;
3. Разработано 2 исследовательских стенда по оценке способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки при бурении. Стенды разработаны с использованием лабораторной базы Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II;
4. Определен порядок тестирования цементных смесей с целью оценки сопротивляемости цементного камня динамическим нагрузкам.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ С УЛУЧШЕННЫМИ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

4.1 Разработка состава цементно-эпоксидной системы

В процессе строительства скважин тампонажный материал, используемый при креплении обсадных колонн, испытывает динамические нагрузки, в результате которых теряет свою целостность, что приводит к нарушению герметичности затрубного пространства и последующим перетокам пластовых флюидов. К динамическим нагрузкам относится динамика работы бурильного инструмента при нормализации, операции по вторичному вскрытию, гидравлическому разрыву пласта, опрессовки обсадной колонны после срока ожидания затвердевания цементного камня [37, 47, 71].

Исходя из проведенного анализа по существующим технологиям упругих цементных систем, для разработки упругого цементного раствора выбрана цементно-эпоксидная система. Для увеличения упругих свойств цементного камня используются специальные добавки-эластификаторы. В рамках исследований в качестве добавки-эластификатора используется смола. Это связано со значительной вариативностью концентраций смолы в составе цементного раствора по сравнению с классическими эластомерами из продуктов переработки резины. Также применение смолы в качестве добавки-эластификатора обусловлено меньшими рисками при проведении работы по цементированию, т.к. отсутствует вероятность закупоривания поплавкового оборудования. В рамках проведения исследований разработаны составы цементных систем с различной концентрацией смолы [49, 89, 112].

Эталонными образцами являются составы цементных растворов нормальной плотности без специальных добавок и применяемое технологическое решение – цементный раствор нормальной плотности с добавкой эластомеров из продуктов переработки резины. Во многом свойства цементных растворов зависят от их

плотности. Для исследований плотность цементных растворов определена на значении 1,84 г/см³, что сходится со средней плотностью цементных растворов нормальной плотности, используемых при креплении эксплуатационных колонн и хвостовиков ГРП/МГРП скважин [17].

Состав цементных растворов проектировался для крепления хвостовиков и эксплуатационных колонн в термобарических условиях Западной Сибири, как одной из основных нефтегазоносных провинций, а также ввиду активного освоения Ачимовских и Баженовских свит. Согласно стандартам API 10B-2 и ISO 10426-2, определена циркуляционная температура испытаний и давление, исходя из средней забойной температуры пластов Ач, Ю1, Ю2 – 98-110 С° [16, 33, 58, 59, 97]. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Температура по разрезу

Пласт	Средняя глубина по вертикали, м	Средняя температура пласта, °С
Ач	2830-3000	98
Ю1	3000 – 3170	109
Ю2	3170 - 3270	110

По результатам расчета по формуле (14) [81], циркуляционная температура испытаний составила 70 С°:

$$T_{РВНС} = 26.7^{\circ}\text{C} + \frac{(0.006061 \times h_{\text{TVD}} \times \Delta_{\text{PT}}) - 5.6064}{1.0 - (0.000049383 \times h_{\text{TVD}})}, \quad (14)$$

где $T_{РВНС}$ - температура циркуляции на забое скважины, выраженная в °С;

h_{TVD} - глубина башмака ОК по вертикали, м

Δ_{PT} - псевдо-температурный градиент, °С/100 метров

$P_{\text{BH}} = 0.0000981 \times \rho_{\text{af}} \times h_{\text{TVD}}$, где

P_{BH} - давление на забое скважины, бар;

ρ_{af} - плотность жидкости в кольцевом пространстве, кг/м³;

h_{TVD} - глубина башмака ОК по вертикали, м.

Известно, что при увеличении температуры окружающей среды, процессы кристаллизации эпоксидных смол ускоряются, во избежание преждевременной кристаллизации или желатинизации эпоксидной смолы проведены эксперименты по определению оптимальной концентрации отвердителя от веса эпоксидной смолы.

Стоит отметить, что преждевременная кристаллизация или желатинизация эпоксидных смол отрицательно сказываются на цементно-эпоксидных системах, а именно [108]:

- 1) увеличиваются реологические свойства системы;
- 2) снижается время загустевания.

Процесс подбора концентрации отвердителя осуществлялся следующим образом:

- 1) создавалась смесь из эпоксидной смолы и отвердителя;
- 2) смесь помещалась в стандартные формы для выдержки цементных камней;
- 3) эпоксидная смола в формах помещалась в водяную баню, разогретую до циркуляционной температуры испытаний;
- 4) каждый час оценивалась способность эпоксидной смолы свободно выливаться из формы;
- 5) испытание считалось окончено после невозможности свободного движения жидкости из формы в мерный стакан.

Результаты испытаний концентрации отвердителя от веса эпоксидной смолы содержатся на рисунке 4.1:

- 1) образец 1 – 20 % отвердителя от массы эпоксидной смолы – образец желирован через 2 часа, через 24 часа непрочный камень, внутри видно непрореагировавшую эпоксидную смолу, разрушается руками;
- 2) образец 2 – 10% отвердителя от массы эпоксидной смолы – образец желирован через 6 часов, через 24 часа камень, прочность на сжатие 40 МПа – образец не разрушен, деформаций не обнаружено;

3) образец 3 – 5% отвердителя от массы эпоксидной смолы - образец желирован через 12 часов, через 24 часа камня не образует.

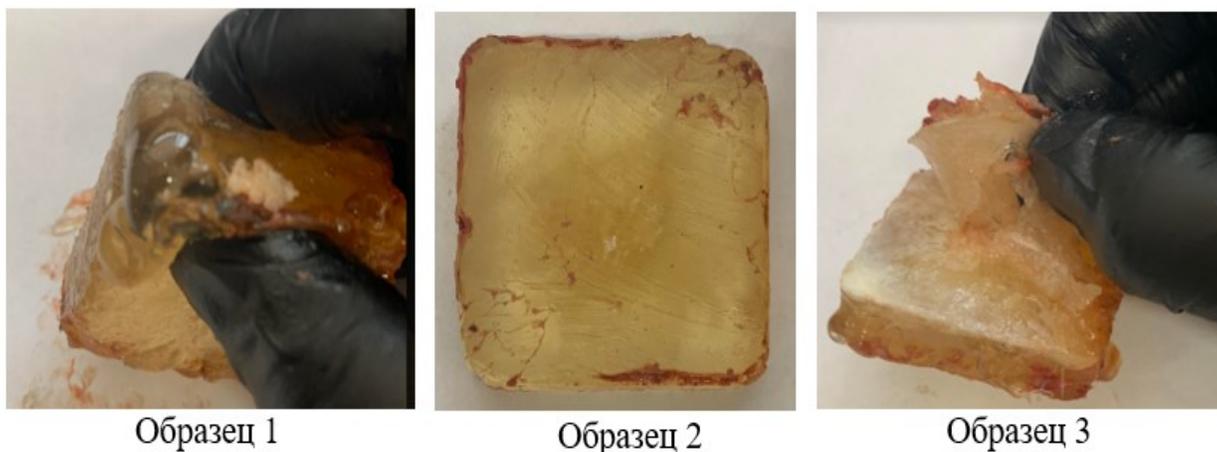


Рисунок 4.1 – Подбор концентрации отвердителя эпоксидной смолы

Таким образом, оптимальной концентрацией отвердителя является концентрация 10% от веса эпоксидной смолы, данная концентрация позволяет оставлять смолу жидкой во время операции цементирования с учетом фактора безопасности по ПБНПП, процесс желирования совпадает со стадией набора консистенции цементным раствором [17].

Цементные растворы создавались путем модернизации состава базового цементного раствора, не содержащего специальных добавок-эластификаторов. Составы цементных растворов проектировались с помощью специализированной программы: «Программа по тестированию технологических свойств цементных растворов и расходу материалов в зависимости от необходимой плотности раствора» (Патент РФ: 2023660996) [17]. Программный комплекс значительно упрощает подбор состава цементного раствора, а также позволяет оперативно отслеживать результаты экспериментальных исследований. В работе учтено, что некоторые добавки изменяют выход раствора, в связи с чем отличается водоцементное отношение (В/Ц) цементных растворов, плотность цементных растворов дополнительно проверялась на герметизированных цементных весах. Концентрация добавок отсчитывается от веса сухого цемента. Состав цементных растворов:

1) состав базового цементного раствора - 1 (ЦР-1): цемент – 100%, В/Ц = 0,5, лигносульфонатный замедлитель 0,2%; регулятор водоотдачи – 0,25%; пеногаситель – 0,2%;

2) состав цементного раствора -2 (ЦР-2): цемент – 100%, В/Ц = 0,47, лигносульфонатный замедлитель – 0,2%, регулятор водоотдачи – 0,25%; пеногаситель – 0,2%; смола – 4,11%; отвердитель – 0,41 %;

3) состав цементного раствора – 3 (ЦР-3): цемент 100%, В/Ц = 0,44, лигносульфонатный замедлитель – 0,2%, регулятор водоотдачи – 0,25%, пеногаситель – 0,2, смола – 7,92%, отвердитель – 0,79 %;

4) состав цементного раствора – 4 (ЦР-4): цемент 100%, В/Ц = 0,43, лигносульфонатный замедлитель – 0,2%, регулятор водоотдачи – 0,25%, пеногаситель – 0,2, смола – 11,90%, отвердитель – 1,19 %;

5) состав цементного раствора – 5 (ЦР-5): цемент 100%, В/Ц = 0,47, лигносульфонатный замедлитель – 0,2%, регулятор водоотдачи – 0,25%, пеногаситель – 0,2, смола – 4,11%, отвердитель – 0,41 %, латекс - 1%;

6) состав цементного раствора – 6 (ЦР-6): цемент 100%, В/Ц = 0,44, замедлитель – 0,2%, регулятор водоотдачи – 0,25%, пеногаситель – 0,2, эластомер – 5% (усредненное отраслевое решение упругой цементной системы) [16].

Несмотря на положительные свойства эпоксидной смолы, использование данной добавки значительно увеличивает стоимость цементного раствора за 1 м³, в этой связи был разработан состав цементно-эпоксидной системы (ЦР-5), содержащий латекс. При модификации латексом гидратация цемента обычно происходит раньше образования полимерной пленки. Создание единой матрицы из цемента и полимера, по существующему мнению, происходит в соответствии с трехступенчатой упрощенной моделью [16, 35, 89].

Считается, что затвердевший цемент обладает агломерированной структурой из гидратов силиката кальция и гидроксида кальция, которые связаны между собой слабыми сила Ван-дер-Ваальса. В результате чего в таком цементном камне легко

образуются микротрещины при воздействии напряжений, что и объясняет низкую ударную вязкость и растяжение. В полимерцементе же микротрещины перекрываются пленками из частиц полимера, которые не дают трещинам распространяться [3, 12].

ЦР-1 является базовым составом цементного раствора нормальной плотности, который применяется при цементировании скважин на постоянной основе, ЦР 2-4 – составы цементно-эпоксидных систем с вариативной концентраций эпоксидной смолы в составе цемента, максимальная концентрация эпоксидной смолы 11,9% - обусловлена высокой стоимостью цементного раствора, по причине прогнозируемого высокого синергетического действия латекса и эпоксидной смолы в цементном камне создан состав ЦР-5, который содержит минимальные рабочие концентрации эпоксидной смолы и латекса, ЦР-6 -усредненное отраслевое решение, полученное путем модернизации состава ЦР-1 с добавлением эластомерных компонентов [16].

Список использованных химических реагентов и их функция отражены в таблице 6.

Таблица 6 - Использованные химические реагенты

Химический реагент	Функция и производитель	Температурный диапазон работы реагента, С°
Портландцемент тампонажный ПЦТ 1–G–СС-1	Основа цементного раствора (цемент), Сухоложский цементный завод (пр-во Россия)	0 – 190 С°

Продолжение таблицы 6

Замедлитель цементных растворов для умеренных температур (лигносульфонатный)	Увеличение сроков загустевания, Oil Energy (пр-во Россия)	20 – 110 С°
Полимер проп-2-еновой кислоты с 2-метил-2-[(1-оксопроп-2-енил)амино]-1-пропансульфоновой кислотой	Регулятор водоотдачи, Oil Energy (пр-во Россия)	20 – 90 С°
Смесь диоксида кремния, минерального масла, n-Деканола и 1-Гептанола	Пеногаситель, Oil Energy (пр-во Россия)	0 – 190 С°
Диглицидиловый эфир бисфенола А	Эластификатор, Poly Max (пр-во Россия)	20 – 110 С°
Полиэтиленполиамин	Отвердитель, Poly Max (пр-во Россия)	20 – 110 С°
Смесь резиновых компонентов 30-60 меш	Эластомер, (пр-во США)	0 – 140 С°
Диспергируемый в воде латекс (сополимер винилацетата и этилена 3%)	Эластомер, (пр-во Россия)	20 – 110 С°

Таким образом, в ходе анализа и экспериментов по определению концентрации отвердителя разработаны составы цементных растворов. В текущих экономических реалиях положительным фактором выступает факт производства цементных систем полностью из Российских компонентов [16, 40].

4.2 Внутреннее строение цементно-эпоксидного камня

Вопрос внутреннего строения цементного камня является довольно изученным, вместе с тем у ученых накоплен багаж знаний о внутреннем строении цементного камня, содержащего добавки резины и/или латексов, однако внутреннее строение цементно-эпоксидного камня немного отличается. С целью исследования внутренней структуры цементно-эпоксидного камня проведен анализ шлифовых материалов из образцов цементно-эпоксидных систем. В исследовании участвовали образцы разработанных цементных смесей, содержащие полную номенклатуру добавок (замедлитель, пеногаситель, регулятор водоотдачи):

- 1) ЦР-2-5 – образцы с вариативной концентрацией эпоксидной смолы, ЦР-5 дополнительно содержит латекс;
- 2) ЦР-7 – образец на основе ЦР-2, с содержанием эпоксидной смолы 3%
- 3) ЦР-8 образец на основе ЦР-4, с содержанием эпоксидной смолы 14% [16, 88, 98, 112].

В ходе оценки ЦР-2-5 обнаружено, что клинкерные минералы можно наблюдать в общей массе цемента, однако, наибольшего размера они достигают в пустотах/порах. Данный эффект отражен на рисунке 4.2.

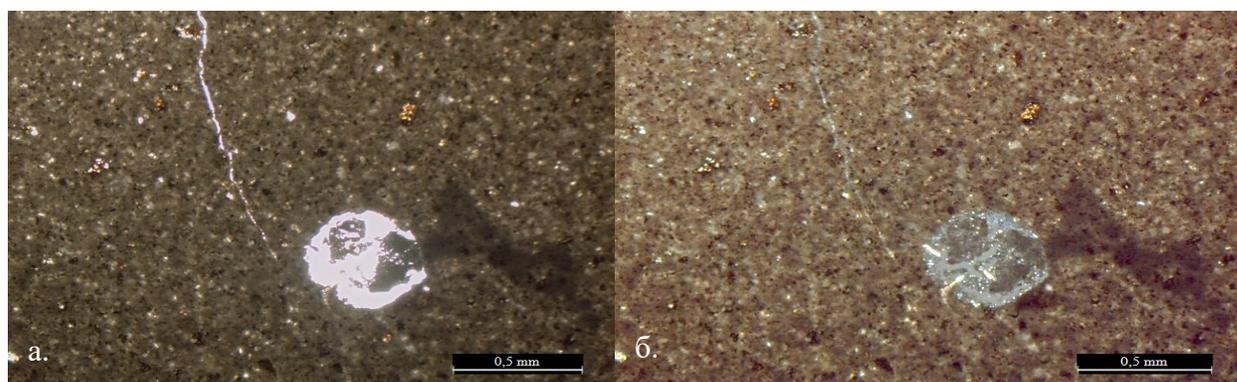


Рисунок 4.2 - Фотография шлифа цементного камня ЦР-2 (краевая часть):

а - без анализатора; б - с анализатором

Клинкерные минералы представлены бело-желтыми образованиями. Их форма игольчатая и/или таблитчатая. Таким образом, клинкерные минералы образуются

равномерно в цементном камне, что говорит об однородности состава, однако их размер не превышает 0,1 мм. В дальнейшем процессе анализа образцов ЦР-2-5 заметны шарообразные образования эпоксидной смолы. Их размер варьирует от 0,1 до 0,5 мм. Шарики с краёв обволакиваются клинкерными минералами, особенно ярко это заметно, на крупных разновидностях. Чаще всего минерализация клинкеров сопровождается прожилками. Отмечается также образование «мостиков» между шариками эпоксидной смолы, формирующие вторичный скелет, что демонстрируется на рисунке 4.3.

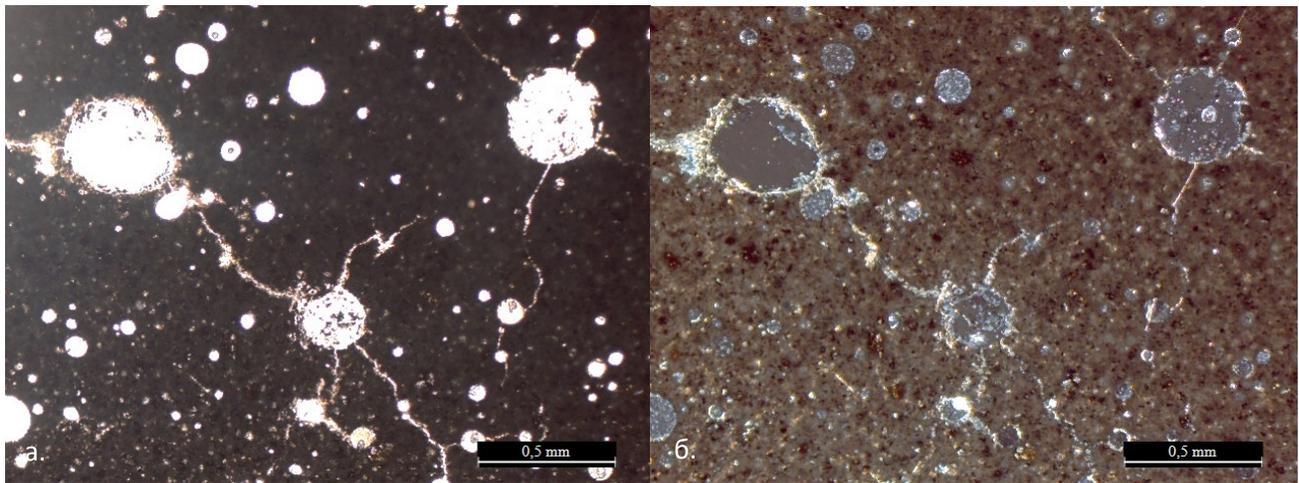


Рисунок 4.3 - Фотография шлифа цементного камня ЦР-3 (краевая часть):
а - с анализатором; б - без анализатора

При анализе шлифовой пробы ЦР-7 также фиксируется равномерное распространения клинкерных минералов игольчатой и/или таблитчатой формы в матрице цемента. Фиксируется рост клинкерных минералов вокруг частиц эпоксидной смолы, размер шариков эпоксидной смолы несколько снижен, относительно ЦР 2-5 и в среднем составляет 0,1 – 0,3 мм, связей между частиц эпоксидной смолы не зафиксировано, что отслеживается на рисунках 4.4, 4.5.

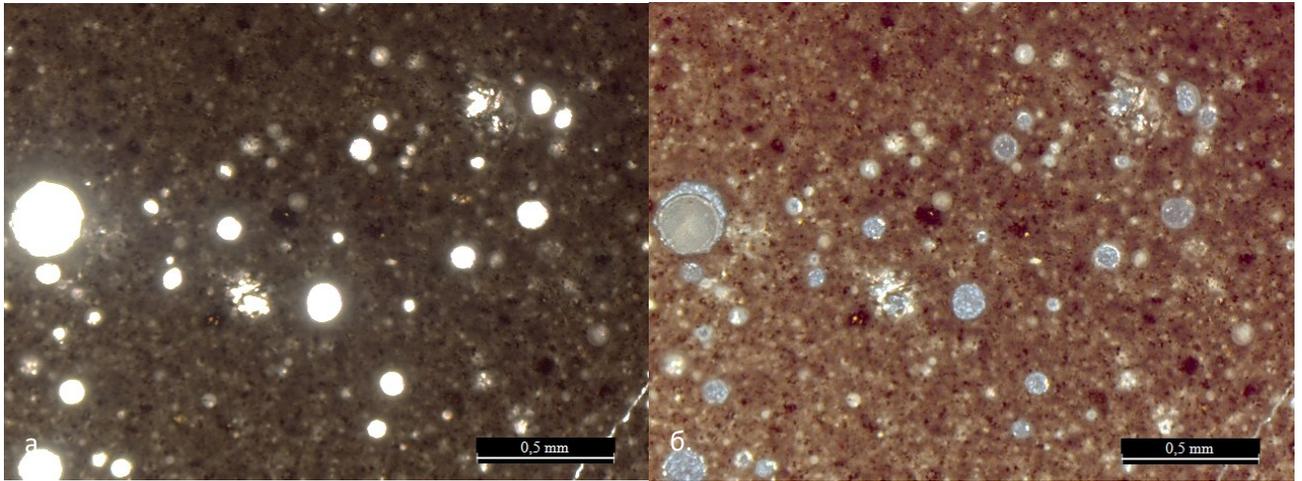


Рисунок 4.4 - Фотография шлифа цементного камня ЦР-7 (центральная часть):
а - с анализатором; б - без анализатора

В шлифовой пробе образца ЦР-8 наблюдается дифференциация по размеру добавок. В центральной части шлифа встречаются крупноразмерные сферы эпоксидной смолы, равномерно распределённые в матрице цемента. Клинкерные минералы также образуются вокруг шариков эпоксидной смолы, однако образование связей не отмечается. Зафиксировано наличие укрупненных вкраплений эпоксидной смолы произвольной формы.

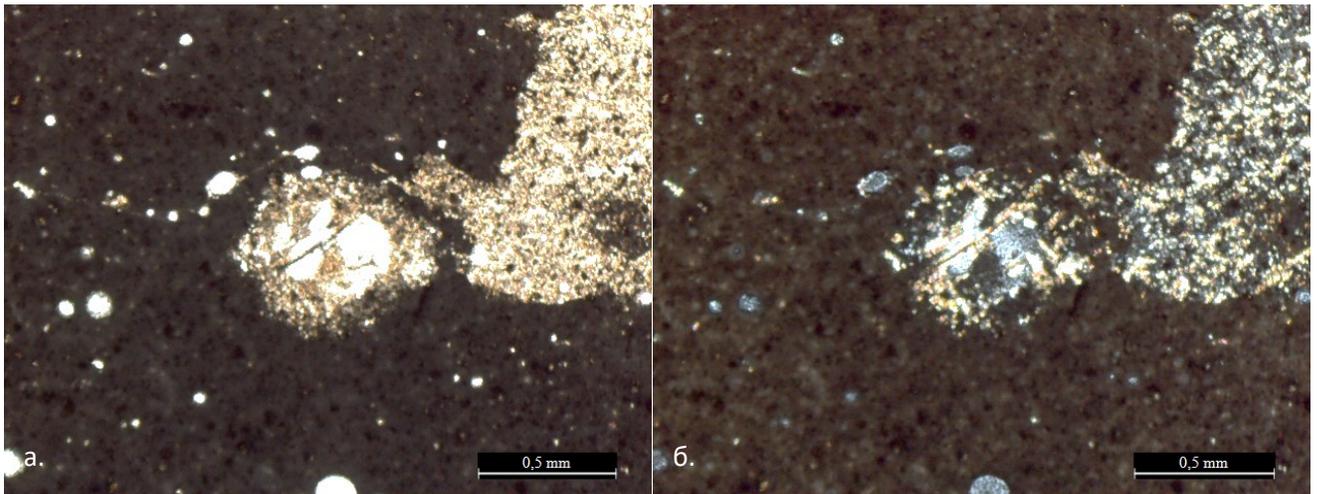


Рисунок 4.5 – Фотография шлифа цементного камня ЦР-7 (центральная часть):
а - с анализатором; б - без анализатора

Всего было проанализировано 18 образцов шлифовых проб из 6 образцов цементного камня. К общим выводам можно отнести:

1) при увеличении концентрации эпоксидной смолы увеличивается количество включений эпоксидной смолы в составе цементного камня;

2) при уменьшении концентрации эпоксидной смолы менее 4% образование вторичного скелета не фиксируется, связи между частицами эпоксидной смолы не образуются;

3) при увеличении концентрации эпоксидной смолы выше 13% отмечается увеличение размеров как частиц эпоксидной смолы, так и связующих плоскостей, что отрицательно сказывается на связности образца цементного камня;

4) рост клинкерных минералов во всех образцах происходит вокруг частиц эпоксидной смолы;

5) образование вторичного каркаса из эпоксидной смолы в матрице формирующегося цементного камня происходит за счет вытеснения жидкой эпоксидной смолы в естественные поры камня во время роста клинкерных минералов.

Дополнительно для уточнения понимания механизма работы эпоксидной смолы внутри цементно-эпоксидного камня проведены исследования образца ЦР-1 и ЦР-5 на 3Д рентгеновском сканере [15, 16].

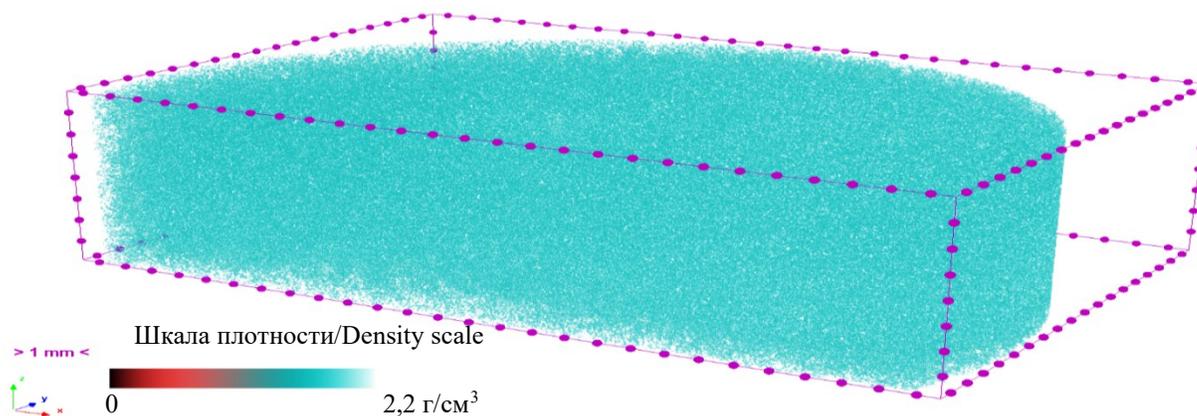


Рисунок 4.6 - Поровое пространство базового цементного камня ЦР-1

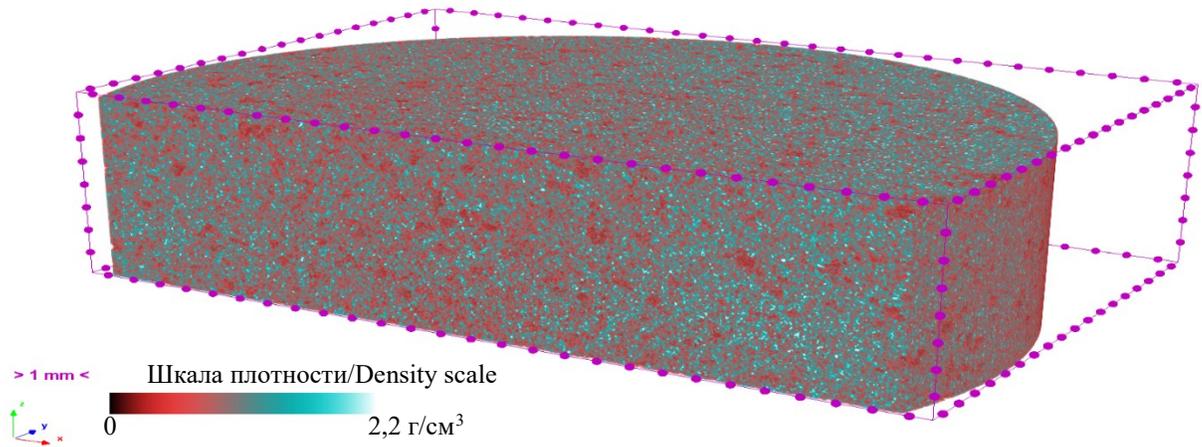


Рисунок 4.7 - Поровое пространство цементного камня ЦР-5

По результатам интерпретации рисунков 4.6, 4.7 видно, что поровое пространство базового цементного камня представлено цементным камнем высокой пористости. Поровое пространство цементно-эпоксидного камня равномерно заполнено эпоксидной смолой, что также видно на шлифовых пробах. Эпоксидная смола внутри порового пространства цементного камня образует связную решетку, за счет которой улучшаются упруго-прочностные свойства цементного камня, т.к. прочность цементно-эпоксидного камня будет определяться синергетическим действием клинкерных минералов, эпоксидной смолы и диспергируемого в воде латекса. По причине заполнения пор цементного камня ЦР-5 эпоксидной смолой также возможно спрогнозировать снижение открытой пористости и проницаемости цементного камня.

Одним из отраслевых требований к цементному раствору нормальной плотности, согласно РД 39-00147001-767-2000, является проницаемость цементного камня. При цементировании продуктивных пластов, из которых планируется добыча, требуется, чтобы проницаемость цементного камня не превосходила значение 2 мД. Тестирование проницаемости цементного камня проводилось с помощью анализатора газопроницаемости и пористости ПИК-ПП, предназначенного для исследования коэффициента газопроницаемости и открытой пористости горных пород. Принцип работы прибора базируется на законе Бойля-Мориотта, где базовая характеристика

фильтрационно-емкостных свойств породы определяется по расходу газа гелия через образец горной породы. Рабочий диапазон измерения коэффициента газопроницаемости - от 0,01 до 5000 мД. Для измерения проницаемости образец помещался в приемную камеру анализатора, а затем в автоматическом режиме проводились измерения в соответствии с термобарическими условиями эксплуатационных колонн и хвостовиков Западной Сибири. С целью подтверждения гипотезы о заполнении эпоксидной смолой порового пространства цементного камня проведено тестирование по определению пористости и проницаемости цементного камня. Исследования проницаемости и пористости цементного камня проводились для образцов ЦР-5 и для образца ЦР-1, который является контрольным образцом [16, 146].

Для исследований подготовлено по 3 образца ЦР-1 и ЦР-5 в специальной форме с целью исключения образования трещин и несовершенств образца при выбурировании из стандартизированных форм, результаты испытаний в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты испытаний образцов ЦР 1 и ЦР 5 на открытую пористость и проницаемость

Состав ЦР	Номер образца	Открытая пористость, %	Проницаемость, мД
ЦР-1	1	23,6	1,6
	2	22,1	1,4
	3	23,1	1,3
	Среднее значение	22,9%	1,4
ЦР-5	1	0,010	0,021
	2	0,009	0,012
	3	0,005	0,001
	Среднее значение	0,008%	0,011

Исходя из данных испытаний можно сделать вывод, что цементно-эпоксидные системы (ЦР-5) отличаются предельно низкими значениями открытой пористости и проницаемости по сравнению с контрольным образцом ЦР-1. Низкие значения проницаемости и пористости также свидетельствуют о равномерном заполнении естественного порового пространства цементного камня эпоксидной смолой, данный эффект положительно сказывается на герметичности крепи.

4.3 Тестирование разработанных смесей на стандартные свойства

Перед этапом тестирования упругих свойств цементного камня необходимо, чтобы цементный раствор удовлетворял основным отраслевым требованиям. Основные отраслевые требования предъявляются к цементным растворам по следующим параметрам [16, 29, 72, 144]:

- 1) реологические параметры;
- 2) водоотдача;
- 3) свободная вода;
- 4) время загустевания;
- 5) время переходного периода;
- 6) прочность на сжатие/изгиб.

Реологические свойства цементного раствора могут варьироваться в широких пределах в зависимости от используемых добавок. Оценить применимость раствора возможно только путем гидравлического моделирования в специализированном ПО с расчетом коэффициентов трения по длине в зависимости от скорости потока и его характера. Основным критерием реологических свойств является монотонное возрастание реологических свойств от низких скоростей сдвига к высоким после кондиционирования раствора при циркуляционной температуре [16, 101, 120].

Водоотдача цементных растворов является регламентированным параметром для зон продуктивных пластов, так требуемая водоотдача цементного раствора

нормальной плотности, используемого при креплении эксплуатационных колонн и хвостовиков, не должна превышать значение 50 мл/30 мин [16, 19].

Свободная вода или свободное водоотделение также является регламентированным параметром при креплении эксплуатационных колонн и хвостовиков. Водоотделение не должно превышать значение 0%. Данный параметр характеризует количество воды, способное отсечься от цементного раствора, свободная вода не допускается при креплении эксплуатационных колонн и хвостовиков из-за возможности образования негерметичного канала на верхней стенке скважины, где может образоваться свободная вода [16, 19].

Результаты тестирования смесей в таблице 8.

Таблица 8 - Реологические свойства цементных смесей

№ смеси	Значение углов закручивания ротационного вискозиметра при температуре 70 °С, ротор/боб R1-B1								Водоотдача API, мл	Водоотделение, %
	300	200	100	60	30	6	3	СНС 10 с/ 10 мин.		
ЦР-1	84	72	61	45	32	17	11	12/23	48	0
ЦР-2	112	94	67	51	43	35	17	21/43	51	0
ЦР-3	132	119	91	79	62	41	29	32/65	56	0
ЦР-4	140	129	104	89	75	55	42	45/93	55	0
ЦР-5	117	106	82	68	52	41	23	29/58	47	0
ЦР-6	121	101	85	74	54	38	24	27/64	49	0

Оценив реологические свойства цементных растворов, отмечается, что с увеличением концентрации эпоксидной смолы увеличиваются реологические

свойства цементных растворов, данный эффект связан с тем, что эпоксидные смолы являются вязкими жидкостями, также с увеличением концентрации эпоксидной смолы в составе цементного раствора незначительно увеличивается водоотдача. Требованию по водоотдаче удовлетворяют ЦР-1 (базовый состав), ЦР-5 и ЦР-6 (отраслевое решение). При рассмотрении свойства водоотдачи у ЦР-5 можно отметить синергетическое действие диспергируемого латекса и регулятора водоотдачи, что позволило снизить водоотдачу до требуемого уровня. Водоотделение всех составов цементных растворов удовлетворяет отраслевым требованиям [23, 50].

Время загустевания цементного раствора – это время от затворения цементного раствора до достижения консистенции 70 Вс, определяет безопасное время для закачки и продавки во время операции цементирования. Исходя из средней вертикальной глубины скважин для добычи из пластов Ач, Ю1 и Ю2 2800-3300 м и протяженности типичных J-образных профилей 3200-3600 м, время на закачку и продавку цементного раствора нормальной плотности в среднем занимает 80-100 минут при цементировании хвостовиков и 100-120 минут при цементировании эксплуатационных колонн. В современной практике цементирования многие операторы месторождений также предъявляют требования по переходному периоду цементных растворов. Время переходного периода не должно превосходить 45 минут. Значение критической силы геля – это расчетное значение, характеризующее такую силу геля, при которой давление в скважине эквивалентно пластовому. В практике цементирования и условиях точных значений пластового давления, обычно принимают переходный период, как время от 100 фунтов/100 футов² до 500 фунтов/100 футов² [16, 24, 23, 72]. Результаты тестирования времени загустевания и переходного периода цементных растворов содержатся в таблице 9 и на рисунках 4.8 – 4.11.

Таблица 9 - Время загустевания и переходного периода цементных растворов

Раствор	Время загустевания, ч.:мин.	Время переходного периода от 100 фунтов/100 футов ² до 500 фунтов/100 футов ² , мин.
ЦР-1	03:55	29
ЦР-2	03:22	21
ЦР-3	02:43	14
ЦР-4	02:12	7
ЦР-5	03:07	17
ЦР-6	04:03	35

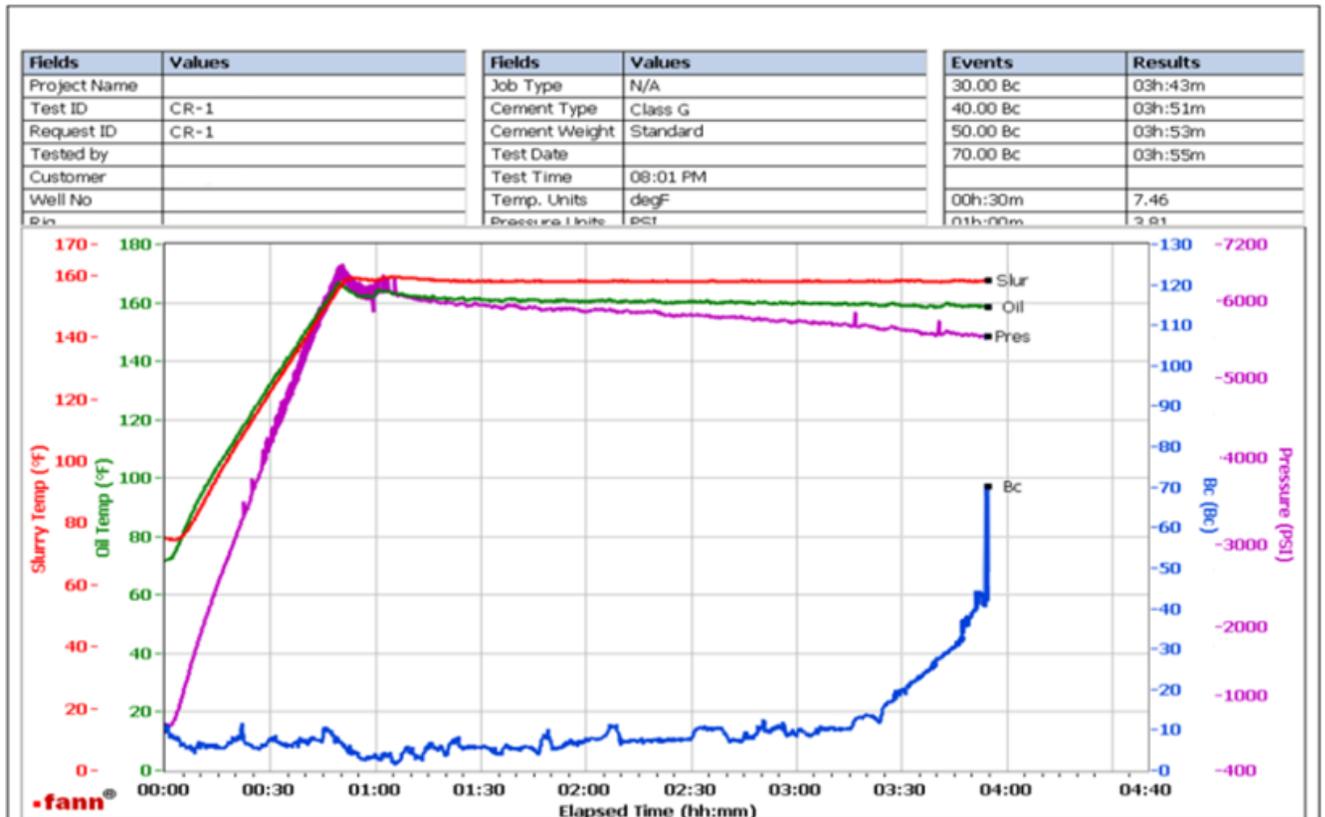


Рисунок 4.8 – Время загустевания ЦР-1

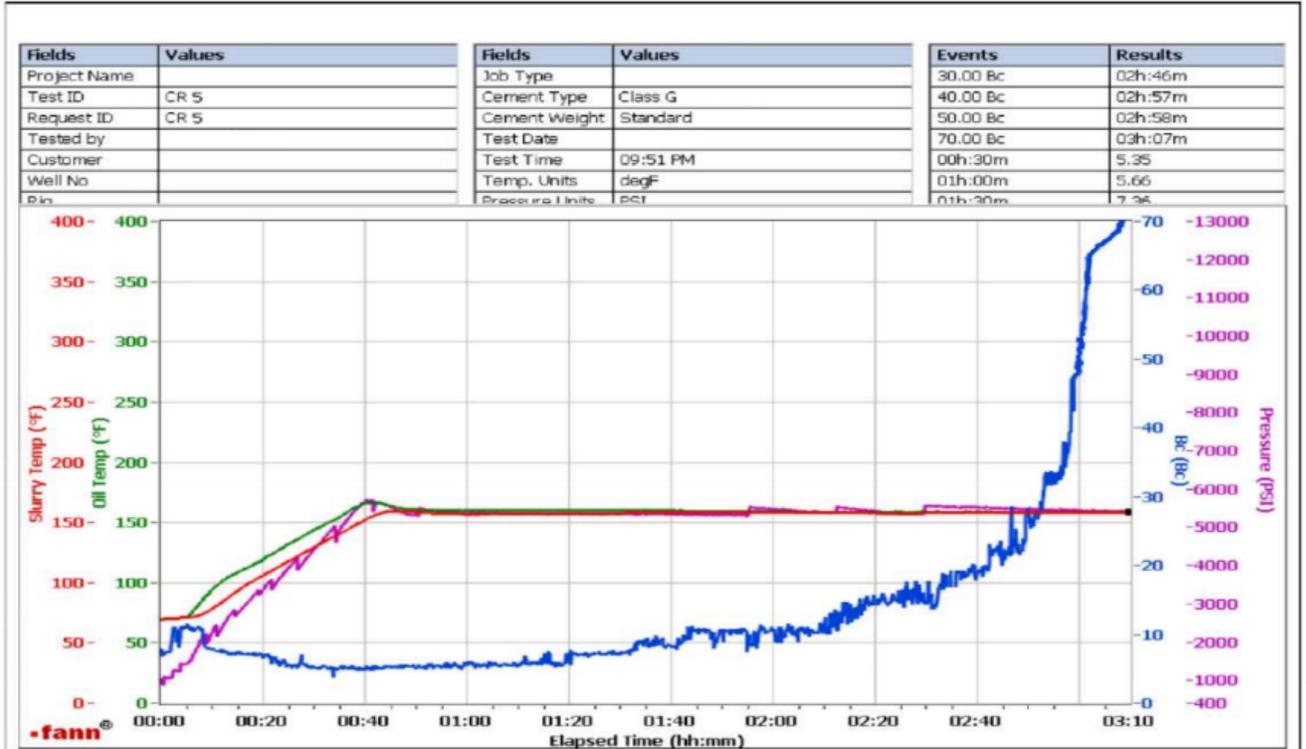


Рисунок 4.9 – Время загустевания ЦР-5

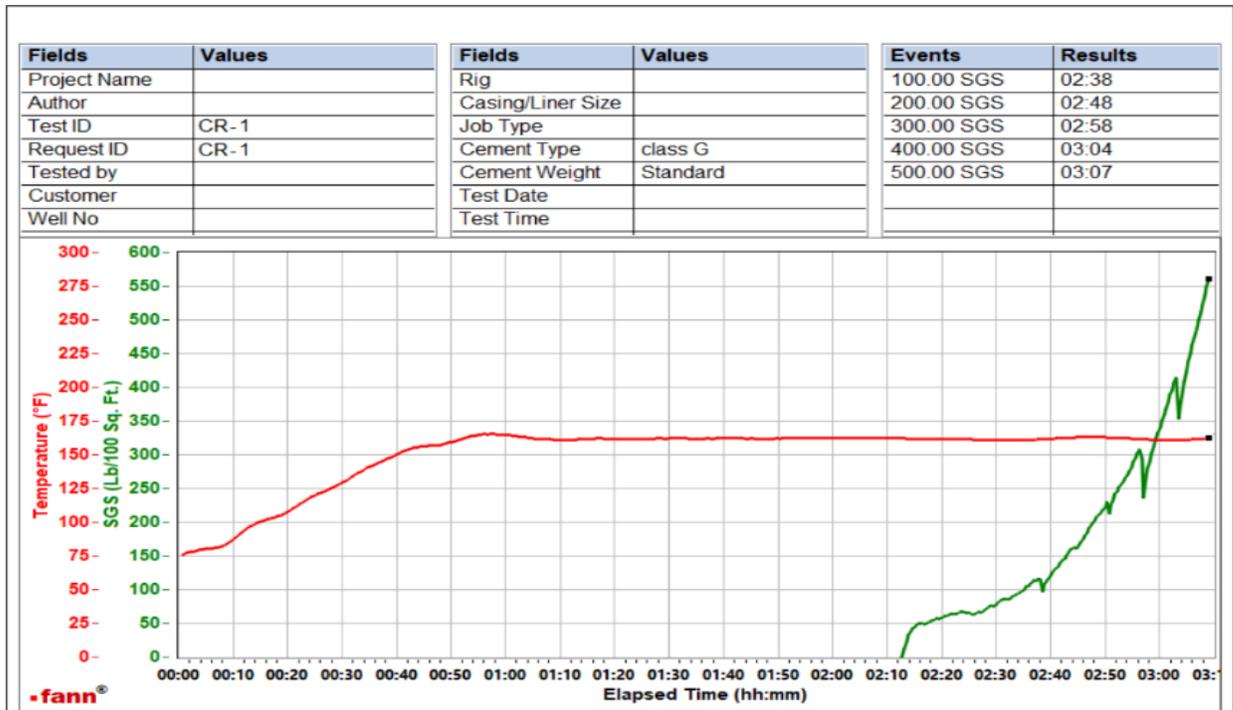


Рисунок 4.10 – Время переходного периода ЦР-1

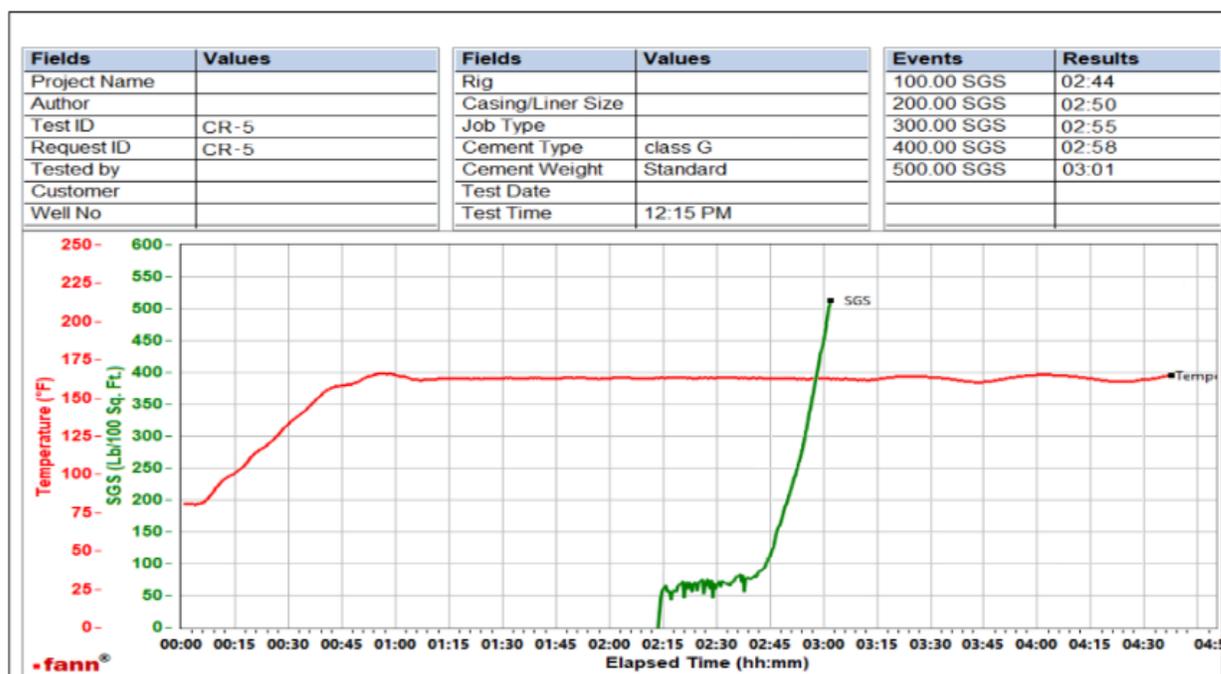


Рисунок 4.11 – Время переходного периода ЦР-5

Оценив результаты исследований в таблице 9, можно отметить:

- 1) составы ЦР-1, ЦР-2, ЦР-5, ЦР-6 обладают достаточным временем загустевания для проведения работ по цементированию хвостовиков и эксплуатационных колонн, согласно требованиям ПБНГП и отраслевых стандартов;
- 2) переходный период всех цементных растворов удовлетворяет требованиям стандарта API 10B-6;
- 3) с увеличением концентрации эпоксидной смолы снижается время загустевания цементных растворов, что связано с экзотермической реакцией желатинизации эпоксидной смолы.

После проверки оценки прокачиваемости цементных растворов проведено тестирование прочностных свойств. Наиболее классическими показателям цементного камня являются прочность на сжатие и изгиб. Прочность на сжатие - величина, которая характеризует способность цементного камня сопротивляться механическому сжатию, не разрушаясь, операторы месторождений предъявляют требования к прочности цементного камня за 24 часа, в исследовании указана прочность за 10 суток. Прочность на изгиб характеризует способность цементного

камня воспринимать изгибающие нагрузки без разрушения, время выдержки образцов [16, 29, 30, 31, 72] 10 суток. Результаты исследований в таблице 10.

Таблица 10 – Прочностные характеристики разработанных составов

Раствор	Прочность на сжатие, МПа	Прочность на изгиб, МПа	Прочность на растяжение, МПа
ЦР-1	26,24	5,54	1,68
	27,98	5,39	1,91
	28,12	7,20	1,75
Среднее	27,45	6,04	1,78
ЦР-2	23,12	5,32	5,42
	25,61	5,68	5,78
	23,69	4,94	5,82
Среднее	24,14	5,31	5,67
ЦР-3	35,06	7,09	3,49
	33,76	6,81	3,21
	34,54	6,77	3,55
Среднее	34,45	6,89	3,42
ЦР-4	25,57	7,99	2,19
	26,89	8,56	1,87
	25,7	7,67	1,88
Среднее	26,05	8,07	1,98
ЦР-5	33,12	7,72	6,68
	32,88	7,99	6,38
	32,42	7,85	6,41
Среднее	32,81	7,85	6,49
ЦР-6	24,44	6,59	1,42
	25,36	6,32	1,66
	24,22	6,71	1,49
Среднее	24,67	6,54	1,52

По результатам оценки прочностных свойств разработанных составов можно сделать следующие выводы:

1) в случае увеличения концентрации эпоксидной смолы выше 10 % от веса цементного раствора отмечается снижение прочности на сжатие цементно-эпоксидного камня;

2) ввод эластомеров на основе продуктов переработки резины в состав цементного раствора несколько ухудшает прочностные свойства цементного камня, особенно прочность на растяжение;

3) прочность базового цементного раствора обладает средними показателями цементного раствора нормальной плотности.

Наилучшими показателями по возможности применения составов для цементирования скважин обладают составы: ЦР-1 (базовый цементный раствор – база сравнения), ЦР-5 (5% эпоксидной смолы и 1% латекса – разработанное решение), ЦР-6 (отраслевое решение с использованием эластомеров), т.к. данные составы обладают достаточным запасом по времени загустевания, удовлетворительными реологическими свойствами, водоотдачей и водоотделением.

4.4 Тестирование упругих свойств разработанных смесей

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона – это показатели упругих свойств цементного камня. Модуль Юнга — физическая величина, которая характеризует свойство тела сопротивляться приложенной нагрузке при упругой деформации, а коэффициент Пуассона – это механическая характеристика материала, характеризующая отношение поперечной деформации элемента к продольной. Таким образом, характеристиками материала, описывающими его упругие свойства, являются коэффициент Пуассона и модуль Юнга. С целью использования упругого цементного камня необходимы цементы с высоким коэффициентом Пуассона и

низким модулем Юнга. В мировой практике принято подразделять данные параметры на динамические и статические [16, 29].

Тестирование по определению динамического модуля Юнга и коэффициента Пуассона проведено с помощью ультразвуковых методов на приборах Пульсар-2.2 и A1220 Monolith. Пульсар-2.2. использовался для определения продольных волн в образце цементного камня, а для измерения поперечных волн в цементе с помощью наклонных пьезометрических преобразователей в работе использовался прибор A1220 Monolith [13, 16].

Исследование статических модуля Юнга и коэффициента Пуассона проведено на автоматизированной испытательной системе MTS Direct Shear Test Systems.

Результаты исследований в таблице 11.

Таблица 11 - Статические и динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона

Раствор	Динамический модуль Юнга, ГПа	Динамический коэффициент Пуассона	Статический модуль Юнга, ГПа	Статический коэффициент Пуассона	Максимальные продольные деформации, ед.*10 ⁻³
ЦР-1	18,43	0,15	11,37	0,16	3,12
ЦР-2	13,89	0,23	10,03	0,24	3,69
ЦР-3	11,31	0,27	9,11	0,28	4,52
ЦР-4	9,83	0,25	7,89	0,27	4,82
ЦР-5	9,52	0,28	6,93	0,31	5,32
ЦР-6	11,12	0,26	7,21	0,29	5,02

Примеры результатов испытаний составов изображены на рисунках 4.12, 4.13.

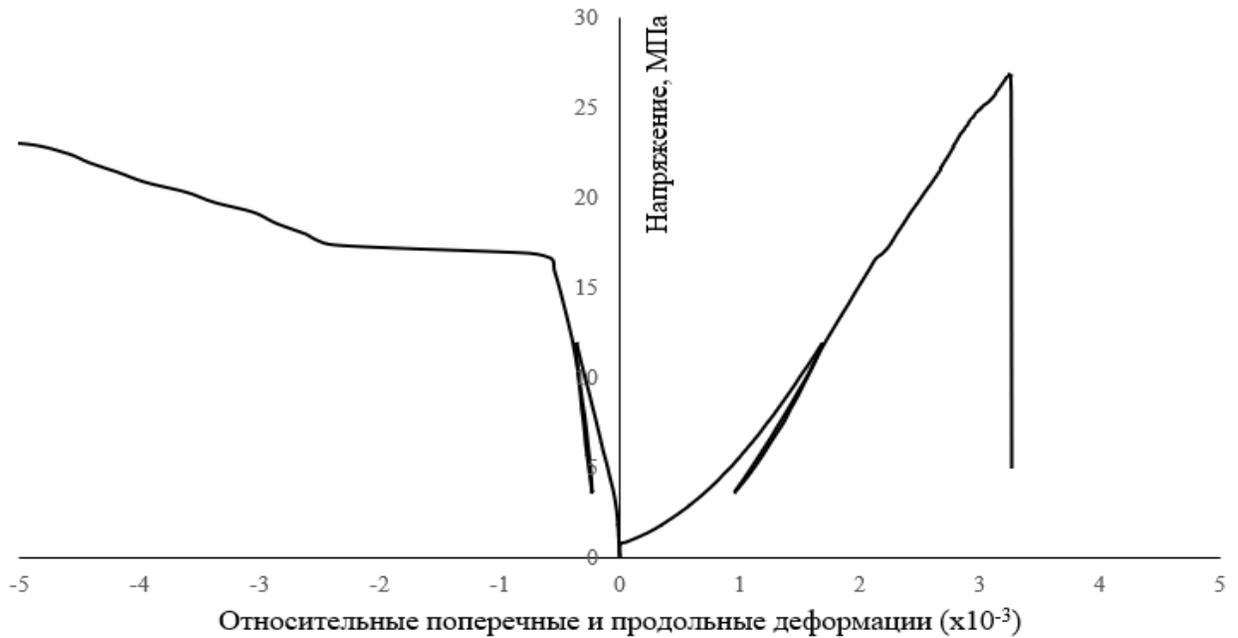


Рисунок 4.12 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-1

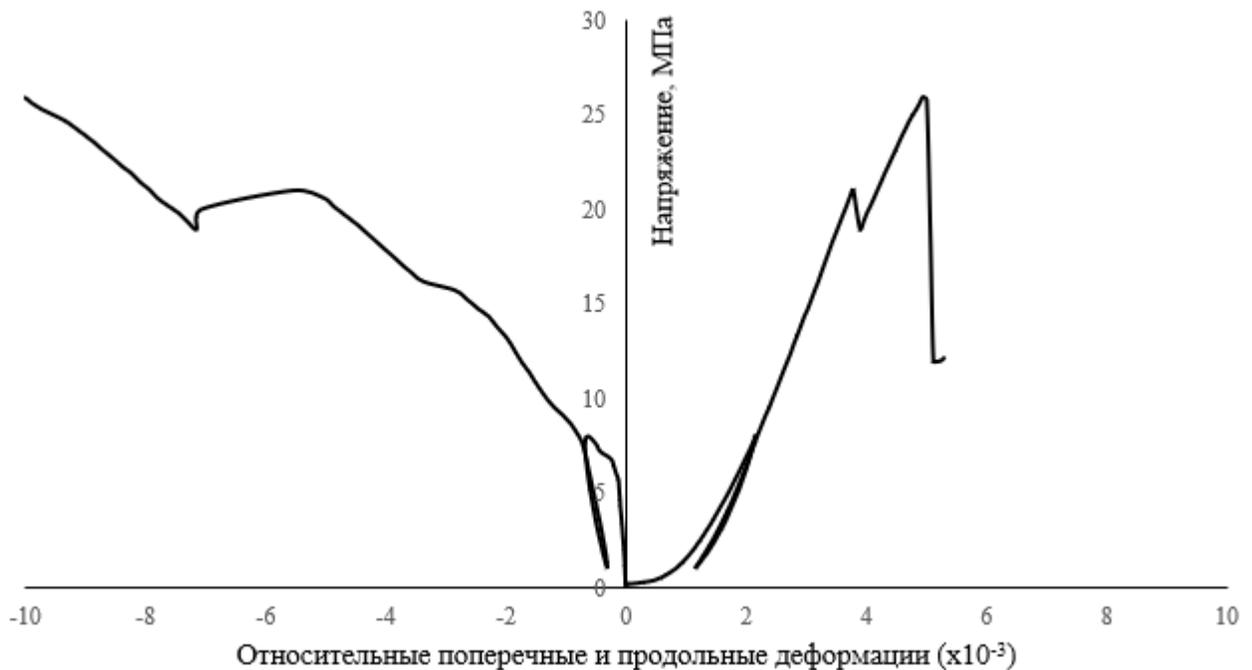


Рисунок 4.13 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-5

По результатам исследований, наилучшими упругими свойствами обладают составы ЦР-5 (разработанный состав) и ЦР-6 (отраслевое решение).

4.5 Расчет относительных деформаций цементного кольца при операциях ГРП

Для оценки деформаций цементного камня необходимо учесть дифференциальное давление между давлением в обсадной колонне и за цементным кольцом. Известно, что после образования цементного камня, цементный раствор перестает передавать гидростатическое давление и цементный камень начинает воспринимать горное давление [23, 65, 67, 100, 143].

В интервале открытого ствола от окна (в случае бурения стволов ЗБС) и от башмака технической колонны (в случае эксплуатационного бурения) в среднем градиент горного давления составляет 1,83 – 1,89 МПа/м (расчетные данные). Более подробно [56, 58, 59] в таблице 12.

Таблица 12 - Градиент горного давления

Пласт	Средняя глубина по вертикали, м	Градиент горного давления (расчетные значения), МПа/м	Горное давление, МПа
Ач	2830-3000	1,83 – 1,85	53,63
Ю1	3000 – 3170	1,87 – 1,89	58,00
Ю2	3170 - 3270	1,87 – 1,89	60,54

Давления при ГРП зависят от метода проведения ГРП, плотности жидкости заканчивания и особенностей работы оборудования, усредненные данные по опыту проведения ГРП [3, 54, 66, 80, 86, 104, 115] в Таблице 13.

Таблица 13 - Усредненные технические параметры операции ГРП

Диаметр скважин ы с учетом каверны, мм	Диаметр р обсадной колонны, мм	Плотность жидкости заканчивания, г/см ³	Среднее устьевое давление активации и порта ГРП, МПа	Максимальное устьевое давление активации порта ГРП, МПа	Средняя глубина по вертикали, м	Расчетное горное давление , МПа
140,87	101,60	1,04	32-33	38	3020	56,78
159,77	114,30	1,05	32-33	36	2950	54,28
246,75	139,70	1,08	39-40	44	3120	58,67

Для расчета увеличения радиуса (ΔR) цементной крепи (толстостенного цилиндра) от действия избыточного давления возможно воспользоваться формулой (15) [104]:

$$\Delta R = \left(1 - \frac{\mu}{2}\right) * \frac{R^2}{d} * \frac{(P_{гс} + P_{уст} - P_{горн})}{E}, \quad (15)$$

где ΔR – увеличение радиуса крепи, м

μ - коэффициент Пуассона;

R – радиус крепи, м;

d – толщина крепи, м;

$P_{гс}$ – гидростатическое давление столба жидкости заканчивания, Па;

$P_{уст}$ – устьевое давление при операции ГРП, Па;

$P_{горн}$ – горное давление, Па;

E – модуль Юнга, Па.

Для определения относительных деформаций по увеличению радиуса требуется рассчитать величины по формуле (16):

$$\varepsilon = \frac{\Delta R}{R} * 10^3, \quad (16)$$

где ε – относительные деформации, ед* 10^{-3} ;

ΔR – увеличение радиуса крепи, м;

R – радиус крепи, м.

В ходе экспериментальных исследований по определению модуля Юнга и коэффициента Пуассона были определены относительные деформации, используя расчетную формулу также можно определить относительные деформации от действия избыточного давления на крепь, таким образом, в случае если рассчитанные деформации превышают экспериментальные крепь разрушается, в противном случае крепь герметична.

Результаты вычислений содержатся в таблицах 14-16.

Таблица 14 - Расчет деформаций для хвостовика 102 мм

Начальные данные для расчета	Диаметр скважины с учетом каверны, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Плотность жидкости заканчивания, г/см ³	Среднее устьевое давление активации и порта ГРП, МПа	Максимальное давление активации порта ГРП, МПа	Средняя глубина по вертикали, м	Расчетное горное давление, МПа
	140,87	101,6	1,04	34	38	3020	56,78
Раствор	Статический модуль Юнга, ГПа	Статический коэффициент Пуассона	Максимальные продольные деформации, ед.*10 ⁻³	dR, м (среднее давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (среднее давление)	dR, м (максимальное давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (максимальное давление)
ЦР-1	11,37	0,16	3,12	0,00016419	2,33	0,000245971	3,49
ЦР-2	10,03	0,24	3,69	0,00017804	2,53	0,00026671	3,79
ЦР-3	9,11	0,28	4,52	0,00019156	2,72	0,00028697	4,07
ЦР-4	7,89	0,27	4,82	0,00022247	3,16	0,00033327	4,73
ЦР-5	6,93	0,31	5,32	0,00024743	3,51	0,000370664	5,26
ЦР-6	7,21	0,29	5,02	0,00024064	3,42	0,000360485	5,12

Таблица 15 - Расчет деформаций для хвостовика 114 мм

Начальные данные для расчета	Диаметр скважины с учетом каверны, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Плотность жидкости заканчивания, г/см ³	Среднее устьевое давление активации и порта ГРП, МПа	Максимальное давление активации порта ГРП, МПа	Средняя глубина по вертикали, м	Расчетное горное давление, МПа
	159,77	114,3	1,05	34	36	2950	54,28
Раствор	Статический модуль Юнга, ГПа	Статический коэффициент Пуассона	Максимальные продольные деформации, ед.*10 ⁻³	dR, м (среднее давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (среднее давление)	dR, м (максимальное давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (максимальное давление)
ЦР-1	11,37	0,16	3,12	0,00022954	2,87	0,000274967	3,44
ЦР-2	10,03	0,24	3,69	0,0002489	3,12	0,00029815	3,73
ЦР-3	9,11	0,28	4,52	0,0002678	3,35	0,000320799	4,02
ЦР-4	7,89	0,27	4,82	0,00031101	3,89	0,000372557	4,66
ЦР-5	6,93	0,31	5,32	0,00034591	4,33	0,000414359	5,19
ЦР-6	7,21	0,29	5,02	0,00033641	4,21	0,000402981	5,04

Таблица 16 - Расчет деформации для хвостовика 139,7 мм

Начальные данные для расчета	Диаметр скважины с учетом каверны, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Плотность жидкости заканчивания, г/см ³	Среднее устьевое давление активации и порта ГРП, МПа	Максимальное давление активации порта ГРП, МПа	Средняя глубина по вертикали, м	Расчетное горное давление, МПа
	246,75	139,7	1,08	40	44	3120	58,67
Раствор	Статический модуль Юнга, ГПа	Статический коэффициент Пуассона	Максимальные продольные деформации, ед.*10 ⁻³	dR, м (среднее давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (среднее давление)	dR, м (максимальное давление)	Относительные деформации, ед.*10 ⁻³ (максимальное давление)
ЦР-1	11,37	0,16	3,12	0,00033102	2,68	0,000423065	3,43
ЦР-2	10,03	0,24	3,69	0,00035893	2,91	0,000458734	3,72
ЦР-3	9,11	0,28	4,52	0,0003862	3,13	0,000493582	4,00
ЦР-4	7,89	0,27	4,82	0,00044851	3,64	0,000573217	4,65
ЦР-5	6,93	0,31	5,32	0,00049883	4,04	0,000637534	5,17
ЦР-6	7,21	0,29	5,02	0,00048513	3,93	0,000620027	5,03

При оценке расчетов из таблиц 14-16, можно сделать следующие выводы:

1) стандартный цементный раствор ЦР-1 не может эффективно испытывать нагрузку при операции ГРП, разрушение цементного камня произойдет раньше, чем будет достигнуто давление ГРП;

2) ЦР-2 способен эффективно воспринимать давление при операции ГРП, но расчетные деформации при максимальном давлении ГРП больше максимальных экспериментальных деформаций;

3) ЦР-3 и ЦР-4 показали свою эффективность, однако ввиду низкого времени загустевания цементных растворов применять их в работу не представляется возможным;

4) ЦР-5 как при среднем, так и максимальном давлении ГРП способен воспринимать нагрузку от операции ГРП (расчетные деформации меньше экспериментальных);

5) ЦР-6 способен воспринимать нагрузку при среднем давлении ГРП, при максимальном давлении ГРП расчетные деформации превосходят экспериментальные.

4.6 Экспериментальные исследования на «Стенде-имитаторе виброускорений» и «Стенде-имитаторе условий разбуривания цементного камня»

Для заключения о способности цементного камня выдерживать динамические нагрузки проведены серии экспериментов на «Стенде-имитаторе виброускорений» и «Стенде-имитаторе условий разбуривания цементного камня». Ввиду того, что ЦР-3 и ЦР-4 не удовлетворяют требованиям по времени загустевания, а ЦР-2 обладает худшими свойствами, чем ЦР-5, в тестировании буду участвовать ЦР-1 в качестве базового цементного раствора, ЦР-6 в качестве отраслевого решения упругого цементного раствора и ЦР-5 – разработанный состав. Для чистоты эксперимента подготовлено по 3 образца тампонажного камня из цементных растворов ЦР-1, ЦР-5,

ЦР-6, выдержка образцов проходила в забойных условиях, согласно стандарту ISO 10426-2 [14, 16].

После выдержки образцов в забойных условия при ОЗЦ в течение 1 суток, цементные кубики испытаны на стенде-имитаторе виброускорений с целью оценки способности цементного камня воспринимать динамические нагрузки, вызванные ударным воздействием при максимальной перегрузке 12 G. Экспериментальный стенд «Стенд-имитатор виброускорений» сконструирован из станины, на которой закреплен строительный перфоратор, фиксация ускорений производится с помощью набора датчиков, запись данных осуществляется с помощью персонального компьютера. В таблице 17 сосредоточены результаты теста на «Стенде-имитаторе виброускорений».

Таблица 17 - Результаты испытаний составов ЦР -1, ЦР-5 и ЦР-6

№ образца	Стадия 3, сек	Стадия 4, сек	% стадии 4 от общего времени стадий 3-4	Число ударов Стадия 3, шт	Число ударов Стадия 4, шт	Перегрузка на образец, G
ЦР-1	32,40	5,60	14,74%	1211,44	208,66	11,93
	33,22	4,17	11,15%	1261,03	155,92	11,95
	33,89	4,46	11,63%	1307,14	172,02	11,99
Среднее	33,17	4,74	12,51%	1259,87	178,86	11,96
ЦР-5	586,12	56,43	8,78%	22260,84	2112,74	11,85
	591,87	57,84	8,90%	22295,74	2173,63	11,82
	579,20	54,32	8,57%	21656,29	2061,99	11,69
Среднее	585,73	56,20	8,75%	22070,96	2116,12	11,79
ЦР-6	522,50	39,20	6,98%	19844,55	1488,03	11,68
	531,21	42,14	7,35%	19792,88	1577,72	11,73
	544,97	41,56	7,09%	20479,97	1602,97	11,73
Среднее	532,89	40,97	7,14%	20039,14	1556,24	11,71

По результатам усредненных значений построены графики с целью наглядности данных (рисунки 4.14-4.16).

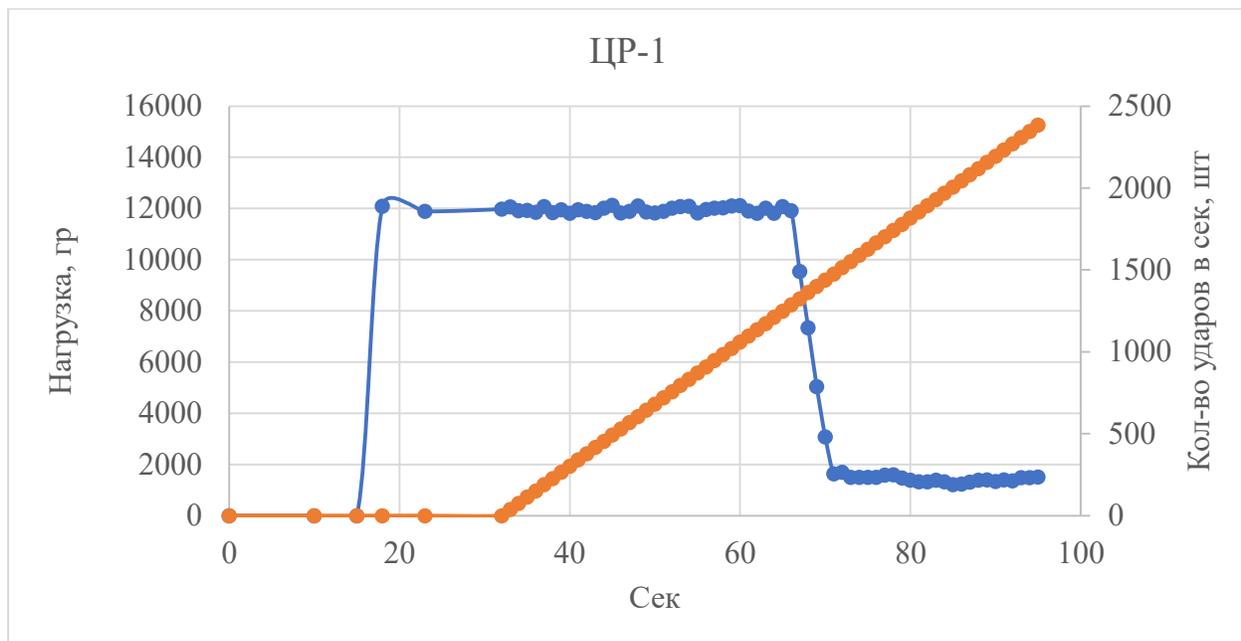


Рисунок 4.14 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-1

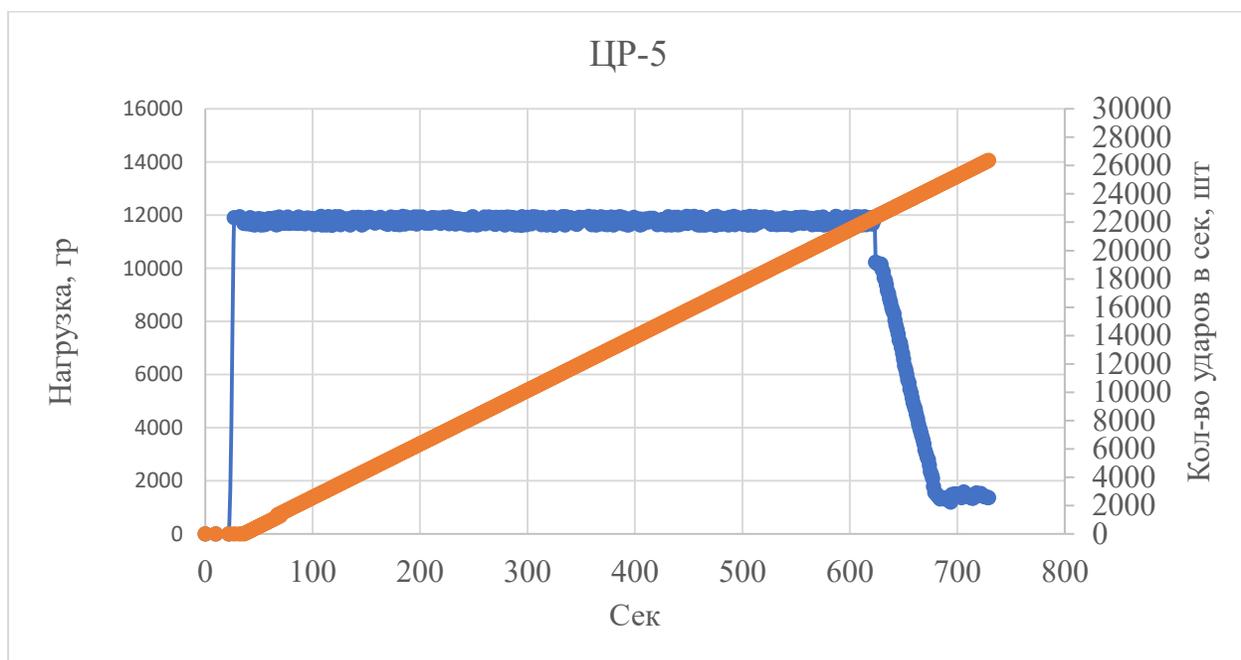


Рисунок 4.15 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-5

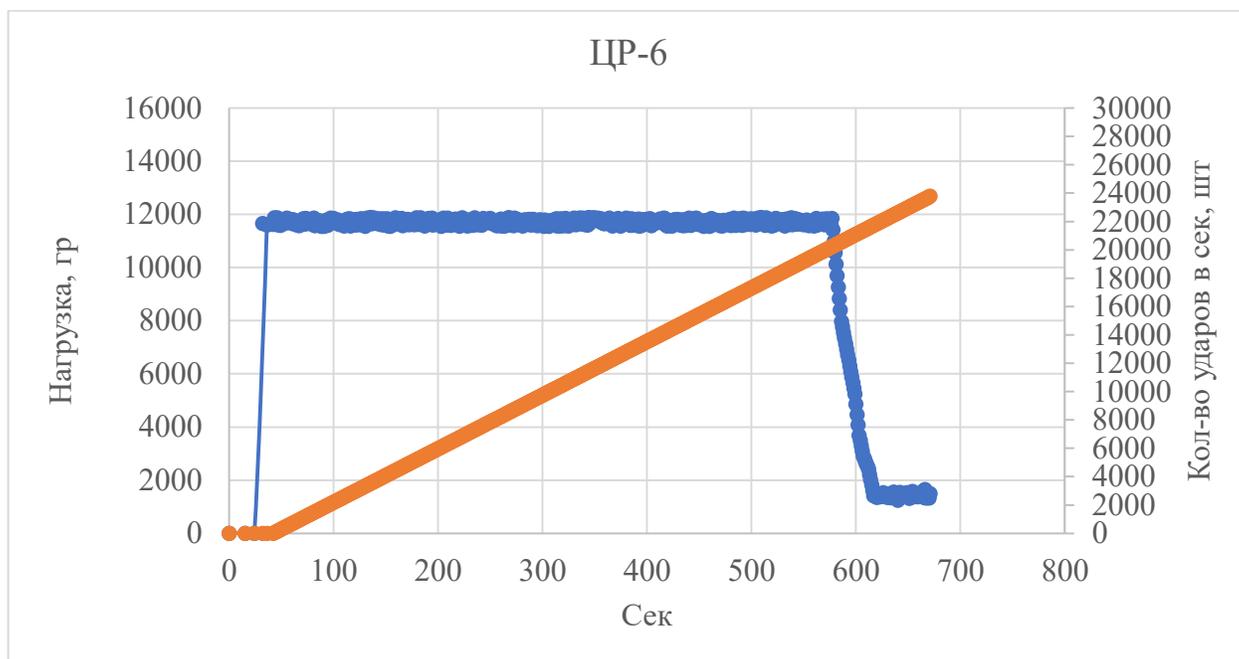


Рисунок 4.16 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-6

Оценив данные Таблицы 17 и рисунков 4.14-4.16, можно сделать следующие выводы:

- 1) базовый цементный камень ЦР-1 разрушается примерно за 33 секунды, что не удовлетворяет условиям разбуривания цементного стакана;
- 2) цементные камни ЦР-5 и ЦР-6 прошли испытания, однако лучшие результаты показал образец ЦР-5, который выдержал большее количество ударов и воспринимал динамическую нагрузку более продолжительное время.

С целью оценки способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам растворы ЦР-1, ЦР-5, ЦР-6 будут дополнительно проверены на стенде-имитаторе условий разбуривания цементного камня.

Для проведения испытаний заранее осуществлялось бурение скважины в образце горной породы, затем в пробуренную скважину спускается обсадная труба, а в кольцевое пространство между скважиной и обсадной колонны - акселерометры, соединенные с компьютером для вывода и регистрации данных. Кольцевое пространство и внутренний объем обсадной трубы заливается исследуемым цементным раствором, после ОЗЦ происходит нормализация и разбуривание

цементного стакана, бурение периодически останавливается для проверки герметичности цементной крепи с помощью создания избыточного давления в обсадной трубе.

Результаты испытаний на стенде подтверждают тенденции, полученные на Стенде-имитаторе виброускорений. Результаты испытаний представлены в Таблице 18 и на рисунках 4.17-4.19.

Таблица 18 - Результаты испытаний на стенде-имитаторе условий разбухания цементного камня

№ состава	Время при перегрузке 4-5 G, мин	Результат опрессовки после воздействия 4-5 G	Время при перегрузке 11,5-12 G, мин	Результат опрессовки после воздействия 11,5-12 G
ЦР-1	33,67	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение 0 – герметично.	0,45	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение до 0,3 МПа – не герметично.
ЦР-5	45,17	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение 0 – герметично.	10,41	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение 0 – герметично.
ЦР-6	44,03	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение 0 – герметично.	8,32	5 минут при давлении 0,8 МПа, падение 0 – герметично.

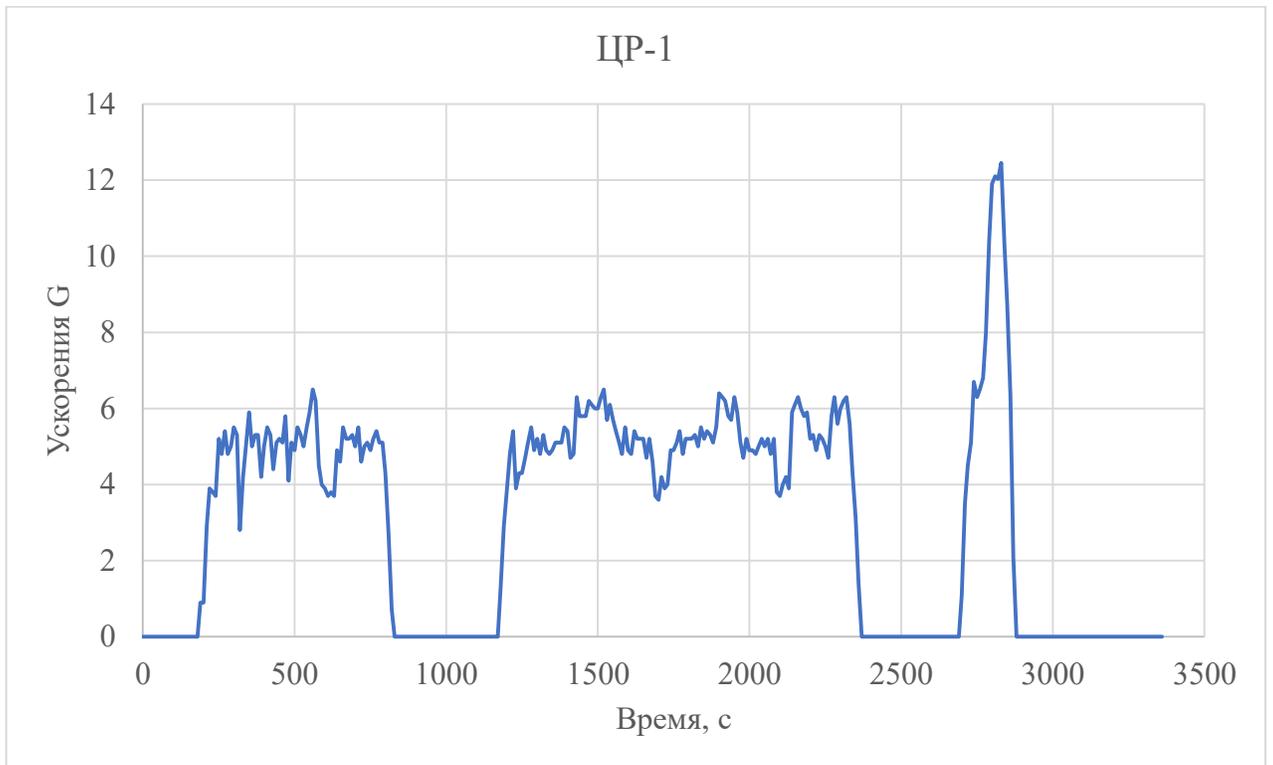


Рисунок 4.17 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-1

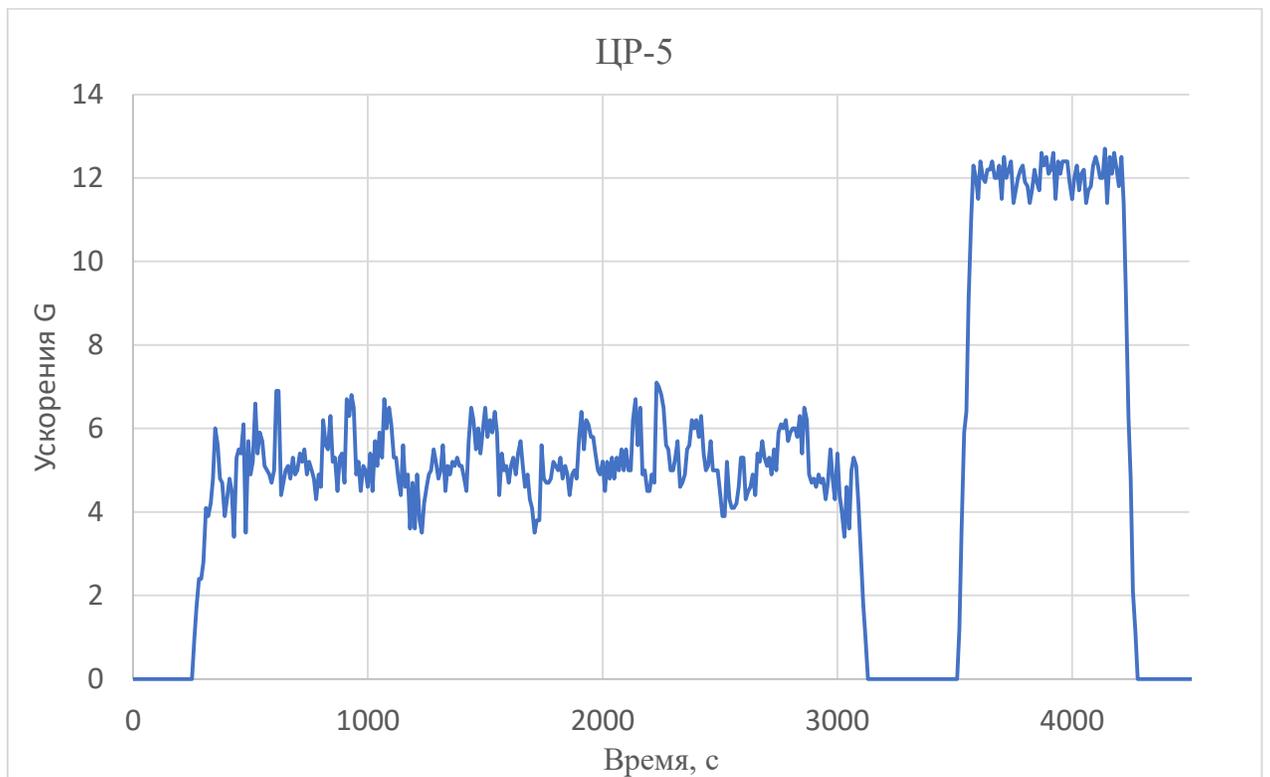


Рисунок 4.18 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-5

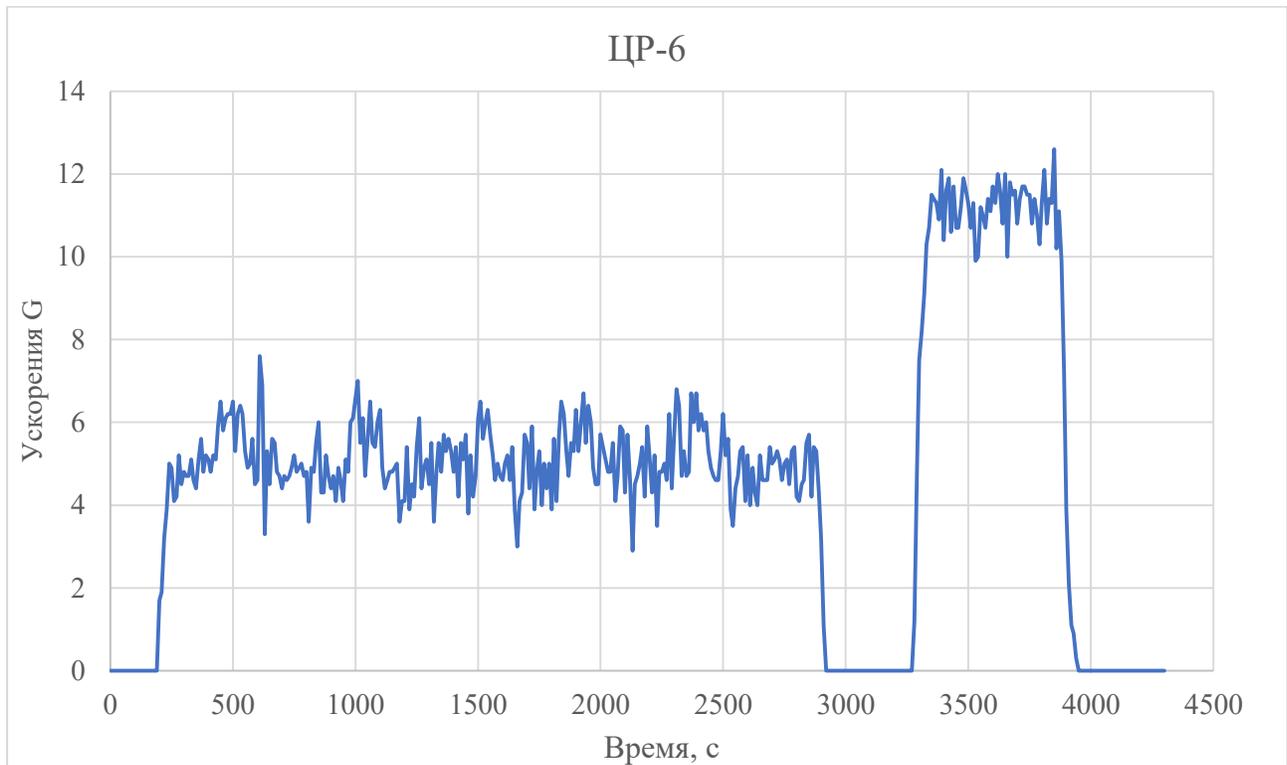


Рисунок 4.19 - Результаты экспериментальных исследований ЦР-6

4.7 Выводы к главе 4

По результатам исследований, сформулированы следующие выводы:

1. Разработаны вариативные составы цементно-эпоксидных систем;
2. определены оптимальные концентрации эпоксидной смолы в цементно-эпоксидной системе, позволяющие образовать вторичный скелет;
3. изучено внутреннее строение и механизм снижения проницаемости цементно-эпоксидных систем;
4. исследованы упруго-прочностные и технологические свойства цементно-эпоксидных систем;
5. выявлены положительные и отрицательные стороны применения цементно-эпоксидных систем;
6. выработана методика поэтапной оценки упруго-прочностных свойств цементного камня;

7. разработана методика оценки применимости упругой цементной системы в контексте операций, оказывающих внутреннее избыточное давление в обсадной колонне;

8. тенденции, наблюдаемые на «Стенде-имитаторе виброускорений», совпадают с полномасштабным экспериментом на «Стенде-имитаторе условий разбухания цементного камня», что делает обоснованным и возможным подбор рецептуры тампонажного раствора, устойчивого к динамическим воздействиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной научно-технической задачи повышения качества крепления нефтяных и газовых скважин путем использования состава тампонажного раствора с добавкой эластификатора, формирующего камень, способный сопротивляться многократным динамическим нагрузкам

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Выявлено, что использование эпоксидной смолы в качестве эластификатора в составе тампонажного раствора наиболее перспективно, прежде всего, за счет большей вариативности концентраций и меньшими рисками при проведении работ по цементированию обсадных колонн.

2. Определены негативные факторы, влияющие на качество крепи, среди которых наиболее значимым является динамическое воздействие бурильного инструмента через стенку обсадной колонны на цементный камень при бурении под следующую секцию, а также при проведении работ по вторичному вскрытию пласта.

3. Разработан алгоритм оценки упруго-прочностных характеристик цементного камня в условиях динамических нагрузок от действия бурильного инструмента с максимальными перегрузками до 12G в комплексе с определением динамических значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона, позволивший обосновать состав цементного раствора, удовлетворяющий условиям его применения.

4. На основе разработанного алгоритма предложена рецептура цементной системы с повышенными упруго-прочностными характеристиками - ЦР-5, характеризующаяся улучшенными упруго-прочностными свойствами, позволившая снизить модуль Юнга в 1,6 раза, увеличить коэффициент Пуассона в 1,9 раза, повысить выносливость к динамическим нагрузкам в 11 раз, снизить проницаемость и пористость в 20 раз за счет образования вторичного скелета из эпоксидной смолы внутри порового пространства цементного камня.

5. В качестве дальнейшего развития исследований по теме диссертации важно довести предлагаемые составы и разработанный алгоритм до стадии ОПР (опытно-промышленных работ), а также внедрить дополнительные испытания, предлагаемые в алгоритме, в проектную документацию на строительство скважин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АКЦ – акустический каротаж цементированья;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГИС – геофизические методы исследования скважин;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ЗКЦ – заколонная циркуляция;
- КБТ – колонна бурильных труб;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;
- МКД – межколонное давление;
- МКП – межколонное пространство;
- Об – облегченный;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ОК – обсадная колонная;
- ПБНПП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- ПО – программное обеспечение;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- Ут – утяжеленный;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ЦР – цементный раствор;
- ЭВМ – электронная вычислительная машина.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов, Ф. А. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов / Ф.А. Агзамов, М.А. Тихонов, Н.Х. Каримов // Территория нефтегаз. – 2013. – №. 4. – С. 26-31.
2. Агзамов, Ф. А. К. Определение динамической прочности цементного камня в условиях близких к всестороннему сжатию / Ф. А. Агзамов, А. О. Белоусов, Я. Комлев // Нефтяная провинция. – 2020. – №. 1. – С. 83-96.
3. Агзамов, Ф. А. Комплексный подход к предупреждению нарушения герметичности затрубного пространства скважин при вторичном вскрытии и ГРП / Ф.А. Агзамов, А.О. Белоусов // Нефтяная провинция. – 2019. – № 1. – С. 197-214. – DOI: 10.25689/NP.2019.1.197-214
4. Агзамов, Ф. А. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов / Ф.А. Агзамов, А.В. Самсыкин, И.М. Губайдуллин, М.А. Тихонов, С.Ю. Семенов, Р.А. Мулюков // Нефтегазовое дело. – 2011. - № 9(4). – С. 18-24.
5. Агзамов, Ф. А. Применение упругого цементного камня для повышения устойчивости крепи скважин при ударных и динамических нагрузках / Ф.А. Агзамов, А.О. Белоусов, Я.К. Комлев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. - № 2. – С. 9-19. – DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-9-19.
6. Агзамов, Ф.А. Результаты расчета нагрузок, возникающих при динамическом и ударном воздействии в обсадной колонне, как обоснование требований к прочности цементного камня / Ф.А. Агзамов, А.О. Белоусов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10.– С. 60-64.
7. Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: Недра, – 2011. – С. 268.

8. Бакиров, Д.Л. Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. - 2020. - № 1(613). - С. 65-70. - DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70.

9. Беликов, С.А. Анализ эффективности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на примере Кондинского месторождения / С.А. Беликов, Т.Р. Салахов, А.С. Кардопольцев, Ф.Ю. Лескин // Нефтегазовое дело. - 2023. - №. 21(1). - С. 39-50. - DOI: 10.17122/ngdelo-2023-1-39-50.

10. Блинов, П.А. Анализ и выбор тампонажной смеси устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве / П.А. Блинов, А.В. Шаньшеров, Д.М. Черемшанцев, Н.Ю. Кузнецова, В.В. Никишин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2022. - №333(11). - С. 115-123. - DOI: 10.18799/24131830/2022/11/3726.

11. Блинов, П.А. Использование ультразвуковых методов исследований для оценки упругих свойств тампонажного камня / П.А. Блинов, **М.И. Садыков**, В.Г. Гореликов, А.П. Гаврилова, Вороник А.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 12 (360). - С. 42-49. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-31-36.

12. Блинов, П.А. Методика определения динамической прочности цементного камня при строительстве скважин / П. А. Блинов, В. В. Никишин, В.Г. Гореликов, М. И. Садыков, К.С. Ручьев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 5(149). – С. 60-66. –EDN DHKAMG.

13. Блинов, П.А. Обоснование использования смол для улучшения упруго-прочностных свойств цементного камня и сравнительная оценка с существующими технологическими решениями / П.А. Блинов, М.В. Двойников, **М.И. Садыков**, А.М. Вороник, А.В. Морозова, Л.В. Ягудина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 9(345). – С. 31-36. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-31-36.

14. Блинов, П.А. Оценка упруго-прочностных и технологических свойств цементно-эпоксидных систем при креплении скважин / П.А. Блинов, **М.И. Садыков**, А.А. Яковлева, А.В. Морозова, Е.В. Дьяченко, А.Н. Иващенко // Сборник материалов II Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». – Санкт-Петербург: Изд-во Бурение и нефть. – 2023. – S2 – С. 132-133.

15. Блинов, П.А. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем / П.А. Блинов, **М.И. Садыков** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2023. - № 334(1). - С. 97-105. – DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3925.

16. Блинов, П.А. Разработка и исследование тампонажных составов с улучшенными упруго-прочностными свойствами для крепления нефтяных и газовых скважин / П.А. Блинов, **М.И. Садыков**, В.Г. Гореликов, В.В. Никишин // Записки Горного института. - 2024. С. – EDN OWJFHS.

17. Блинов, П.А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2023660996. Программа по тестированию технологических свойств цементных растворов и расходу материалов в зависимости от необходимой плотности раствора: № 2023660185: заявл. 23.05.2023: опубл. 25.05.2023 / П.А. Блинов, **М.И. Садыков**, И.М. Лобачев; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

18. Булатов, А. И. Мифы о сцеплении как факторе обеспечения герметичности крепи скважин / А.И. Булатов // Булатовские чтения. – 2017. - № 3. – С. 17-21.

19. Булатов, А. И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – С. 336.

20. Булатов, А. И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов. – М: Недра, 1983. – С. 255.

21. Булатов, А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем / А.И. Булатов. - М.: Недра, 1976. – С. 248.
22. Булатов, А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов, В.И. Рябченко, И.Я. Сибирко, И.А. Сидоров. – М.: Недра, – 2009. – С. 63 – 144.
23. Булатов, А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2014. – С. 933.
24. Булатов, А.И. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Просвещение – Юг. – 2010. – С. 522.
25. Бутт, Н. М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов / Н.М.Бутт, В.В. Тимашев. – М.: Высшая школа, – 1973. – С. 504.
26. Волженский, А. В. Минеральные вяжущие вещества / А.В. Волженский. – М.: Стройиздат, – 1986. – С. 217.
27. Гасумов, Р. А. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях / Э. Р. Гасумов, Ю. С. Минченко // Записки Горного института. – 2020. - № 244. – С. 418-427. – DOI: 10.31897/pm.2020.4.4.
28. Гнибидин, В. Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок / В.Н. Гнибидин // Булатовские чтения. – 2017. - № 3. – С. 54-59.
29. ГОСТ 1581-2019 Портланд цементы тампонажные. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2020. – 11 с.
30. ГОСТ 17624-2012 Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
31. ГОСТ 21153.3-85 Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном растяжении. – М.: Госстандарт СССР, 1985. – 18 с.

32. Губайдуллин, А. Г. Расчет упруговязкопластического перемещения стенок скважин в трансверсально-изотропных горных породах / А. Г. Губайдуллин, А. И. Могучев // Записки Горного института. – 2019. - № 236. – С. 180-184. – DOI: 10.31897/rmi.2019.2.180.
33. Извеков, И.Б. Термобарические условия и перспективы газоносности Северо-Тазовской зоны Западной Сибири / И.Б. Извеков, Д.А. Соин // Вести газовой науки. – 2011. – №3 (8). – С. 158-162.
34. Инякина, Е.И. Исследование пластового флюида при разработке месторождений на шельфе Карского моря / Е.И. Инякина, Е.Е. Левитина, К.О. Рябикова, В.В. Инякин // Наука. Инновации. Технологии. - 2023. - № 1. - С. 155-174. - DOI: 10.37493/2308-4758.2023.1.8.
35. Кармаенков, М. С. Самовосстанавливающиеся тампонажные составы для крепления нефтяных и газовых скважин / М.С. Кармаенков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых – 2019. - № 1. – С. 151-155
36. Карманский, Д.А. Анализ изменения свойств коллекторов нефти и газа на различных этапах разработки нефтяных месторождений / Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1(325). – С. 46–50. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-46-50.
37. Кетова, Ю. А. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритокков на фильтрационных керновых моделях / Ю. А. Кетова, Б. Боджан, Г. П. Хижняк, Е. А. Гладких, С. В. Галкин // Записки Горного института. – 2020. - № 241. – С. 91-96. – DOI: 10.31897/rmi.2020.1.91.
38. Козырев, А.А. Оценка степени удароопасности скальных горных пород на основе результатов лабораторных испытаний / А.А. Козырев, Э.В. Каспарьян, Ю.В. Федотова, Н.Н. Кузнецов // Вестник МГТУ. - 2019. - №22(1). - С. 138-148. - DOI: 10.21443/1560-9278-2019-22-1-138-148.

39. Курбатов, Ю.Е. Определение упругих характеристик цементного камня для прогнозирования усталостной долговечности бетона / Ю.Е. Курбатов, Г.Г. Кашеварова // Вестник МГСУ. – 2022- №17(4). - С. 476-486. - DOI: 10.22227/1997-0935.2022.4.476-486.

40. Литвиненко, В. С. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики / В.С. Литвиненко, П. С. Цветков, М. В. Двойников, Г. В. Буслаев // Записки Горного института. – 2020. - № 244. – С. 428-438. – DOI: 10.31897/PMI.2020.4.5.

41. Литвиненко, В. С. Методика определения параметров режима бурения наклонно прямолинейных участков скважины винтовыми забойными двигателями / В.С. Литвиненко, М.В. Двойников // Записки Горного института. – 2020. - № 241. – С. 105-112. – DOI: 10.31897/PMI.2020.1.105

42. Литвиненко, В. С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С. Литвиненко, М.В. Двойников // Записки Горного института. – 2020. - № 235. – С. 24-29. – DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24.

43. Лопатина, С. С. Набухание резин на основе бутадиен-нитрильных каучуков в водных растворах хлорида натрия при повышенной температуре / С. С. Лопатина, М. А. Ваниев, Н. В. Сычев, Я. Ю. Савченко, А. Д. Брук // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2019. - № 4. – С. 22-26. – DOI: 10.24411/2071-8268-2019-10405.

44. Мариампольский, Н.А. Промывка и разобщение пластов в глубоких скважинах / Н.А. Мариампольский, В.М. Муняев. – М.: Гостоптехиздат, – 1992. – С. 124.

45. Морозов, В.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото – винтовой забойный двигатель – бурильная колонна» / В.А. Морозов, М.В. Двойников, П.А. Блинов // Нефтегазовое дело. - 2018. - №16(2). - С. 35-43. - DOI: 10.17122/ngdelo-2018-2-35-43.

46. Морозов, В.А. Обоснование выбора параметров режима направленного бурения скважин винтовыми забойными двигателями / В.А. Морозов, М.В. Двойников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 2. - С. 15-18. - DOI: 10.30713/0130-3872-2019-2-15-18.

47. Николаев, Н. И. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» / Н. И. Николаев, Л. Хаоя // Записки Горного института. – 2017. - № 226. – С. 428 – 434. – DOI: 10.25515/PM1.2017.4.428.

48. Николаев, Н. И. Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов / Н. И. Николаев, Л. Тяньлэ // Записки Горного института. – 2016. - № 218. – С. 206-214.

49. Николаев, Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н. И. Николаев, Е. Л. Леушева // Записки Горного института. – 2019. - № 236. – С. 194-200. – DOI 10.31897/РЖ2019.2.194.

50. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников. – Тюмень: Нефтегазовый университет, – 2007. – С. 396.

51. Петраков, Д.Г. Экспериментальное исследование упруго-пластичных свойств пород нефтяного пласта с учетом насыщенности / Д.Г. Петраков, К.С. Купавых, А.С. Купавых // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3(327). – С. 33–38. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-3(327)-33-38.

52. Попов, С.Н. Сопоставительный анализ аналитического и численного методов расчета напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны на основе упругой модели с учетом основных конструктивных элементов скважины / С.Н. Попов, С.Е. Чернышов, С.Н. Кривошеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2023. - №334(5). - С. 94-102. - DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3961.

53. Рогов, Е. А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями / Е.А. Рогов // Записки Горного института. – 2020. - № 242. – С. 169-173. – DOI: 10.31897/PM1.2020.2.169.

54. Савенок, О.В. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии. - 2022. - № 2. - С. 141-154.

55. Садыков М.И. Обоснование использования смоля для улучшения упруго-прочностных свойств цементного камня и сравнительная оценка с существующими технологическими решениями / М.И. Садыков, П.А. Блинов, А.М. Вороник // Сборник материалов X Международного молодежного научно-практического форума «Нефтяная столица». – Сургут: Изд-во АНО ЦМТР. – 2022. – С. 241-243.

56. Садыков, М.И. Обоснование улучшения упруго-прочностных свойств цементного камня за счет использования смол / М.И. Садыков, П.А. Блинов, А.М. Вороник // Сборник трудов XIII Международной научно-практической конференции «Инновационные перспективы Донбасса». – Донецк: Изд-во ДНТУ. – 2022. – С. 132–133.

57. Садыков, М.И. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем / М.И. Садыков, П.А. Блинов // Сборник тезисов докладов I Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». – Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургский горный университет. – 2022. – С. 22.

58. Скоробогатов, В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2017. – №3 (31). – С. 36-58.

59. Соин, Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2013. – №5 (16). – С. 59-65.

60. Стетюха, В. А. Методика расчета на устойчивость эксплуатационной колонны из полимерного материала в многолетнемерзлых породах / В. А. Стетюха, И. И. Железняк // Записки Горного института. – 2020. - № 241. – С. 22-28. – DOI: 10.31897/PM1.2020.1.22.

61. Табатабаи Моради, С. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур / С. Табатабаи Моради, Н. И. Николаев, Т. Н. Николаева // Записки Горного института. – 2020. - № 242. – С. 174-178. – DOI: 10.31897/PM1.2020.2.174.

62. Тойб, Р. Р. Результаты исследования физико-механических свойств полимерцементных композиций с низким содержанием дисперсионной среды / Р. Р. Тойб, Ф. А. Загривный, П. Л. Мванса // Записки Горного института. – 2003. - № 155(1). – С. 36-38.

63. Толкачев, Г. М. Оценка упругопрочностных свойств цементного камня тампонажного материала, предназначенного для цементирования скважин / Г. М. Толкачев, В. А. Асанов, А. А. Фохт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 8. – С. 35-40.

64. Тсикплону, Д. Э. Экспериментальное исследование нарушения герметичности заколонного пространства при разбурировании цементного камня и оснастки обсадных колонн / Д. Э. Тсикплону, М. В. Двойников, К. К. Дживорну // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – №. 3. – С. 10-14. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-3(339)-10-14.

65. Угольников, Ю. С. Тампонажные материалы на основе магнезиального цемента для цементирования обсадных колонн в отложениях водорастворимых солей / Ю.С. Угольников // Записки Горного института. – 2006. - № 157(2). – С. 52-54.

66. Фахретдинов, И.В. Комплексный мониторинг горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на этапе внедрения в условиях Приобского месторождения с целью повышения эффективности их работы / И.В. Фахретдинов //

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - № 4 (110). - С. 92-99. - DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-92-99.

67. Чернышов, С. Е. Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов / С. Е. Чернышов, В. И. Галкин, З. В. Ульянова, И. М. Макдоналд Д. // Записки Горного института. – 2020. - № 242. – С. 179-190. – DOI: 10.31897/PMI.2020.2.179.

68. Чернышов, С.Е. Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, А.Д. Савич, В.В. Дерендяев // Георесурсы. - 2023. - №25(2). - С. 245-253. - DOI: 10.18599/grs.2023.2.18.

69. Чернышов, С.Е. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, С.В. Варушкин, А.А. Мелехин, С.Н. Кривощек, Ш. Рен. // Записки Горного института. - 2022. - № 257. - С. 732-743. - DOI: 10.31897/PMI.2022.51.

70. Чертенков, М.В. Особенности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях на европейском Севере России / М.В. Чертенков // Нефтегазовое дело. - 2022. - №. 20 (5). - С. 18-34. - DOI: 10.17122/ngdelo-2022-5-18-34.

71. Шкряба, И.Т. Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении / И.Т. Шкряба, С.Ф. Мулявин, И.И. Клещенко, В.Ю. Кусакин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2017. - № 4. - С. 89-92. - DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-89-92.

72. 10B-2/ISO 10426-2. Recommended Practice for Testing Well Cements. –R.: API, 2005. – 11 p.

73. Abid, K. A pozzolanic supplementary material to reinforce class G cement used for drilling and completion operations / K. Abid, R. Gholami, M. Tiong, B. Nagaratnam, M.

Sarmadivaleh, M. Mostofi, G. Muktadir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 177. – P. 79–92. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.038.

74. Adekoya, O.B. Renewable Energy Consumption, Carbon Emissions and Human Development: Empirical Comparison of the Trajectories of World Regions / O.B. Adekoya, J.K. Olabode, S.K. Rafi // *Renewable Energy*. – 2021. – Vol. 179. – P. 1836–1848. – DOI: 10.1016/j.renene.2021.08.019.

75. Ahmed, A. The Effect of Weighting Materials on Oil-Well Cement Properties While Drilling Deep Wells / A. Ahmed; A.A. Mahmoud; S. Elkatatny; W. Chen // *Sustainability*. – 2019. Vol. 11. – P. 6776. – DOI: 10.3390/su11236776.

76. Aiad, I. Effect of some prepared superplasticizers on the rheological properties of oil well cement slurries / I. Aiad, A.M. El-Sabbagh, A.I. Adawy, S.H. Shafek, S.A. Abo-EL-Enein // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2018. – Vol. 27. – P. 1061-1066. – DOI: 10.1016/j.ejpe.2018.03.011.

77. Alvi, M. A. A. Effect of nanoparticles on properties of geopolymers designed for well cementing applications / M. A. A. Alvi, M. Khalifeh, M. B. Agonafir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 191. – P. 107128. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107128.

78. API Spec 10A: Specification for Cements and Materials for Well Cementing. – 2019. – 74 p.

79. Arbad, N. Review of Recent Research on Contamination of Oil Well Cement with Oil-based Drilling Fluid and the Need of New and Accurate Correlations / N. Arbad, C. A. Teodoriu // *Chemistry Engineering*. – 2020. – Vol. 4. – P. 28. – DOI: 10.3390/chemengineering4020028.

80. Assessment, B. R. E. Oil and Gas Exploration & Development Activity Forecast: Canadian Beaufort Sea 2012–2027. – 2015.

81. Barria, J.C. Cement with bacterial nanocellulose cured at reservoir temperature: Mechanical performance in the context of CO₂ geological storage / J.C. Barría, D. Manzanal,

P. Cerrutti, J.-M. Pereira // *Geomechanics for Energy and the Environment*. – 2021. – Vol. 30. – P. 100267. – DOI: 10.1016/j.gete.2021.100267.

82. Bayanak, M. Effects of Nano Silica on oil well cement slurry characteristics and control of gas channeling / M. Bayanak, S. Zarinabadi, K. Shahbazi, A. Azimi // *South African Journal of Chemical Engineering*. – 2020. – Vol. 34. – P. 11-25.

83. Bazrkar, H. Application of a Synthetic Polymer Nanocomposite Latex in a Wellbore Cement Slurry for Gas Blockage Functions / H. Bazrkar, A. Lork, B. Aminnejad // *ACS omega*. - 2022. - Vol. 7. - P. 27469-27478. - DOI: 10.1021/acsomega.2c02507

84. Beltran-Jimenez, K., Cement properties characterization from a section retrieved from an oil production well after 33 years of downhole exposure / K. Beltran-Jimenez, D. Gardner, S. Kragset, K. F. Gebremariam, O.A. M. Reales, M. W. Minde, M. I.L. de Souza, J. A. Aasen, H. J. Skadsem, L. Delabroy // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109334. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109334.

85. Blázquez, C. S. Analysis and study of different grouting materials in vertical geothermal closed-loop systems / C. S. Blázquez, A. F. Martín, I. M. Nieto, P. C. García, L. S. S. Pérez, D. González-Aguilera // *Renewable Energy*. – 2017. – Vol. 114. – P. 1189-1200. – DOI: 10.1016/j.renene.2017.08.011.

86. Bucci, A. Impacts of borehole heat exchangers (BHEs) on groundwater quality: the role of heat-carrier fluid and borehole grouting / A. Bucci, A. B. Prevot, S. Buoso, D. A. De Luca, M. Lasagna, M. Malandrino, V. Maurino // *Environmental earth sciences*. – 2018. – Vol. 77. – P. 1-11. – DOI: 10.1007/s12665-018-7375-9.

87. Buttignol, T. E. T., Sousa J., Bittencourt T. N. Ultra High-Performance Fiber-Reinforced Concrete (UHPFRC): a review of material properties and design procedures / T.E.T. Buttignol, J. Sousa, T. N. Bittencourt // *Revista IBRACON de estruturas e materiais*. – 2017. – Vol. 10. – P. 957-971. – DOI: 10.1590/S1983-41952017000400011.

88. Campello, E. The effect of short metallic and polymeric fiber on the fracture behavior of cement mortar / E. Campello, M. V. Pereira, F. Darwish // *Procedia materials science*. – 2014. – Vol. 3. – P. 1914-1921. – DOI: 10.1016/j.mspro.2014.06.309.

89. Cestari, A. R. Cement–epoxy/water interfaces–Energetic, thermodynamic, and kinetic parameters by means of heat-conduction microcalorimetry / A. R. Cestari, E. F. Vieira, A. M. Tavares, M. A. Andrade Jr. // *Journal of colloid and interface science.* – 2010. – Vol. 343. - №1. – P. 162-167. – DOI: 10.1016/j.jcis.2009.11.017.
90. Chen, E. A new type of cementation flushing fluid for efficiently removing wellbore filter cake / E. Chen, C. Wang, R. Meng // *Natural Gas Industry B.* – 2015. – Vol. 2(5). – P. 455-460. – DOI: 10.1016/j.ngib.2015.09.022.
91. Chen, J. A simple prediction method for the permeability coefficient of water-bearing sand layer after grouting compaction / J. Chen // *Journal of Physics: Conference Series.* – 2021. – Vol. 1732. – P. 012125. – DOI: 10.1088/1742-6596/1732/1/012125.
92. Chengzhang, C. A. Selection of curable resin based cementing material and the curing agent thereof / C. Chengzhang, B. U. Yuhuan, T. Leiju, H. Laiju // *Drilling fluid & Completion fluid.* – 2020. – Vol. 37. - №4. – P. 498-506. – DOI: 10.3969/j.issn.1001-5620.2020.04.016.
93. Cui, K.-X. Preparation and properties of magnesium oxysulfate cement and its application as lost circulation materials / K.-X. Cui, G.-C. Jiang, L.-L. Yang, Z.-Q. Deng, L. Zhou // *Petroleum Science.* – 2021. – Vol. 18. – P. 1492-1506. – DOI: 10.1016/j.petsci.2021.08.002.
94. Farooqui, N. M. Understanding CO₂-brine-wellbore Cement-rock Interactions for CO₂ Storage / N. M. Farooqui, Q. Liu, M. M. Maroto-Valer, M. H. Mosleh, A. Korre, S. Durucan // *Energy Procedia.* – 2017. – Vol. 114. – P. 5206-5211.
95. Fattah K. A. Investigation of mud density and weighting materials effect on drilling fluid filter cake properties and formation damage / K. A. Fattah, A. Lashin // *Journal of African Earth Sciences.* - 2016. – Vol. 117. - P. 345–357.
96. Gerasimova, E., The Effect of Fe₂O₃ on the Mechanical Properties of the Polymer Modified Cement Containing Fly Ash / E. Gerasimova // *Procedia Engineering.* – 2016. – Vol. 150. – P. 1553-1557. – DOI: 10.1016/j.proeng.2016.07.110.

97. Gupta, A. Identification & Development Brine-Based High Temperature - High Pressure Viscosifier Having Thermal Stability for Drilling Completion Fluids. – 2019. – P. 9.
98. He, M. Effect of Epoxy Resin Emulsion on the Mechanical Properties of Oil Well Cement-Based Composites / J. Song, M. Xu, L. He, P. Xu // *Advances in Civil Engineering*. – 2020. – Vol. 2020. – P. 1-9. – DOI: 10.1155/2020/5344866.
99. Hesse, J. C. Influence of swelling and non-swelling clays on the thermal properties of grouting materials for borehole heat exchangers / J. C. Hesse, M. Schedel, R. Diedel, I. Sass // *Applied Clay Science*. – 2021. – Vol. 210. – P. 106154.
100. Ilinova, A., Chanysheva A. Algorithm for assessing the prospects of offshore oil and gas projects in the Arctic / A. Ilinova, A. Chanysheva // *Energy Reports*. - 2020. - Vol. 6. - P. 504–509. – DOI: 10.1016/j.egy.2019.11.110.
101. Ivaschenko, Y. Nanophase Formation of Portland Cement in the Presence of Disaccharides / Y. Ivaschenko, E. Shoshin, D. Timokhin // *Procedia Engineering*. – 2016. – Vol. 150. – P. 1516-1524. – DOI:10.1016/j.proeng.2016.07.100.
102. Ivashchenko, Y. Modification of cement composites by oligomeric products of bicomponent composition / Y. Ivashchenko, R. Mameshov, D. Timokhin // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. - Vol. 896. – P. 012108. – DOI: 10.1088/1757-899X/896/1/012108
103. Jingtai, N. Cement Loop Damage-based Fracture Mechanism during Repair of Casing Failure Well / N. Jingtai, P. Youwen, W. Congcong, W. Bowen // *Procedia Earth and Planetary Science*. – 2012. – Vol. 5, - P. 322-325. – DOI: 10.1016/j.proeps.2012.01.054.
104. Jutten, J.J. Microannulus Effect on Cementation Logs: Experiments and Case Histories / J.J. Jutten, A.J. Hayman // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*. – 1993. – DOI: 10.2118/25377-MS.
105. Kuchin, V. Isolation through a viscoelastic surfactant of a fracable hydrocarbon-containing formation / M. Dvoynikov, M. Nutskova // *Journal of Physics*:

Conference Series. – 2020. – Vol. 1478. – P. 012022. – DOI: 10.1088/1742-6596/1478/1/012022.

106. Kurta, I. Preconditions for Technological Development of the Construction Industry of the North for the Arrangement of the Mineral Complex of the Russian Arctic / I. Kurta, V. Zemlyansky // *Procedia Engineering*. - 2016. - Vol. 165. - P. 1542–1546.

107. Lavrov, A. Effect of eccentric annulus, washouts and breakouts on well cementing quality: Laminar regime / A. Lavrov // *Energy Procedia*. – 2016. – Vol. 86. – P. 391-400. – DOI: 10.1016/j.egypro.2016.01.040.

108. Lavrov, A. From fracture gradient to spectrum of lost-circulation pressures: a paradigm shift? / A. Lavrov // *Energy Procedia*. – 2017. – Vol. 114. – P. 3185-3192. – DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1447.

109. Lavrov, A. Lost circulation in primary well cementing / A. Lavrov // *Energy Procedia*. – 2017. – Vol. 114. – P. 5182-5192. – DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1672.

110. Lavrov, A., Todorovic J., Torsæter M. Impact of voids on mechanical stability of well cement / A. Lavrov // *Energy Procedia*. – 2016. – Vol. 86. – P. 401-410. – DOI: 10.1016/j.egypro.2016.01.041.

111. Le, T.H. What drives energy insecurity across the world? A panel data analysis / T.H. Le, D. Park // *Energy Research & Social Science*. – 2021. – Vol. 77. - P. 102093. – DOI: 10.1016/j.erss.2021.102093.

112. Li, M. Effects of waterborne epoxy resin on the mechanical properties and microstructure of oil-well cement / M. Li, K. Sun, M. He // *Journal of Dispersion Science and Technology*. – 2021. – Vol. 43. – P. 2107-2114. – DOI: 10.1080/01932691.2021.1915158.

113. Li, M. Mechanical properties of oil well cement stone reinforced with hybrid fiber of calcium carbonate whisker and carbon fiber / M. Liu, Y. Yang, Z. Li, X. Guo // *Petroleum Exploration and Development*. – 2015. – Vol. 42. – P. 104-A.

114. Litvinenko, V.S. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas / V.S. Litvinenko // Resources. - 2020. - Vol. 9. - № 59. - DOI: 10.3390/resources9050059
115. Liu, S. Cement sheath integrity of shale gas wells: A case study from the Sichuan Basin / S. Liu, D. Li, J. Yuan, F. Qi, J. Shen, M. Guo // Natural Gas Industry B. – 2018. – Vol. 5. – P. 22-28.
116. Lu, Q. Hydraulic fracturing induced casing shear deformation and a prediction model of casing deformation / Q. Lu, Z. Liu, J. Guo, L. He, Y. Li, J. Zeng, S. Ren // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – Vol. 48. – P. 460-468. – DOI:10.1016/S1876-3804(21)60037-X.
117. Mohammed, A. Artificial Neural Network and NLR techniques to predict the rheological properties and compression strength of cement past modified with nanoclay / A. Mohammed, S. Rafiq, W. Mahmood, H. Al-Darkazalir, R. Noaman, W. Qadir, K. Ghafor // Ain Shams Engineering Journal. – 2021. – Vol. 12. - № 2. – P. 1313-1328. – DOI: 10.1016/j.asej.2020.07.033.
118. Muciño, A. The influence of fine aggregates on Portland cement mortar compressive strength / A. Muciño, S. Vargas, N. A. Pérez, L. Bucio, E. Orozco // Results in Materials. – 2020. – Vol. 10. – P. 100182. – DOI: 10.1016/j.rinma.2021.100182.
119. Nakano, K. Chemical Interaction of well Composite Samples with Supercritical CO₂ along the Cement - Sandstone Interface / K. Nakano, A. Ohbuchi, S. Mito, Z. Xue // Energy Procedia. – 2014. – Vol. 63. – P. 5754-5761. – DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.608.
120. Nakano, K. Self-sealing of Wellbore Cement under the CO₂ Batch Experiment Using Well Composite Sample / K. Nakano, S. Mito, Z. Xue // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 5212-5218. – DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1677.
121. Nazempour, M. M. An Analytical Method of Predicting Length of Grout Penetration in Jointed Rocks / M. M. Nazempour, A. Majdi // Journal of Mining and Environment. – 2021. - Vol. 12. – P. 1155-1175. – DOI: 10.22044/jme.2022.11435.2127.

122. Pineda, P. Environmental and structural analysis of cement-based vs. natural material-based grouting mortars. Results from the assessment of strengthening works / P. Pineda, A. Garcia-Martinez, D. Castizo-Morales // *Construction and Building Materials*. – 2017. – Vol. 138. – P. 528-247. – DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2017.02.013.

123. Qin, J. Effect of various testing parameters on the experimental evaluation of oil well cement cured under simulated downhole conditions / J. Qin, X. Pang, Z. Liu, Z. Ai, N. Li // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1028. – P. 012004. – DOI:10.1088/1757-899X/1028/1/012004.

124. Radi Marshdi, Q. S. Benefits of using mineral additives, as components of the modern oil-well cement / Q. S. Radi Marshdi // *Case Studies in Construction Materials*. – 2018. – Vol. 8. – P. 455-458. – DOI: 10.1016/j.cscm.2018.03.010.

125. Ridha, S. Thickening Time Compatibility of Geopolymer Cement for Drilling Application / S. Ridha, M. F. Jamali, R. A. Setiawan, // *Applied Mechanics and Materials*. – 2017. – Vol. 864. – P. 65–70. – DOI: 10.4028/www.scientific.net/amm.864.65.

126. Roy, P. Effect of thermal stress on wellbore integrity during CO₂ injection / P. Roy, J. P. Morris, S.D.C. Walsh, J. Iyer, S // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2018. – Vol. 77. – P. 14-26.

127. Sadykov, M. I. Use of the water-swellable polymers (WSP) for wellbore stabilization in intensely fractured rock intervals / M. I. Sadykov, P. A. Blinov, M. V. Nutskova // *E3S Web of Conferences*. – 2021. - Vol. 266. - P. 01013. – DOI: 10.1051/e3sconf/202126601013.

128. Shen, X. A calculation method for the allowable fracturing injection pressure of preventing casing deformation / X. Shen, P. Zhang // *Natural Gas Industry B*. – 2019. – Vol. 6. – P. 384-393. – DOI: 10.1016/j.ngib.2019.01.014.

129. Shi, H. New non-destructive method for testing the strength of cement mortar material based on vibration frequency of steel bar: Theory and experiment / H. Shi, L. Song, W. Chen, H. Zhang, G. Wang, G. Yuan, W. Zhang, G. Chen, G. Lin // *Construction and*

Building Materials. – 2020. – Vol. 262. – P. 120931. – DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2020.120931.

130. Song, B.-D. Determining the engineering characteristics of the Hi-FA series of grout materials in an underwater condition / B.-D. Song, B.-G. Park, Y. Choi, T.-H. Kim // Construction and Building Materials. – 2017. – Vol. 144. – P. 74-85. – DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2017.03.101.

131. Stan, G. Run in hole and cementing of reinforced concrete columns in big diameter holes / G. Stan // Journal of Mining Institute. – 2007. – Vol. 170(2). – P. 113-116.

132. Thakkar, A. A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing / A. Thakkar, A. Raval, S. Chandra, M. Shah, A. Sircar // Petroleum. – 2020. – Vol. 6. - № 2. – P. 123-129. – DOI: 10.1016/j.petlm.2019.06.005.

133. Todorovic, J. Remediation of Leakage through Annular Cement Using a Polymer Resin: A Laboratory Study / J. Todorovic, M. Raphaug, E. Lindeberg, T. Vralstad, M.-L. Buddensiek // Energy Procedia. – 2016. – Vol. 86. – P. 442-449.

134. Velayati, A. Colloidal gas aphon (CGA) based foam cement system / Velayati, A., Roostaei, M., Rasoolimanesh, R., Soleymani, M., & Fattahpour, V. // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Vol. 46. - №6. – P. 1281-1287. – DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60281-8.

135. Versan, K. M. Fluid migration and rheological properties of different origin G-class cements in oil well drilling applications / K. M. Versan, K. Guray // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2018. – Vol. 19(4). – P. 449-457. – DOI: 10.1504/IJOGCT.2018.095991.

136. Wolterbeek, T.K.T. Impact of downhole pressure and fluid-access on the effectiveness of wellbore cement expansion additives / T.K.T. Wolterbeek, E.K. Cornelissen, S.J.T. Hangx, C.J. Spiers // Cement and Concrete Research. – 2021. – Vol. 147. – P. 106514. – DOI: 10.1016/j.cemconres.2021.106514.

137. Xia, J., C. Yang, X. Wang, Key technologies for well drilling and completion in ultra-deep sour gas reservoirs, Yuanba Gasfield, Sichuan Basin / J. Xia, C. Yang, X. Wang

// Natural Gas Industry B. – 2016. – Vol. 3. – P. 607-613. – DOI: 10.1016/j.ngib.2017.05.011.

138. Yan, X. Study on Mechanical Property and Blocking Test of Multistage Resin Composite Ductile Cement Slurry System / X. Yan, H. Hao, S. Liu, H. Yan, G. Xie, J. Jing, A. Wei // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science – 2020. – Vol. 565. – P. 012081. – DOI:10.1088/1755-1315/565/1/012081.

139. Yuan, F. Origin of pulverized rocks during earthquake fault rupture / Yuan F., V. Prakash, T. Tullis // Journal of Geophysical Research Atmospheres, – 2011. – Vol. 116. – P. B06309. DOI: 10.1029/2010JB007721.

140. Yuan, J. Technical difficulties in the cementing of horizontal shale gas wells in Weiyuan block and the countermeasures / J. Yuan, Y. Yu, S. Liu, M. Xu, L. Li, J. Shen // Natural Gas Industry B. – 2016. – Vol. 3. – P. 260-268. – DOI: 10.1016/j.ngib.2016.05.011.

141. Zhang, B. Prediction of sustained annular pressure and the pressure control measures for high pressure gas wells / B. Zhang, G. Zhichuan, Q. Zhang, H. Dong // Petroleum Exploration and Development. – 2015. – Vol. 42. - №4. – P. 567-572. – DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30051-3.

142. Zhang, J.P. Development of cement-based self-stress composite grouting material for reinforcing rock mass and engineering application / J.P. Zhang, L.M. Liu, Q.H. Li, W. Peng, F.T. Zhang, J.Z. Cao, H. Wang // Construction and Building Materials. – 2019. – Vol. 201. – P. 314-327. – DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2018.12.143

143. Zhang, M. Micromechanical modelling of deformation and fracture of hydrating cement paste using X-ray computed tomography characterization / M. Zhang, A. P. Jivkov // Composites Part B: Engineering. – 2016. – Vol. 88. – P. 64-72. – DOI: 10.1016/j.compositesb.2015.11.007.

144. Zhang, Q. Microstructure Analysis of Heated Portland Cement Paste / Q. Zhang, G. Ye // Procedia Engineering. – 2011. – Vol. 14. - P. 830-836. – DOI: 10.1016/j.proeng.2011.07.105.

145. Zhao, C. Anti-channeling cementing technology for long horizontal sections of shale gas wells / C. Zhao, X. Hu, Y. Zhang, H. Liang, H. Fang, L. Zhang, F. Zeng, // Natural Gas Industry B. – 2018. – Vol. 5. - №3. – P. 212-218. – DOI: 10.1016/j.ngib.2018.04.008.

146. Zimina, D.A. Analysis of the effect of nanosilicates on the strength and porosity of cement stone / D.A. Zimina, C.A. Zhapkhandaev, A.A. Petrov // Key Engineering Materials. - 2020. - Vol. 854. - P. 175-181. - DOI: 10.4028/www.scientific.net/KEM.854.175.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения результатов диссертации в деятельности ООО «БурСервис»

Общество с ограниченной ответственностью

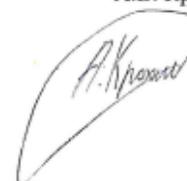
БУРСЕРВИС

Юридический адрес: 169711, Республика Коми, г. Усинск,
ул. Комсомольская, д. 23, а/я 135

Почтовый адрес: 127018, Москва, ул. Двинцев, д. 12, корп. 1,
подъезд "С", 12 этаж, Бизнес-центр "Двинцев"

Тел.: + 7 495 755 83 00; Факс: + 7 495 755 83 01
Email: info@burservis.ru www.burservis.ru

Утверждаю
Директор департамента цементирования ООО «БурСервис»
А.В. Крохин



Дата «01» июня 2023 г.



М.П.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Садыкова Марата Ильдаровича

на тему: «Обоснование и разработка тампонажных составов для условий динамического воздействия при строительстве скважин»

по научной специальности 2.8.2 – «Технология бурения и освоения скважин»

Комиссия в составе:

Председатель: Директор департамента цементирования ООО «БурСервис», А.В. Крохин;

Члены комиссии:

1. Главный инженер департамента цементирования скважин ООО «БурСервис», А.В. Морозова;

2. Менеджер по технологиям департамента цементирования скважин ООО «БурСервис», Е.В. Дьяченко;

3. Координатор проекта ООО «БурСервис», А.Н. Иващенко

составили настоящий акт о том, что результаты кандидатской диссертации на тему «Обоснование и разработка тампонажных составов для условий динамического воздействия при строительстве скважин», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, а именно алгоритм исследования способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам,

Общество с ограниченной ответственностью

БУРСЕРВИС

Юридический адрес: 169711, Республика Коми, г. Усинск,
ул. Комсомольская, д. 23, а/я 135

Почтовый адрес: 127018, Москва, ул. Динеев, д. 12, корп. 1,
подъезд "С", 12 этаж, Бизнес-центр "Двище"

Тел.: + 7 495 755 83 00; Факс: + 7 495 755 83 01
Email: info@burservis.ru, www.burservis.ru

включающий в себя определение динамических упругих характеристик и выносливости при перегрузке до 12 G использованы ООО «БурСервис» при производстве следующих работ:

1. разработка состава тампонажного раствора, устойчивого к динамическим нагрузкам, вызванным ударами КНБК о внутреннюю стенку обсадной колонны при разбурировании цементировочных пробок и стакана.

В результате применения алгоритма, удалось повысить качество цементирования, снизить вероятность растрескивания цементного камня за обсадной колонной и комплексно обеспечить герметичность заколонного пространства скважины в башмачной зоне обсадной колонны.

Предлагаемый алгоритм исследования способности цементного камня сопротивляться динамическим нагрузкам, включающий в себя определение динамических упругих характеристик и выносливости при перегрузке до 12 G, разработанный в рамках написания кандидатской диссертации Садыкова Марата Ильдаровича, позволяет обеспечить повышения качества оказываемых услуг по цементированию обсадных колонн.

Председатель комиссии

Директор департамента цементирования
ООО «БурСервис»



Крохин А.В.

Члены комиссии:

Главный инженер департамента цементирования скважин
ООО «БурСервис»



Морозова А.В.

Менеджер по технологиям департамента
по цементирования скважин ООО «БурСервис»



Дьяченко Е.В.

Координатор проекта ООО «БурСервис»



Ивашченко А.Н.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023660996

**Программа по тестированию технологических свойств
цементных растворов и расходу материалов в
зависимости от необходимой плотности раствора**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Блинов Павел Александрович (RU), Садыков Марат
Ильдарович (RU), Лобачев Илья Максимович (RU)*

Заявка № 2023660185

Дата поступления 23 мая 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 мая 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Спроектированные экспериментальные стенды

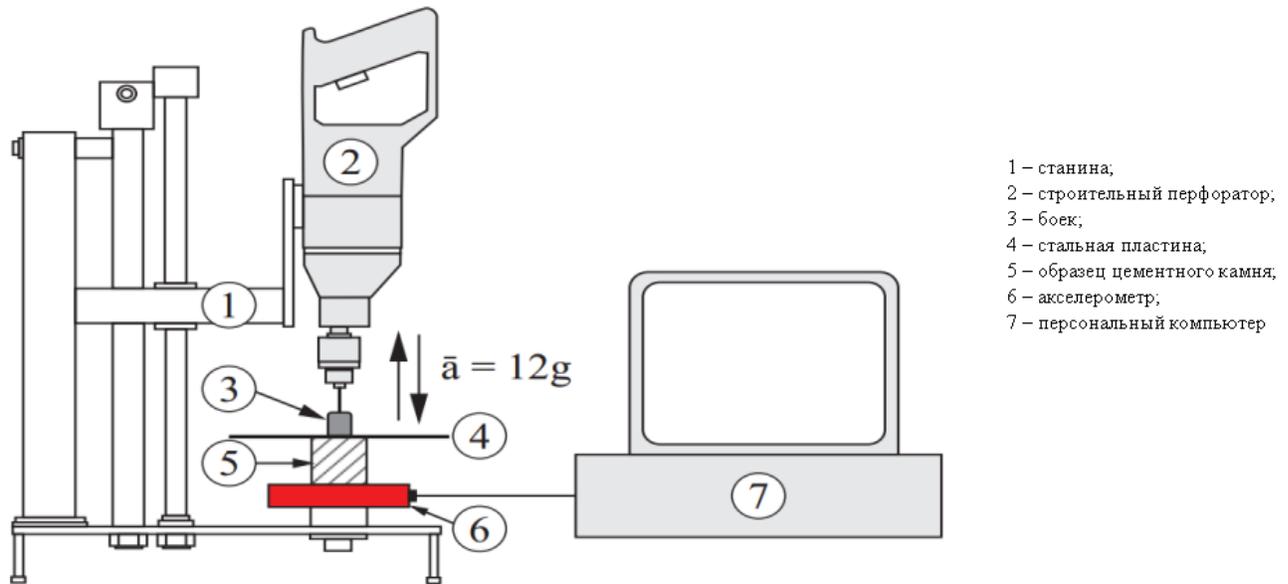


Рисунок В.1 – Стенд-имитатор виброускорений

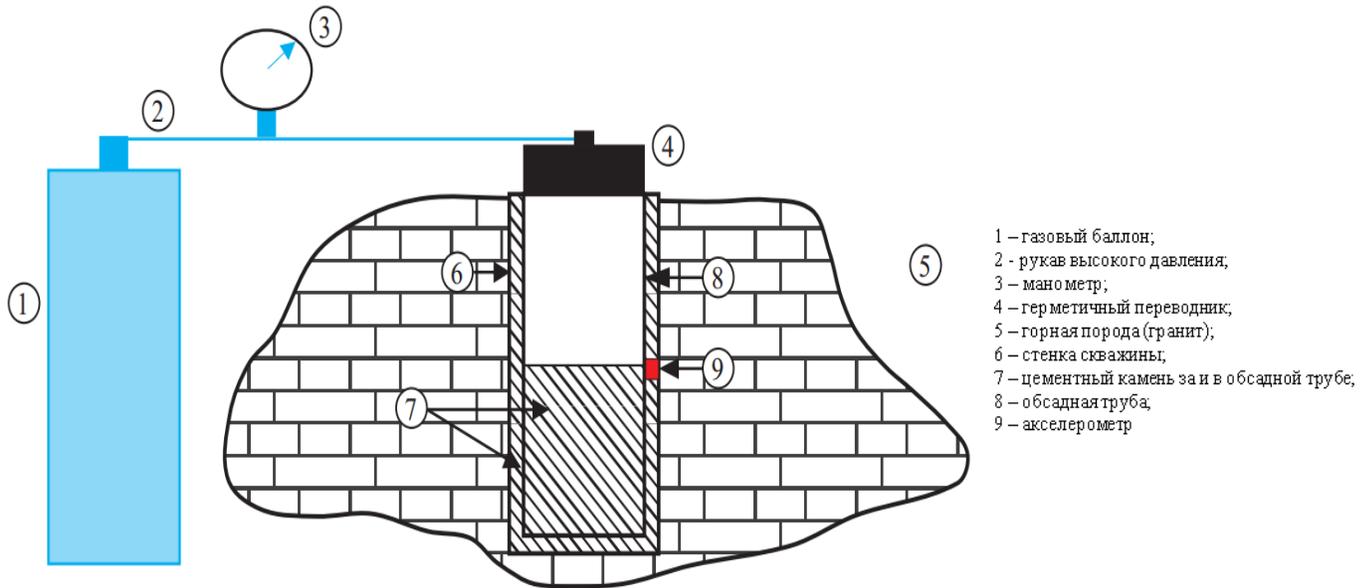


Рисунок В.2 – Стенд-имитатор условий разбуривания цементного камня