

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Технология строительства нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<i>Применение специальных тампонажных растворов при цементировании хвостовиков с вращением</i>

УДК 622.24.06

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.х.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. заведующего кафедрой - руководителя отделения на правах кафедры	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023 г.

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>(рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;</p> <p>аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<p>И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p> <p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции	
Тип задач профессиональной деятельности: технологический					
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»</p>	<p>ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин</p> <p>ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»</p>	<p>И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.</p> <p>И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.</p> <p>И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.</p>	
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p>ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p>ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения</p> <p>И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.</p>	
	Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
	19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.

				И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств
	2. Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований.
				И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (ТФ И/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результ.	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Технология строительства нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела

магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 марта 2023	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
05 апреля 2023	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	10
15 мая 2023	3. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
21 мая 2023	4. Формулирование выводов и рекомендаций.	25
05 июня 2023	5. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалёв А.В.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Технология строительства нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Лукин
 А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа 2БМ13	Фамилия Имя Отчество Сычев Владислав Анатольевич
------------------------	--

Тема работы:

<i>«Применение специальных тампонажных растворов при цементировании хвостовиков с вращением»</i>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: работы, выполненные с применением эластичных цементных растворов, при цементировании хвостовиков с вращением
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическая характеристика на Приобском и близлежащих месторождениях Заказчика 2. Особенности и проблемы при креплении горизонтальных скважин на Приобском и близлежащих месторождениях Заказчика <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Применяемые технологические решения на месторождениях Заказчика 2.2. Анализ качества цементирования на месторождениях Заказчика 2.3. Выводы о качестве цементирования 3. Обзор и анализ способов повышения качества цементирования горизонтальных скважин <ol style="list-style-type: none"> 3.1. Влияние буферных жидкостей на качество цементирования 3.2. Влияние рецептуры цементного раствора на качество цементирования 3.3. Влияние центрации (эксцентриситета) обсадной колонны на качество цементирования скважины 3.4. Технология цементирования 4. Опытно-промышленные результаты применения технологий повышения качества цементирования хвостовиков горизонтальных скважин

	4.1. Результаты применения эластичных тампонажных растворов при цементировании хвостовика с вращением 4.2. Оборудование и материалы, рекомендуемые для реализации цементирования хвостовика с вращением 4.2.1. Обсадные трубы 4.2.2. Выбор оптимального типа центраторов и расчет центрации
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, Сечин Андрей Александрович
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, Айкина Татьяна Юрьевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2 февраля 2023 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Строительство нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий на нефтяном месторождении Заказчика
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства скважины на месторождении с применением
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении операций по строительству эксплуатационной скважины на месторождении Заказчика
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение экономического эффекта при использовании эластичного тампонажного раствора

Перечень графического материала

*Таблица
Сводный сметный расчет*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.01.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО (полностью) Сычев Владислав Анатольевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Строительство нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Применение специальных тампонажных растворов при цементировании хвостовиков с вращением	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: лаборатория по приготовлению и тестированию тампонажных растворов</i></p> <p><i>Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин</i></p> <p><i>Рабочая зона: полевые условия (мобильная лаборатория).</i></p> <p><i>Размеры помещения климатическая зона: мобильная лаборатория размеры 6 х 4 м.</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лабораторное оборудование.</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: приготовление и тестирование тампонажных растворов.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Законодательные и нормативные документы по теме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019); 2. ФНИП №534 от 15.12.2020 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; 3. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (СССБ). Вредные вещества; 4. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов; 5. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействие электрического тока – вещества, вызывающие поражение; (некроз/омертвление или раздражение) кожи. <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата; – отсутствие или недостатки необходимого

	искусственного освещения; Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: Приточная вентиляция, халаты, резиновые перчатки, защитные очки, респираторы, заземление, диэлектрические перчатки, система кондиционирования и увлажнения воздуха.
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	Воздействие на селитебную зону - отсутствует Воздействие на литосферу – разливы технологических жидкостей (нефть, цементы и тд) Воздействие на гидросферу – водопотребление из пластов грунтовых вод Воздействие на атмосферу - загрязнение выбросом загрязняющих веществ
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	Возможные ЧС: Природные катастрофы: наводнения, цунами, ураган и т.д. Геологические катастрофы: воздействия землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д. Техногенные катастрофы: пожар Наиболее типичная ЧС – пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
01.01.2023	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО (полностью)	Подпись	Дата
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич		

РЕФЕРАТ

Объем выпускной квалификационной работы - 119 страниц, 34 рисунка, 27 таблиц, 21 источник.

Ключевые слова: цементирование хвостовиков с вращением, эластичные тампонажные растворы, многостадийный гидроразрыв пласта.

Объектом исследования являются горизонтальные скважины на объектах Заказчика, рецептуры эластичных тампонажных растворов, технология цементирования хвостовика с вращением.

Цель работы – подобрать рецептуру эластичного тампонажного раствора для цементирования хвостовиков с вращением на объектах Заказчика

В процессе исследования проводились испытания рецептур эластичного тампонажного раствора, оценка различных факторов, влияющих на качество цементирования.

В результате исследования подобрана рецептура эластичного тампонажного раствора, отвечающая горно-геологическим и эксплуатационным условиям месторождения при наилучших показателях качества цементирования хвостовика.

Область применения: горизонтальные скважины, для которых предъявляются повышенные требования к цементному камню перед проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

Используемые сокращения:

АКЦ – акустическая цементометрия;

ВБТ – ведущая бурильная труба;

ВСП – верхний силовой привод;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГРПИ – муфта для проведения ГРП;

ГРПЦ – муфта для проведения ГРП циркуляционная;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

СГДТ – скважинный гамма дефектомер-толщиномер;

РУО – раствор на углеводородной основе;

ЦКОД – обратный клапан дроссельного типа.

Оглавление

<i>Введение</i>	20
<i>Глава 1. Геологическая характеристика на Приобском и близлежащих месторождениях Заказчика</i>	22
1.1. Общая информация о районе и площадке расположения буровой установки	22
1.2. Геологическая часть	23
1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
1.2.2. Нефтегазоводоносность разреза скважины.....	27
1.2.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	28
<i>2.Глава 2. Особенности и проблемы при креплении горизонтальных скважин на Приобском и близлежащих месторождениях заказчика</i>	30
2.1. Применяемые технологические решения на месторождениях заказчика	30
2.1.1. Конструкция скважин.....	30
2.1.2. Информация о применяемых цементных растворах и буферных жидкостях	31
2.1.3. Информация о применяемых буровых растворах	32
2.1.4. Технологическая оснастка	33
2.1.5. Схема заканчивания скважин	33
2.2. Анализ качества цементирования на месторождениях Заказчика	35
2.3. Выводы о качестве цементирования	38
<i>3.Глава 3. Обзор и анализ способов повышения качества цементирования горизонтальных скважин</i>	39
3.1. Влияние буферных жидкостей на качество цементирования	42

3.2. Влияние рецептуры цементного раствора на качество цементирования.....	44
3.2.1. Базовый состав тампонажного раствора, виды и назначение добавок к тампонажному раствору	44
3.2.2. Общая информация об эластичных тампонажных растворах	47
3.3. Влияние центрации (эксцентриситета) обсадной колонны на качество цементирования скважины.....	56
3.3.1. Механизм влияния центрации на качество цементирования скважины	56
3.3.2. Основные типы центраторов	57
3.4. Технология цементирования	62
3.4.1. Цементирование с расхаживанием обсадной колонны.....	62
3.4.2. Цементирование с вращением обсадной колонны	65
3.4.3. Цементирование с использованием сверхлегких тампонажных растворов (пеноцементов)	73
4.Глава 4. <i>Опытно-промышленные результаты применения технологий повышения качества цементирования хвостовиков горизонтальных скважин</i>.....	76
4.1. Результаты применения эластичных тампонажных растворов при цементировании хвостовика с вращением на объектах Заказчика	76
4.2. Оборудование и материалы, рекомендуемые для реализации цементирования хвостовика с вращением	81
4.2.1. Обсадные трубы	81
4.2.2. Выбор оптимального типа центраторов и расчет центрации	82
5.Глава 5. <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>.....	84

5.1.	Расчет сметной стоимости подготовительных работ	84
5.2.	Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ 85	
5.3.	Расчет продолжительности строительства скважины.....	85
5.4.	Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины 89	
5.5.	Расчет стоимости освоения скважины	92
5.6.	Сводный сметный расчет	92
5.7.	Расчет экономического эффекта от использования эластичных тампонажных растворов.....	95
6.Глава	6. Социальная ответственность	99
6.1.	Введение	99
6.2.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
6.2.1.	Правовые нормы трудового законодательства	100
6.2.2.	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	103
6.3.	Производственная безопасность	104
6.3.1.	Анализ опасных и вредных факторов:.....	104
6.3.2.	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал.....	107
6.3.3.	Расчет системы искусственного освещения.....	108
6.4.	Экологическая безопасность	114
6.4.1.	Защита атмосферы	114
6.4.2.	Защита гидросферы.....	115
6.4.3.	Защита литосферы	116
6.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	117

6.6. Выводы по разделу	119
<i>Заключение.....</i>	<i>120</i>
<i>Список использованной литературы.....</i>	<i>122</i>
<i>Приложение А.....</i>	<i>127</i>

Введение

Цементирование – это процесс крепления скважин путем закачки тампонажного раствора в затрубное пространство.

Основные задачи цементирования:

- герметизация затрубного пространства и различных пластов друг от друга и от поверхности (устья) скважины;
- защита обсадной колонны от воздействия пластовых флюидов;
- удержание и фиксация обсадной колонны в подвешанном состоянии.

Существует множество видов цементирования скважин, которые имеют свои особенности и области применения. Закачка цементных растворов может производиться через обсадную колонну, через затрубное пространство, в одну или несколько ступеней и др.

Цементирование скважин является одним из самых важных этапов строительства скважины, результаты которого в дальнейшем будут влиять на количество добытых нефти и газа, количество проведенных ремонтно-изоляционных работ, герметичность заколонного пространства и т.д.

Как правило, осложнения с крепью скважины являются самыми трудными в ликвидации, поэтому нефтегазодобывающие компании очень трепетно относятся к процессу и качеству цементирования скважин.

Со временем наибольшую популярность получил такой метод интенсификации притока, как МГРП. В результате проведения МГРП качество контакта сцепления цементного камня ухудшается, из-за разрушения цементного камня, что приводит к не герметичности заколонного пространства, возможным перетокам, скорой обводненности нефти и при длительной эксплуатации скважин требует проведения дополнительных ремонтно-изоляционных работ по восстановлению крепи скважин.

На объектах заказчика наблюдается проблема с качеством цементирования хвостовиков горизонтальных скважин. По результатам анализа геофизических данных можно сделать вывод об удовлетворительном качестве цементирования скважин с низким показателем процентного соотношения сплошного контакта.

В связи с этим целью работы является повышение качества крепления горизонтальных скважин на объектах Заказчика

Для достижения поставленной цели требовалось решить следующие задачи:

1. проанализировать текущие геолого-технические условия крепления горизонтальных скважин на объектах заказчика;
2. провести литературный обзор по способам повышения качества крепления горизонтальных скважин;
3. выбрать и обосновать технологические решения для повышения качества крепления горизонтальных скважин на объектах заказчика;
4. провести промышленные испытания предложенных технологических решений.

Глава 1. Геологическая характеристика на Приобском и близлежащих месторождениях Заказчика

Строительство скважин на Приобском и близлежащих месторождениях осуществляется на основании Группового рабочего проекта на строительство эксплуатационных скважин Салымского месторождения (эксплуатация пласта ЮС₀).

1.1. Общая информация о районе и площадке расположения буровой установки

В таблице 1.1 представлена информация о районе буровых работ и сведения о площадке расположения буровой установки.

Таблица 1.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
Месторождение	Салымское месторождение
Административное расположение	Российская Федерация
- республика	-
- округ	-
- область	Тюменская
- район	Нефтеюганский, ХМАО-Югра
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	минус 3,4
- наибольшая летняя	плюс 35
- наименьшая зимняя	минус 50
Максимальная глубина промерзания грунта, м	3.3
Продолжительность отопительного периода, сут.	257
Многолетнемёрзлые породы, м	Отсутствуют

В таблице 1.2 сведения о площадке расположения буровой установки.

Таблица 1.2 – Сведения о площадке расположения буровой установки

Название, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности:	Слабо всхолмленная
Состояние местности	Тайга
Толщина, см:	
снежного покрова	40-50
почвенного слоя	10-20
Растительный покров:	Луговая растительность

1.2. Геологическая часть

Геологическая часть состоит из литолого-стратиграфической характеристики разреза скважины, информации о нефтегазоносности разреза и возможных осложнений.

Литолого-стратиграфическая характеристика пород представлена в таблицах 1.3-1.6. Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3, литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Нефтеносность разреза скважины представлена в таблице 1.5. Водоносность разреза скважины представлена в таблице 1.6. Газоносность по разрезу отсутствует.

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице

1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град.	
0	80	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1.50
80	135	Туртасская	Pg ₃ trt	0	-	1,50
135	205	Новомихайловская	Pg ₃ nm	0	-	1,50
205	260	Атлымская	Pg ₃ atl	0	-	1,50
260	445	Тавдинская	Pg ₂ tv	0	-	1,50
445	690	Люлинворская	Pg ₂ II	0	-	1,50
690	835	Талицкая	Pg ₁ a	0	-	1.50

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7
835	885	Ганькинская (маастрихт-датский)	Pg ₁ -K ₂ gn	0	-	1,50
885	1035	Березовская (коньяк- сантон-кампан)	K ₂ br	0	-	1.50
1035	1085	Кузнецовская (турон)	K ₂ kz	0	-	1.50
1085	1370	Уватская (сеноман)	K2 uv	0	-	1,30
1370	1635	Ханты-Мансийская (альб)	K1 hm	0	-	1,30
1635	1895	Викуловская (апт)	K1 vk	0	-	1.30
1895	2025	Алымская (апт)	K1 al	0	-	1,30
2025	2315	Черкашинская (готерив-бэррем)	K1 sher	0	-	1,30
2315	2782	Ахская	K1 ah	0	-	1.30
2782	2812	Баженовская	J3 bg	0	-	1.30

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	80	пески	40	Нижняя часть отложений характеризуется преобладанием грубозернистых песков с включением гравия, гальки. Выше породы представляют сложную смесь суглинков с толщами торфяников.
			суглинки	40	
			глины	10	
			супеси	10	
Pg ₃ trt	80	135	пески	80	Неравномерное переслаивание глин, песков, возможно присутствие бурых углей.
			глины	20	
Pg ₃ nm	135	205	глины	70	Неравномерное переслаивание глин, песков, возможно присутствие бурых углей.
			пески	30	
Pg ₃ atl	205	260	пески	100	Пески мелко- и разномзернистые, каолинизированные, косослойные.
Pg ₂ tv	260	445	глины	100	Глины голубовато-зеленые.
Pg ₂ ll	445	690	глины	100	Свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми.
Pg ₁ tl	600	835	глины	100	Свита сложена глинами темно серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь
K ₂ gn	835	885	глины	100	Глины известковые, серые, реже светло серые, с зеленоватым оттенком
K ₂ br	885	1035	глины	100	Глины серые опоквидные, зеленовато-серые, комковатые с пиритизированными обрывками водорослей
K ₂ kz	1035	1085	глины	100	Свита сложена глинами темносерыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны
K ₂ uv	1085	1370	песчаники	70	Неравномерное переслаивание песчаников и алевролитов с глинами
			глины	15	
			алевролиты	15	
K ₁ hm	1370	1635	песчаники	70	Неравномерное переслаивание песчаников и алевролиной с шинами. В разрезе верхней части свиты - уплотненные пески и песчаники, переслаивающиеся с глинами и алевролитами
			глины	15	
			алевролиты	15	

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6
K ₁ vk	1635	1895	песчаники	30	Отложения представлены песчано-алевриювой толщей с маломощными глинистым прослоями
			аргиллиты	40	
			алевролиты	30	
K ₁ al	1895	2025	алевролиты	40	Чередование песчаников и алевролитов серых, зеленовато-серых, глин.
			глины	20	
			песчаники	40	
K ₁ sher	2025	2315	алевролиты	40	Отложения представлены переслаиванием серых и зелено-серых песчаников, алевритов и глин.
			глины	20	
			песчаники	40	
K ₁ ah	2315	2782	песчаники	60	В основании свиты залегает пачка аргиллитов темно-серых. Разрез толщи характеризуется сложным геологическим строением и слагается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые. Ачимовская толща перекрывается надачимовской пачкой аргиллитов темно-серых, алевритистых. Верхняя подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевритистыми до алевритовых, переходящих в песчаники светло-серые и серые
			алевролиты	20	
			аргиллиты	20	
J ₃ bg	2782	2812	аргиллиты	100	Баженовская свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, с очень подчиненным значением известняков и мергелей.

1.2.2. Нефтегазоводоносность разреза скважины

Таблица 1.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Д на сП		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, процент по т	содержание углекислого газа, процент по т	относительная по воздуху плотность	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10*	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
Jзbg	2782	2810	поровый	683	810	-	-	0,42	2,74	0-30	140	-	-	-	-	16,70

Таблица 1.6 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг/эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип ВОДЫ по Сулину:	
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы				ГКН	ХЛК
							CL ⁻	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺ +K	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Q - Pg3 trt - Pg3 nm-Pg3 atl	0	260	поровый	1000	до 120	2500	Пригодны для технического водоснабжения						0,2	ГКН	
K2 uv - K1 hm - K1 vk	1085	1895	поровый	1003	до 1500	250	1028	4	403	6307	60	348	17-18	ХЛК	
K1 sher - K1 ah	2200	2350	поровый	1009	до 30	до 15	5105	17	1830	3899	12	92	10,1-15,6	ХЛК	

1.2.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.7 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q - Pg3 trt - Pg3mn - Pg3 atl - Pg2 tv - Pg2 ll - Pg1 tl	0	835	Поглощения бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости значительно выше проектной, репрессия на пласт более 20 % от гидростатического давления.
Pg1 - K2 gn - K2br - K2 kz-K2 uv	835	1370		
K1 hm-K1 vk-K1al-K1 sher	1370	2315		
K1 sher - K1 ah- J3 bg	2315	2812		
Q -Pg3 trt-Pg3 nm- Pg3 atl-Pg2 tv-Pg2 ll- Pg1 tl	0	835	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
Pg1-K2 gn-K2 br-K2 kz-K2 uv	835	1370		
K1 hm-K1 vk-K1 al-K1 sher	1370	2315		
K1 sher- K1 ah-J3 bg	2315	2812		
J3bg	2782	2812	Нефтепроявления	Перелив бурового раствора, снижение плотности. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема

Продолжение таблицы 1.7

Q -Pg ₃ trt-Pg ₃ nm-Pg ₃ atl-Pg ₂ tv-Pg ₂ ll-Pg ₁ tl	0	835	Прихватоопасные зоны	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород
Pg ₁ -K ₂ gn-K ₂ br- K ₂ kz-K ₂ uv	835	1370		От обвала неустойчивых пород
K ₁ hm-K ₁ vk-K ₁ al-K ₁ sher	1370	2315		От перепада давления, от разбухания глинистых пород
K ₁ sher- K ₁ ah - J3 bg	2315	2812		От перепада давления, от разбухания глинистых пород

Глава 2. Особенности и проблемы при креплении горизонтальных скважин на Приобском и близлежащих месторождениях заказчика

Особенностью при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях Заказчика является проведение МГРП в цементируемом хвостовике. При проведении МГРП к прочностным параметрам цемента и качеству цементирования скважины предъявляются повышенные требования, т.к. цемент испытывает высокие динамические нагрузки при проведении данных работ. Дополнительные требования к цементным растворам накладывают геологические условия, забойная температура в продуктивном пласте составляет 117°С.

2.1. Применяемые технологические решения на месторождениях заказчика

2.1.1. Конструкция скважин

Конструкция скважин включает в себя четыре обсадные колонны:

1. Направление \varnothing 323,9 мм

В конструкции скважины предусмотрен спуск направления для предотвращения размыва устья и потери циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор. Направление спускается на глубину 30 м, обсадные трубы диаметром 323,9 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ (ВС) (с упорной трапецеидальной резьбой, группа прочности – Д согласно ГОСТ 632-80 или К-55 согласно ГОСТ 31446-2017/ISO 11960:2014), толщина стенки - 8,5 мм). Цементирование направления осуществляется до устья.

2. Кондуктор \varnothing 244,5 мм

Кондуктор спускается до глубины 955 м по стволу (905 м по вертикали). Обсадные трубы диаметром 244,5 мм с резьбовыми

соединениями типа ОТТМ (ВС/БТС) (с упорной трапецеидальной резьбой, группа прочности – Д согласно ГОСТ 632-80 или К-55 согласно ГОСТ 31446-2017/ISO 11960:2014), толщина стенки - 7,9 мм). Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3262 м по стволу (2791 м по вертикали). Высота подъема цемента за обсадной колонны - 805 м по стволу. Обсадные трубы диаметром 177,8 мм с резьбовым соединением типа ОТТМ, либо ВС/БТС (с упорной трапецеидальной резьбой, группа прочности Е по ГОСТ 632-80 / N-80 по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014), толщина стенки - 9,2 мм).

4. Хвостовик Ø 114,3 мм

Цементируемый хвостовик устанавливается в интервале глубин 3187 - 4799 м по стволу (2759 - 2791 м по вертикали). Цементируется в интервале глубин 3187 - 3322 м по стволу. Обсадные трубы диаметром 114,3 мм с резьбовым соединением типа ОТТМ, либо ВС/БТС (с упорной трапецеидальной резьбой, группа прочности М по ГОСТ 632-80 / P-110 по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014), толщина стенки - 8,6 мм).

2.1.2. Информация о применяемых цементных растворах и буферных жидкостях

Для цементирования направления Ø 323,9 мм используется цементный раствор нормальной плотности из цемента марки ПЦТ I-50 по ГОСТ 1581-96 с ускорителем сроков загустевания. В качестве буферной жидкости используется техническая вода.

Для цементирования кондуктора Ø 244,5 мм используются 2 типа цементных растворов: облегченный цементный раствор на базе тампонажного материала ПЦТ III-Об 5-50 по ГОСТ 1581-96, либо облегченный гель-цементный раствор на базе тампонажного материала ПЦТ

I-50 по ГОСТ 1581-96 и глинопорошка и цементный раствор нормальной плотности из тампонажного материала марки ПЦТ I-50 по ГОСТ 1581-96.

В качестве буферной жидкости используется техническая вода.

Для цементирования эксплуатационной колонны \varnothing 177,8 мм используются 2 типа цементных растворов: облегченный цементный раствор на базе тампонажного материала ПЦТ III-Об 5-150 по ГОСТ 1581-96, либо облегченный гель-цементный раствор на базе тампонажного материала ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1581-96 и глинопорошка, либо облегченный цементный раствор на базе тампонажного материала ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1581-96 и облегчающей добавки и цементный раствор нормальной плотности из тампонажного материала марки ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1581-96.

При цементировании эксплуатационной колонны \varnothing 177,8 мм используется два типа буферных жидкостей – это буферная моющая жидкость (техническая вода с поверхностно-активными веществами) и буферная структурированная жидкость (структурообразователь, стабилизатор и утяжелитель).

Для цементирования хвостовика \varnothing 114,3 мм используется цементный раствор нормальной плотности из цемента марки ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1581-96. В качестве буферной жидкости используется буферная структурированная жидкость (структурообразователь, стабилизатор и утяжелитель).

2.1.3. Информация о применяемых буровых растворах

При бурении скважины используется буровой раствора на углеводородной основе плотностью $1,16 \text{ г/см}^3$ при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну, при бурение под хвостовик – утяжеленный буровой раствор на углеводородной основе плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$.

2.1.4. Технологическая оснастка

Для спуска направления \varnothing 323,9 мм используется башмак колонный 324 мм.

Для спуска кондуктора \varnothing 244,5 мм используют используются башмак колонный 245 мм, обратный клапан типа ЦКОД 245 мм, цельнометаллические центраторы 245/324 в количестве 63 шт.

Для спуска эксплуатационной колонны \varnothing 177,8 мм используются башмак колонный 178 мм, обратный клапан типа ЦКОД 178 мм, цельнометаллические центраторы 178/245 в количестве 273 шт.

Для спуска хвостовика \varnothing 114,3 мм используется комплект инструмента технологической оснастки для спуска, подвески и цементирование хвостовика с компоновкой для проведения многостадийного гидроразрыва пласта, включающий в себя пакер верхний, подвеску гидромеханическую цементируемую, муфты ГРП, ГРПИ, ГРПЦ, набухающие пакеры, турбулизаторы, стоп-патрубок, клапан обратный, башмак колонный, центраторы цельнометаллические.

2.1.5. Схема заканчивания скважин

При заканчивании горизонтальных скважин используется схема хвостовика с цементируемой подвеской и компоновкой МГРП. При этом цементируется только верхняя часть хвостовика через цементировочный клапан, интервал, представленный компоновкой МГРП не цементируется, отсечение нижней части производится за счет специального отсекающего клапана. Цементирование хвостовика производится в один этап. Подобное оборудование заканчивания изготавливается компанией «СибБурМаш».

На рисунке 1 представлена технологическая схема ОКОС-11, взятая из каталога №5 от 2021 года компании «СибБурМаш». Данная схема используется в горизонтальных скважинах для крепления хвостовика с цементированием открытого ствола выше интервала МГРП.

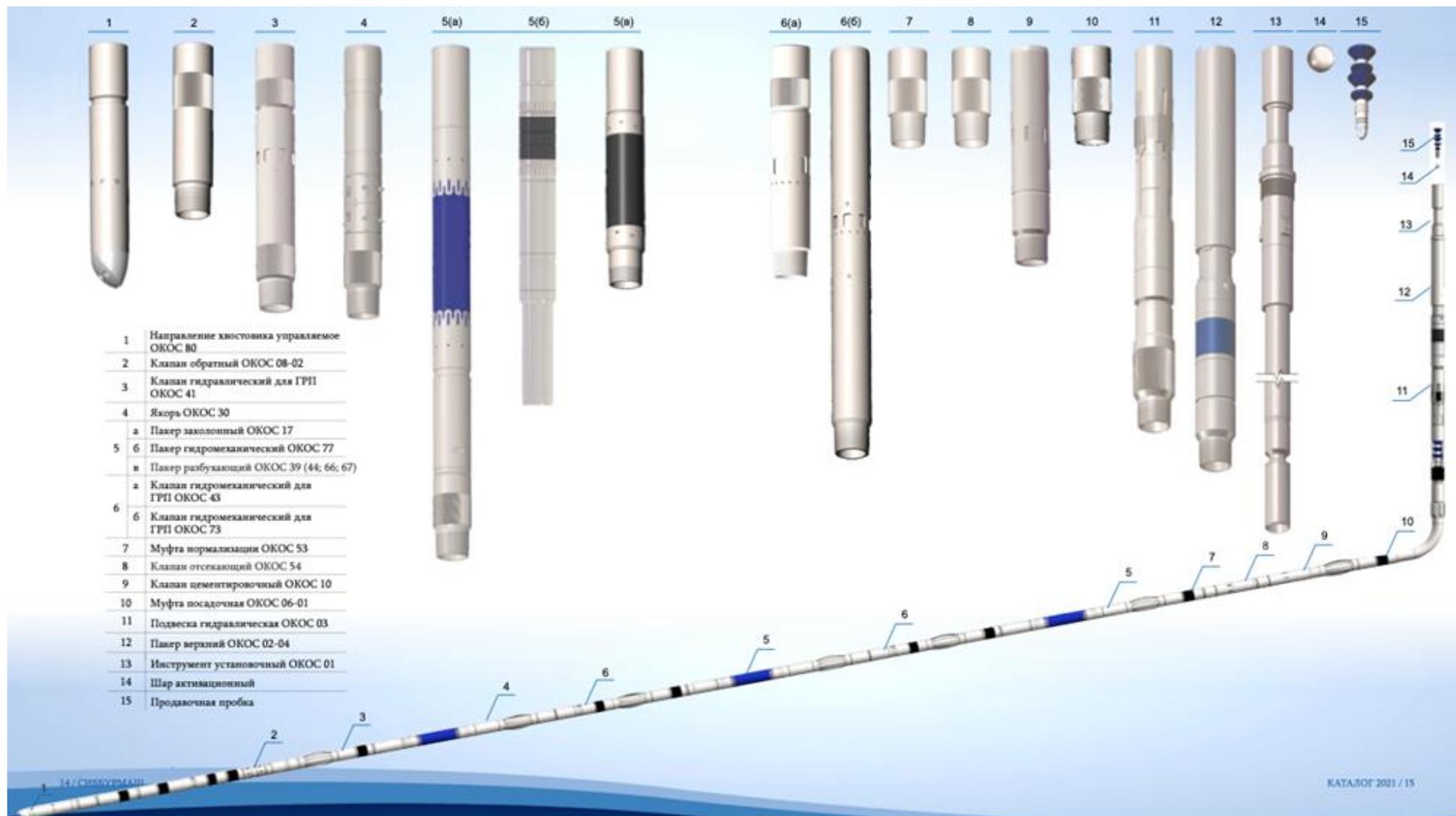


Рисунок 1 – Оборудование заканчивания (схема ОКОС-11)

2.2. Анализ качества цементирования на месторождениях Заказчика

Для оценки качества цементирования в интервале хвостовика использовались данные ЦМ, АКЦ, СГДТ по девяти скважинам на объектах Заказчика, пробуренным в период с 2020 по 2022 гг.

При цементировании данных скважин использовался цементный раствор нормальной плотности из цемента марки ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1581-96 согласно проектным решениям.

Геофизическая компания ЗАО «Северная геофизическая экспедиция» выявляет следующие типы контакта колонна-цемент и цемент-порода:

1. сплошной;
2. частичный;
3. отсутствует или не определен.

Согласно данным ЗАО «Северная геофизическая экспедиция» выявлено низкое процентное соотношение сплошного цемента (среднее значение по всем скважинам составляет около 19%). Преобладающим типом контакта является частичное сцепление (среднее значение по всем скважинам составляет около 76%) и на некоторых скважинах присутствуют интервалы с отсутствием цемента (среднее значение по всем скважинам составляет около 4%). Процентное соотношение представлено на рисунке 2.

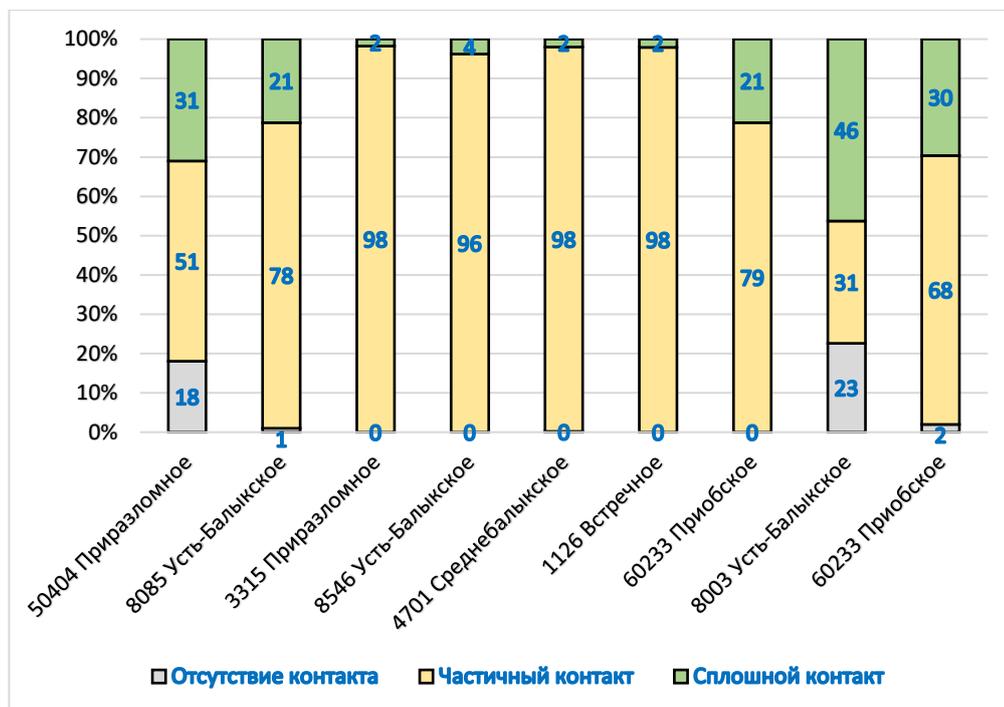


Рисунок 2 - Процентное соотношение контакта цемент-колонна по скважинам

По методике оценки качества цементирования были посчитаны коэффициенты качества сцепления цементного камня с колонной для каждой скважины по формуле 2.1:

$$K_K = (1 \times A + 0,7 \times B + 0 \times C) / (A + B + C), \quad (2.1)$$

где A, B, C – соответственно длины интервалов в метрах с «сплошным», «частичным» и «отсутствием» сцепления цементного камня с колонной, м.

Согласно методике качество цементирования в соответствии с рассчитанными коэффициентами определяется по шкале:

$1,00 \geq K > 0,80$ – хорошее;

$0,80 \geq K > 0,63$ – удовлетворительное;

$0,63 \geq K > 0,20$ – плохое;

$0,20 \geq K > 0,00$ – очень плохое.

В таблице 2.1 представлены результаты расчета качества цементирования по девяти скважинам, пробуренным на объектах Заказчика

Таблица 2.1 – Результаты качества цементирования на объектах заказчика

№ куста	№ скважины, м-е	Интервал исследований, м	Расчет по данным АКЦ, СГДТ						Коэффициент качества сцепления цементного камня с колонной	Качество цементирования
			Контакт цемент-колонна, м			Процентное соотношение, %				
			Отсут.	Частичн.	Сплош.	Отсут.	Частичн.	Сплош.		
10У	50404 Приразломное	2476-2989,7	92,9	261,5	159,3	18	51	31	0,67	Удовл.
158	8085 Усть-Балыкское	1500-2462,6	10	748,2	204,4	1	78	21	0,76	Удовл.
531	3315 Приразломное	1044-2285,2	0	1219,1	22,1	0	98	2	0,71	Удовл.
172	8546 Усть-Балыкское	1856-3129	0	1224,1	48,9	0	96	4	0,71	Удовл.
69	4701 Среднебалыкское	1590-3272	2,8	1654,3	24,9	0	98	2	0,70	Удовл.
5	1126 Встречное	1215-3360	0	2100,4	44,6	0	98	2	0,71	Удовл.
158у	60233 Приобское	2897-3015	0	92,9	25,1	0	79	21	0,76	Удовл.
169	8003 Усть-Балыкское	2734–2948,4	48,4	66,8	99,2	23	31	46	0,68	Удовл.
158у	60233 Приобское	2897-3113	4,3	148,2	64,1	2	68	30	0,77	Удовл.

2.3. Выводы о качестве цементирования

По результатам анализа геофизических данных можно сделать вывод об удовлетворительном качестве цементирования скважин с низким показателем процентного соотношения сплошного контакта на скважинах Заказчика. Данное качество цементирования покрывает «спокойные» условия эксплуатации скважины (без проведения работ по интенсификации притока, вызывающих высокие нагрузки на крепь скважины таких, как ГРП).

С целью улучшения качества цементирования и увеличения срока эксплуатации скважин, в которых производится МГРП, предлагается рассмотреть усовершенствованные технологии цементирования скважин и подобрать альтернативные варианты цементных растворов с использованием специальных добавок.

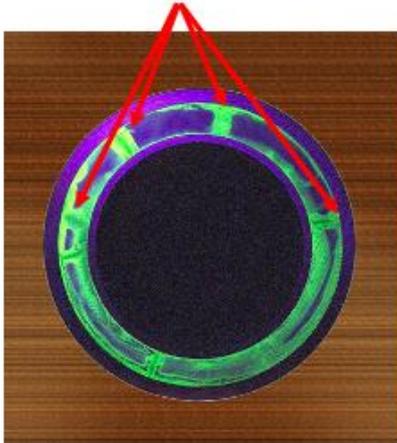
Глава 3. Обзор и анализ способов повышения качества цементирования горизонтальных скважин

Технологии строительства скважин развиваются, и на сегодняшний день существуют множество способов повышения качества цементирования скважин. Повышение качества цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков является одной из важнейших задач, т.к. от качества проведения данных работ будет зависеть длительность и эффективность эксплуатации скважины.

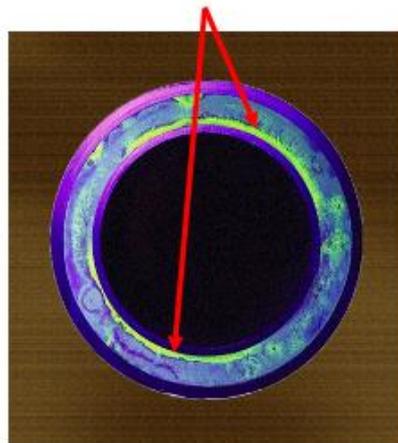
Основные проблемы, возникающие при цементировании хвостовиков горизонтальных скважин:

- разрушение цементного камня под действием температуры и давления, создаваемых перфорацией, ГРП, заканчиванием скважины и другими работами, проводимые спустя долгое время после гидратации цемента (рисунок 3);
- малые кольцевые зазоры, небольшая толщина цемента и связанное с этим ухудшение прочности и долговечности;
- вероятность образования свободной воды в верхней части кольцевого пространства и оседания шлама в нижней (рисунок 4).
- высокий риск смешивания цементного раствора с другими жидкостями (рисунок 5).
- риск миграции газа по причине уменьшения гидростатического давления в процессе затвердевания цементного раствора в малых кольцевых зазорах;
- отсутствие достаточной центрации из-за гибкости обсадной колонны.

Радиальные трещины



Деформации



Нарушение сцепления

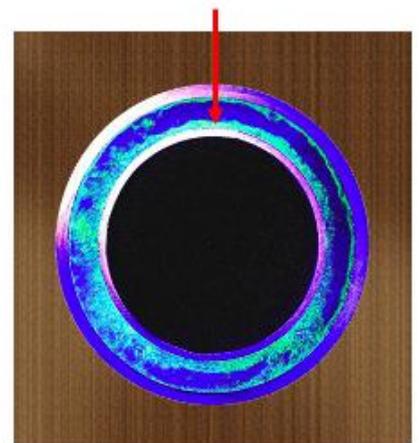


Рисунок 3 – Возможные виды разрушения цементного камня

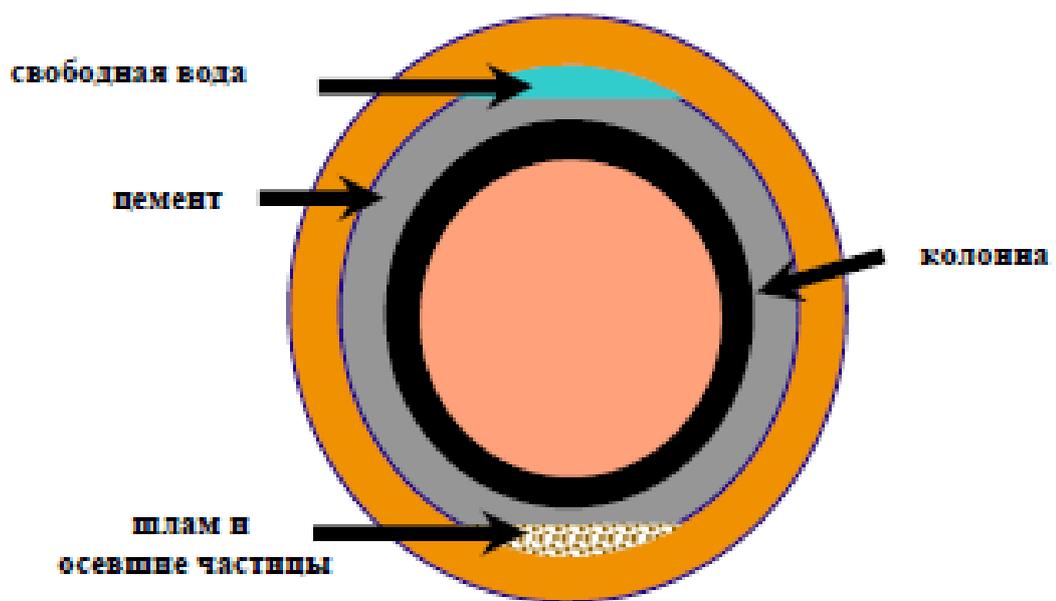


Рисунок 4 – Схема образования свободной воды и оседания шлама

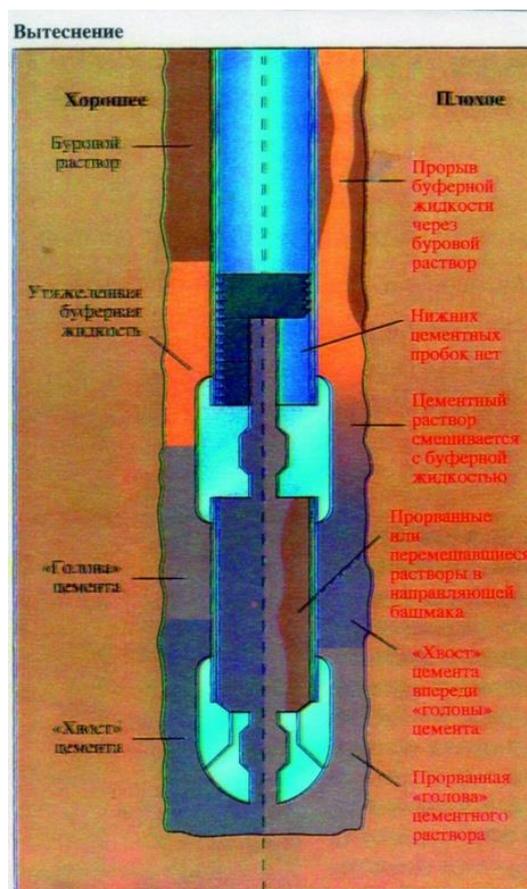


Рисунок 5 – Пример качественного и некачественного замещения бурового раствора и смешения буферной жидкости с цементным и буровым раствором

На качество цементирования горизонтальных скважин влияют следующие факторы:

- правильность выбора рецептуры цементного раствора и буферных жидкостей в зависимости от горно-геологических и эксплуатационных условий скважины;
- качественное и равномерное замещение цементных растворов и буферных жидкостей;
- центрация (эксцентриситет) обсадной колонны;
- технология цементирования скважины.

Далее будут подробно описаны механизмы влияния данных факторов на качество цементирования и будут предложены оптимальные варианты

повышения качества цементирования и лучшие практики, применяемые на месторождениях Заказчика

3.1. Влияние буферных жидкостей на качество цементирования

Применение буферных жидкостей при цементировании скважин является обязательным условием. Основная функция буферных жидкостей при цементировании – это разделение бурового раствора от цементного с целью качественного замещения и недопущения взаимодействия данных жидкостей. При этом буферная жидкость должна быть химически совместимой с буровым и цементным раствором. Вспомогательная функция буферной жидкости – это удаление корки глинистого бурового раствора или пленки бурового раствора на углеводородной основе со стенок скважины и обсадных труб, что положительно влияет на адгезию.

При цементировании скважин для выполнения основной функции используют структурированные или утяжеленные буферные жидкости в зависимости от типа бурового раствора, для вспомогательной функции используют отмывающие буферные жидкости.

При некачественном замещении происходит смешивание буферной жидкости с буровым и цементным раствором, что негативно сказывается на качестве цементирования в интервалах смешения, особенно при цементировании без выхода цемента до устья. Основным фактором влияния на качество замещения является иерархия плотностей и реологических параметров буферной жидкости с буровым и цементным раствором:

$$\rho_{БЖ} < \rho_{БР} \leq \rho_{ЦР} \quad (3.1)$$

$$\tau_{0\ БЖ} < \tau_{0\ БР} \leq \tau_{0\ ЦР} \quad (3.2)$$

$$\eta_{БЖ} < \eta_{БР} \leq \eta_{ЦР} \quad (3.3)$$

где, $\rho_{БЖ}$, $\rho_{БР}$, $\rho_{ЦР}$ – соответственно плотность буферной жидкости, бурового и цементного раствора, $\tau_{0\ БЖ}$, $\tau_{0\ БР}$, $\tau_{0\ ЦР}$ – соответственно динамическое напряжение сдвига буферной жидкости, бурового и цементного раствора,

$\eta_{БЖ}$, $\eta_{БР}$, $\eta_{ЦР}$ — соответственно пластическая вязкость буферной жидкости, бурового и цементного раствора.

В дополнение рекомендуется проводить моделирование цементировании скважины в специализированном программном комплексе (ПК «Проектирование скважины» от Бурсофтпроекта, «Cementics» производства компании Schlumberger, «СемPro» производства компании Weatherford и др.). По результатам моделирования программные продукты показывают качество замещения жидкостей, на основании которых можно сделать вывод о правильности подбора типа и параметров буферной жидкости.

Основным фактором отмывающей функции буферной жидкости является тип очищающего агента и время контакта со стенкой скважины и обсадной колонны. Как правило, в качестве очищающего агента используется вода с ПАВ.

Чем время контакта выше, тем больше фильтрационной корки будет удалено и соответственно качество контакта цемента будет выше. Рекомендуемое время контакта буферной жидкости составляет 10-15 минут. Время контакта буферной жидкости может регулироваться двумя способами: объемом буферной жидкости и скоростью прокачки в затрубном пространстве. Слишком большой объем буферной жидкости может снизить гидродинамическое давление в скважине и привести к флюидопроявлениям, осыпям и обвалам пород, низкая скорость закачки может привести к несвоевременному схватыванию цементного раствора и, как следствие, к необходимости разбуривания сверхнормативного цементного стакана и проведению работ по встречному цементированию. Таким образом, необходимо подобрать объем буферной жидкости, отвечающий требованиям по времени контакта и горно-геологическим условиям.

При цементировании горизонтальных скважин, которые пробурены на РУО, рекомендуется использовать два типа буферных жидкостей — это химический (очищающий) буфер и вязко-упругий буфер. Так же в качестве

оптимизации объема буферных жидкостей возможно добавление ПАВ и деэмульгаторов в вязко-упругий буфер взамен использования химического буфера. Это позволит объединить функции отмывающего и вязко-упругого буфера в один.

Перед проведением работ по цементированию также необходимо убедиться в совместимости буферной жидкости с буровым и тампонажным растворами. При смешении эти жидкостей не должно образовываться различных осадков и протекать химических реакций. Несовместимые жидкости использовать запрещено, т.к. это может повлечь за собой брак в работе, некачественное замещение или преждевременное схватывание цементного раствора.

Хотелось бы отметить, что правильный выбор буферной жидкости не сможет улучшить качество цементирования без хорошей центрации. Корректная иерархия плотностей и реологических характеристик, а так же хорошая центрация повышают качество цементирования горизонтальных скважин. Более подробно о влиянии центрации будет описано в разделе 3.3.

3.2. Влияние рецептуры цементного раствора на качество цементирования

3.2.1. Базовый состав тампонажного раствора, виды и назначение добавок к тампонажному раствору

При цементировании нефтяных и газовых скважин используются портландцементы, которые регламентируются ГОСТ 1581-96.

Согласно ГОСТ 1581-96 цементы разделяются:

- По вещественному составу:
 - I – тампонажный портландцемент бездобавочный;
 - I-G – тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44;

- I-N – тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38;
 - II – тампонажный портландцемент с минеральными добавками;
 - III – тампонажный портландцемент со специальными добавками, регулирующими плотность цементного теста;
- По плотности:
 - Облегченный;
 - Утяжеленный;
 - По температуре применения:
 - низких и нормальных температур (15-50) °С;
 - умеренных температур (51-100) °С;
 - повышенных температур (101-150) °С;
 - По сульфатостойкости:
 - а) типы I, II, III
 - обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляют);
 - сульфатостойкий (СС);
 - б) типы I-G и I-N
 - высокой сульфатостойкости (СС-1);
 - умеренной сульфатостойкости (СС-2).

Как правило, при цементировании хвостовиков используется цемент ПЦТ-I-G-СС-1. Данный цемент обладает повышенными прочностными характеристиками, низкими показателями водоотдачи, водоотделения и лучшей адгезией по сравнению с другими типами портландцементов.

Для регулирования характеристик тампонажного раствора под горно-геологические условия скважины используют различные добавки:

- понизители водоотдачи;

- структурообразователи;
- газоблокаторы;
- пластификаторы;
- замедлители сроков схватывания;
- облегчающие добавки;
- пеногасители;
- расширяющие добавки;

Понизители водоотдачи применяют для снижения показателей водоотделения и водоотдачи тампонажного раствора за счет структурирования цементного теста и придания цементному раствору свойства образовывать фильтрационную корку.

Структурообразователи используются для регулирования реологических параметров (загущения) тампонажного раствора, улучшения седиментационной устойчивости.

Газоблокаторы используются для предотвращения миграции газа и улучшения качества сцепления цемента с горной породой и обсадной колонной.

Пластификаторы применяют с целью регулирования реологических свойств тампонажного раствора, снижения гидравлического сопротивления.

Замедлители сроков схватывания используются для увеличения сроков подвижности тампонажного раствора.

Облегчающие добавки используют для снижения плотности тампонажного раствора с целью недопущения поглощения в стволе скважины и ускорения сроков набора прочности.

Пеногасители используют для эффективного устранения и предотвращения образования объемной и поверхностной пены.

Расширяющие добавки используют для создания эффекта расширения тампонажного раствора без ухудшения прочностных характеристик цементного камня.

Эластичные добавки используют для изменения механических свойств цементного камня путем понижения модуля Юнга и повышения коэффициента Пуассона с целью улучшения сопротивляемости цементного камня динамическим нагрузкам.

3.2.2. Общая информация об эластичных тампонажных растворах

Ввиду увеличения фонда строительства скважин с применением технологии МГРП остро стоит вопрос разработки специальных тампонажных растворов, обеспечивающих целостность заколонного пространства и способных выдерживать высокие нагрузки. Классический портландцемент имеет существенный недостаток при повышении прочности цементного камня увеличивается и его хрупкость, а также он имеет низкий показатель прочности на растяжение.

Для борьбы с этими недостатками предлагается использовать специальный тампонажный раствор, в составе которого имеются эластичные добавки. Подобные рецептуры обладают демпфирующим эффектом и позволяют минимизировать ударные и циклические нагрузки на крепь скважины, что положительно влияет на качество цементирования после проведения работ по МГРП [1].

На рисунке 6 представлен результат нагружения цементного камня портландцемента и цементного камня с эластичными добавками.



Рисунок 6 – Результат нагружения цементного камня портландцемента (слева) и цементного камня с эластичными добавками (справа)

Основные характеристики цементного камня, характеризующие сопротивление нагрузкам, возникающим при ГРП являются:

- предел прочности на сжатие;
- предел прочности на растяжение;
- модуль Юнга;
- коэффициент Пуассона.

Предел прочности на сжатие – это физическая величина, характеризующая предельную нагрузку при сжатии, при превышении которой происходит разрушение цементного камня. Единица измерения в системе СИ - Па.

Предел прочности на растяжение – это физическая величина, характеризующая предельную нагрузку при растяжении, при превышении которой происходит разрыв цементного камня. Единица измерения в системе СИ - Па.

Модуль Юнга - физическая величина, характеризующая способность цемента сопротивляться сжатию/растяжению при упругой деформации.

Единица измерения в системе СИ - Па. На рисунке 7 представлена иллюстрация модуля Юнга для различных тел и тампонажных растворов.

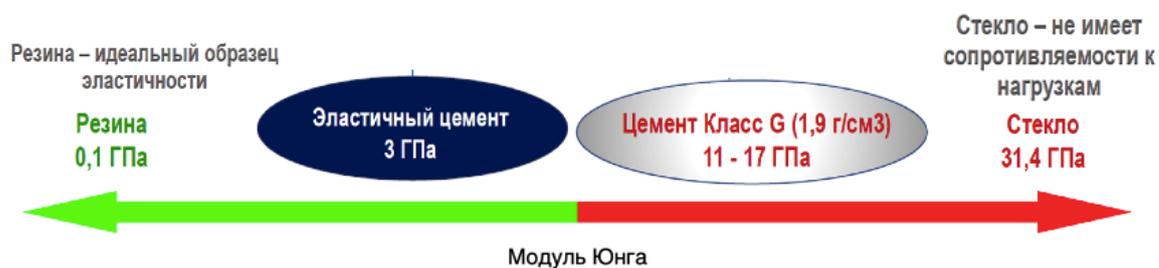


Рисунок 7 – Сопоставление модуля Юнга для различных тел и тампонажных растворов

Коэффициент Пуассона – безразмерная физическая константа, характеризующая способность цемента способность сжиматься или растягиваться при деформации.

Эластомеры в составе цементного раствора изменяют механические свойства цементного камня путем понижения модуля Юнга и повышения коэффициента Пуассона [2]. Такие цементные растворы имеют лучшую эластичность, что позволяет цементной оболочке лучше противостоять нагрузкам.

В таблице 3.1 приведены результаты испытания влияния различных добавок с целью повышения ударной прочности тампонажного камня. Как видно из данной таблицы, добавление пластификаторов и латексного полимера положительно влияет на прочностные параметры тампонажного камня [1].

Таблица 3.1 - Результаты испытания влияния различных добавок с целью повышения ударной прочности тампонажного камня

Состав	В/Ц	D _{ср} , см	Прочность на изгиб, МПа (T=75°C)			Прочность на сжатие, МПа (T=75°C)			Энергия тренощинообразования, Дж
			1 сут	3 сут	7 сут	1 сут	3 сут	7 сут	
ПЦТ-I-G	0,44	24,4	8,2	9,2	7,3	31,2	38,6	39,4	1,666
ПЦТ-I-G + 0,2% ГЭЦ-LV + 0,05% суперпластификатор	0,44	25,5	7,7	9,6	9,4	29,3	36,8	45,6	1,568
ПЦТ-I-G + 10% ДР-100 + 0,2% ГЭЦ-LV + 0,05% суперпластификатор	0,44	24	6,3	7,8	8,3	19,3	26,8	30,8	2,156
ПЦТ-I-G + 2% латексный полимер от массы воды	0,44	24	6,5	8,5	8,5	28,3	31,3	33,8	1,764
ПЦТ-I-G + 2% Al ₂ (SO ₄) ₃ от массы воды	0,44	23	9,8	11,7	10,5	28,4	44,3	51,1	1,666

Состав цементной смеси, обладающей упругими свойствами, включает в себя следующие реагенты:

- портландцемент;
- эластомер;
- расширяющая добавка;
- стабилизатор прочности на растяжение;
- понизитель фильтрации;
- пластификатор;
- утяжелитель (при необходимости);
- пеногаситель (при необходимости);
- структурообразователь (при необходимости);
- ускоритель или замедлитель (при необходимости).

Рекомендуемые значения характеристик тампонажного раствора, способного выдерживать динамические нагрузки и напряжения, возникающие при проведении работ по ГРП:

- модуль Юнга 3000-10000 МПа;
- коэффициент Пуассона 0,2-0,4;

- водоотделение при 45° должно составлять 0 мл/250 мл за 2 часа;
- прочность при сжатии не менее 500 PSI (3,5 МПа) при горно-геологических условиях.

РУП «Белоруснефть» разработало рецептуру эластичного тампонажного раствора. для проведения ГРП по системе Plug & Perf [4]. В качестве эластомеров использовались специальные резиновые микрогранулы. Результаты испытаний цементного камня представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Прочностные характеристики образцов цементного камня класса G и цементного камня с упругими свойствами

Параметр	Цемент марки ПЦТ-I-G-CC-1	Эластичный цемент*
Статический модуль Юнга, ГПа	11-17	8,6
Коэффициент Пуассона	0,18	0,26
Прочность на разрыв, МПа	3	3,5
Предел прочности на сжатие, МПа	31	103

В исследовании [3] производилось моделирование воздействия нагрузки на цемент при проведении работ по МГРП. Были получены следующие результаты:

– Упругие свойства цементного камня стандартного тампонажного раствора ПЦТ-I-G или аналогичного портландцемента недостаточны для сохранения целостности цементного камня.

– При создании давления 25 МПа происходит превышение предела прочности цементного камня на растяжение с началом образования радиальных трещин. С увеличением давления трещины распространяются от обсадной колонны к стенке скважины. Результаты представлены на рисунках 8 и 9.

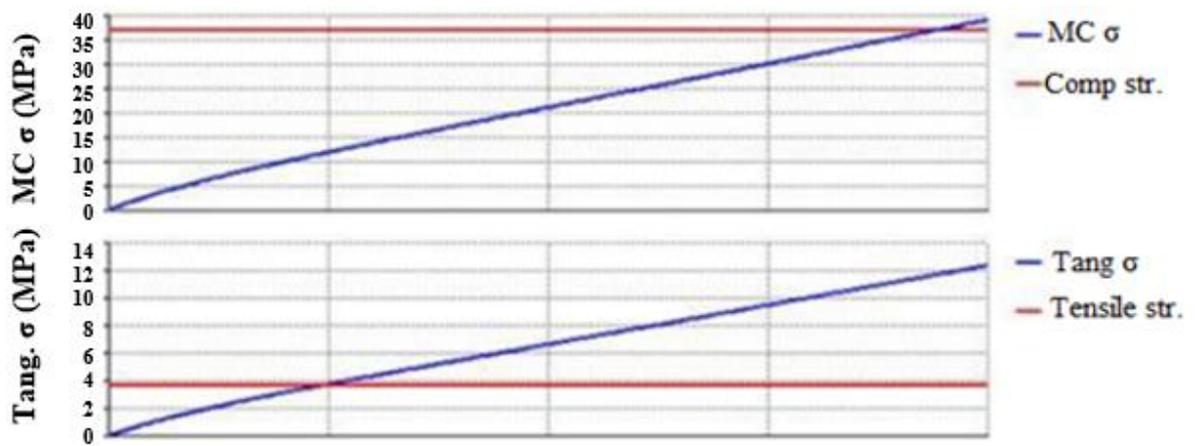


Рисунок 8 – Результаты моделирования воздействия ГРП на цементный камень стандартного портландцемента

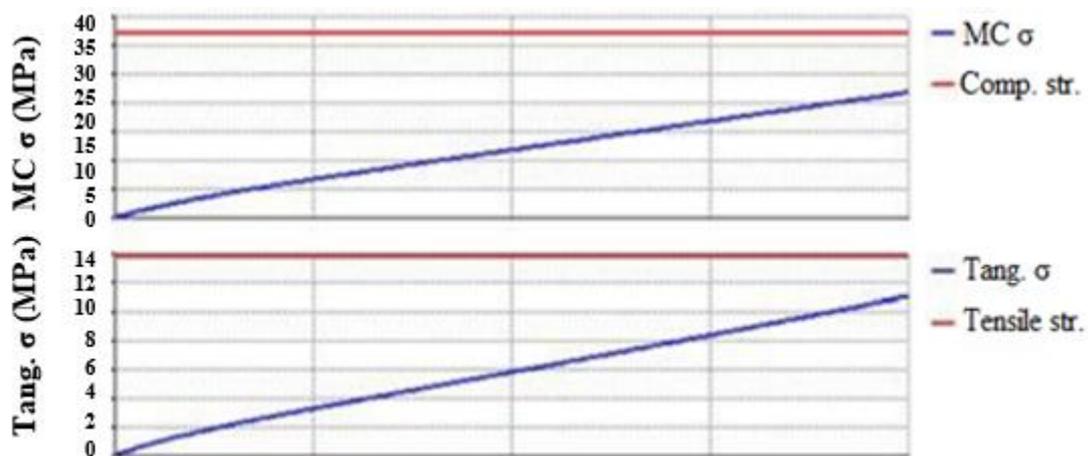


Рисунок 9 – Результаты моделирования воздействия ГРП на эластичный цементный камень

Чем больше зазор между обсадной колонной и стенкой скважины, тем большее давления необходимо для достижения трещиной стенки скважины. При достижении давления 90 МПа происходит разрушение цементного камня. Результаты представлены на рисунках 10 и 11.

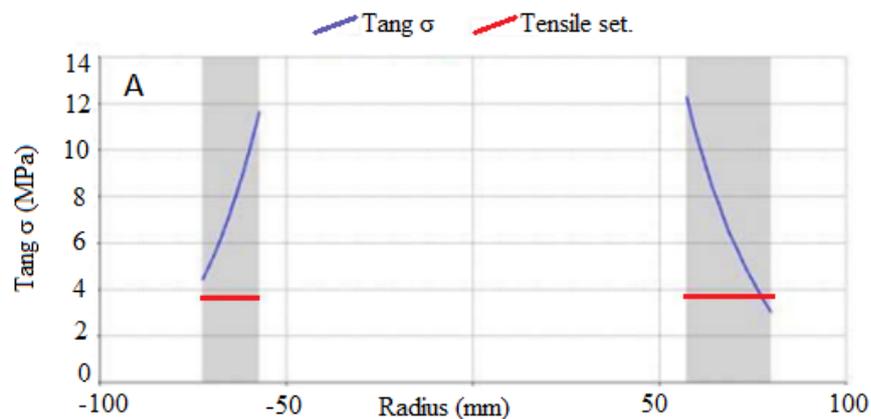


Рисунок 10 – Касательное напряжение от воздействия ГРП на стандартный цементный камень

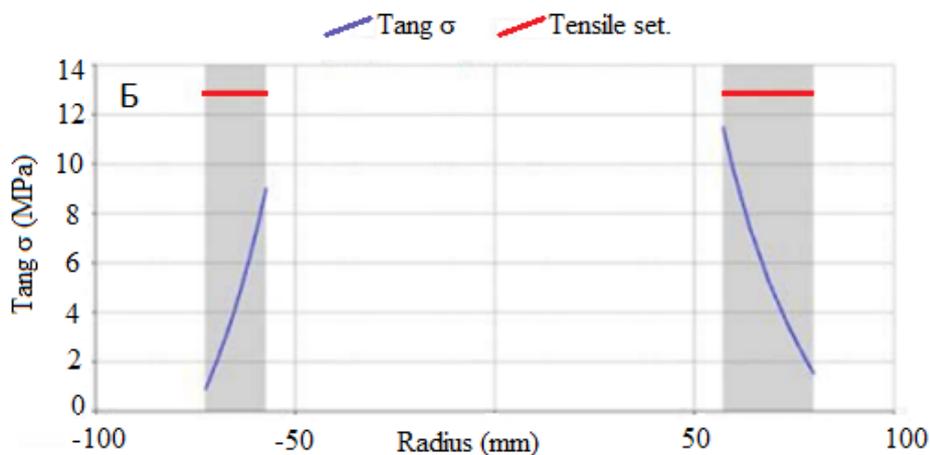


Рисунок 11 – Касательное напряжение от воздействия ГРП эластичный цементный камень

Моделирование воздействия давления на цементный камень при МГРП показало, что при использовании эластичных цементов касательные напряжения находятся в приемлемых пределах и данные цементные растворы обеспечивают надежное сохранение целостности цементного камня по сравнению со стандартными портландцементами.

Эластичный тампонажный раствор использовался при креплении секции хвостовика $\varnothing 114$ мм на месторождениях Республики Беларусь. Длина секции хвостовика горизонтальных скважин составляла 500 – 1000 м.

На скважине №69Г Домановичского месторождения был использован эластичный тампонажный раствор. По результатам проведения первой АКЦ было определено хорошее качество цементирования (коэффициент сцепления составлял 0,97). Далее были проведены работы по МГРП (7-стадий) с максимальным давлением 80,7 МПа. По результатам проведения повторной АКЦ, которая была проведена после проведения 7-стадийного ГРП, получены результаты, что коэффициент сцепления снизился до уровня 0,95.

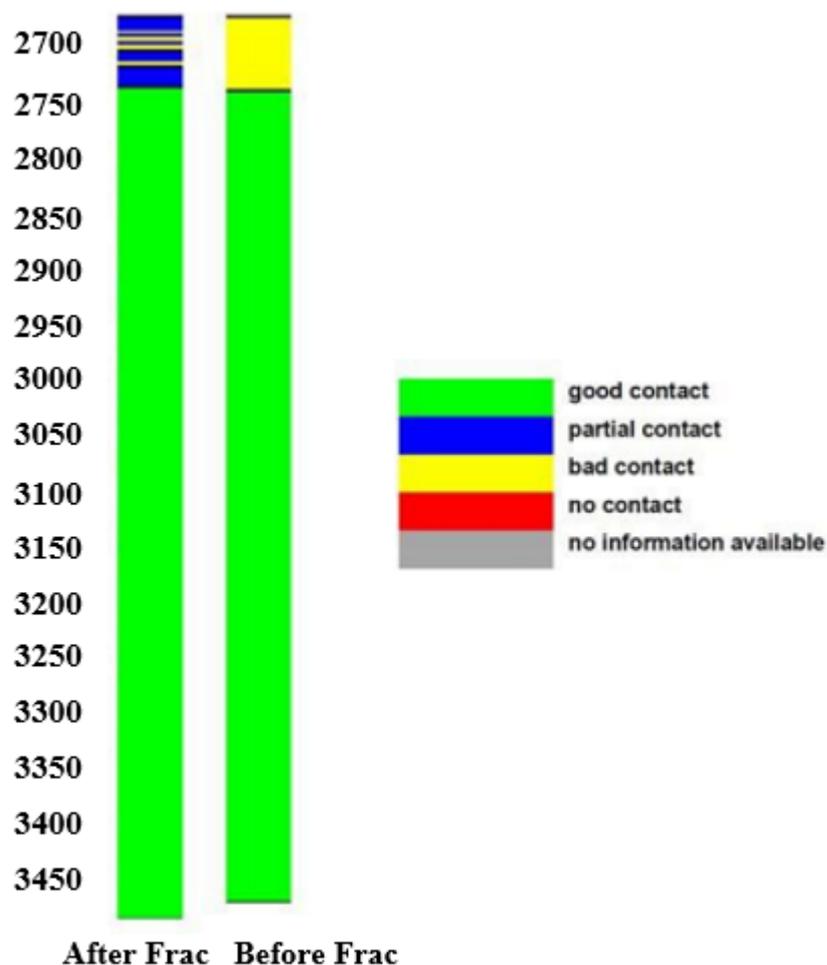


Рисунок 12 – Результаты АКЦ в скважине 69Г Домановичского месторождения до МГРП (колонка справа) и после МГРП (колонка слева)

На скважине 418Г Речицкого месторождения использовался стандартный тампонажный раствор на основе портландцемента. По результатам проведения первой АКЦ было определено удовлетворительное качество цементирования (коэффициент качества сцепления составлял 0,77). Далее были проведены работы по МГРП (6-стадий) с максимальным давлением 58 МПа. По результатам проведения повторной АКЦ, которая была проведена после проведения 6-стадийного ГРП, получены результаты, что коэффициент сцепления снизился до уровня 0,34. Данный показатель сцепления соответствует плохому качеству контакта цемента. Данные результаты свидетельствуют об ухудшении качества сцепления цементного

камня из стандартного портландцемента и о разрушении цементного камня после проведения МГРП.

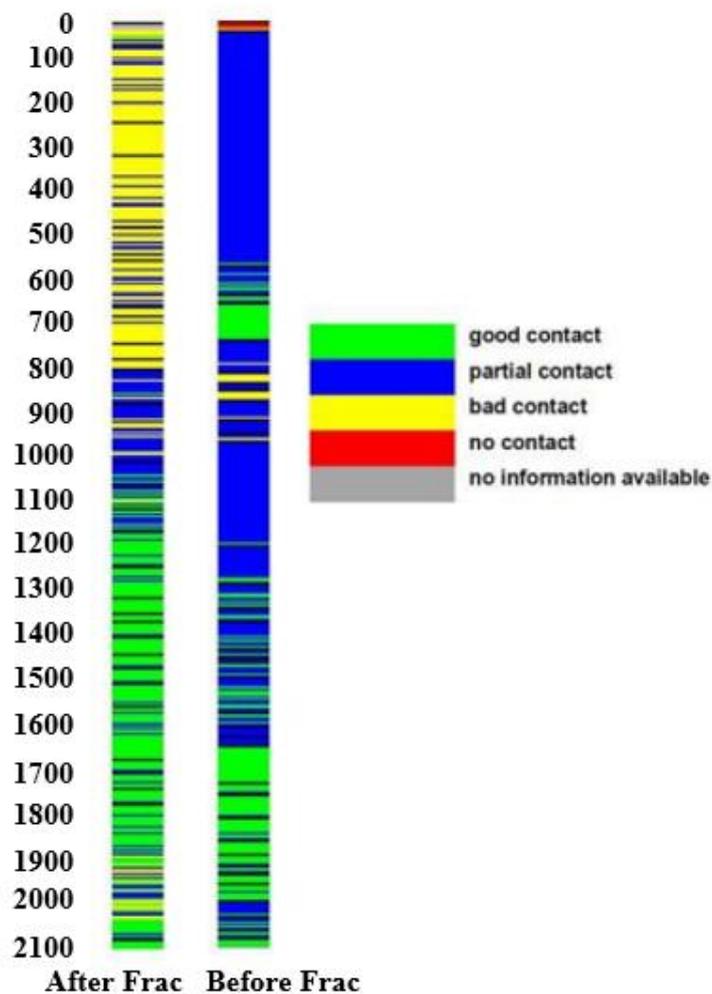


Рисунок 13 – Результаты АКЦ в скважине 418 Речицкого месторождения до МГРП (колонка справа) и после МГРП (колонка слева)

3.3. Влияние центрации (эксцентриситета) обсадной колонны на качество цементирования скважины

3.3.1. Механизм влияния центрации на качество цементирования скважины

С целью центрирования обсадных колонн относительно ствола скважины, снижения трения при спуске обсадных колонн используют специальную опорно-центрирующую оснастку, называемую центраторами. Если обсадная колонна расположена эксцентрично стволу скважины, то образуются застойные зоны, в которых происходит некачественное замещение бурового раствора, буферной жидкости и цементного раствора. Все это в конечном результате негативно влияет на качество цементирования, т.к. очищающий буфер, который должен разрушать глинистую корку/пленку от РУО не обеспечивает своих функций и таким образом снижается качество контакта цемент-порода [1].

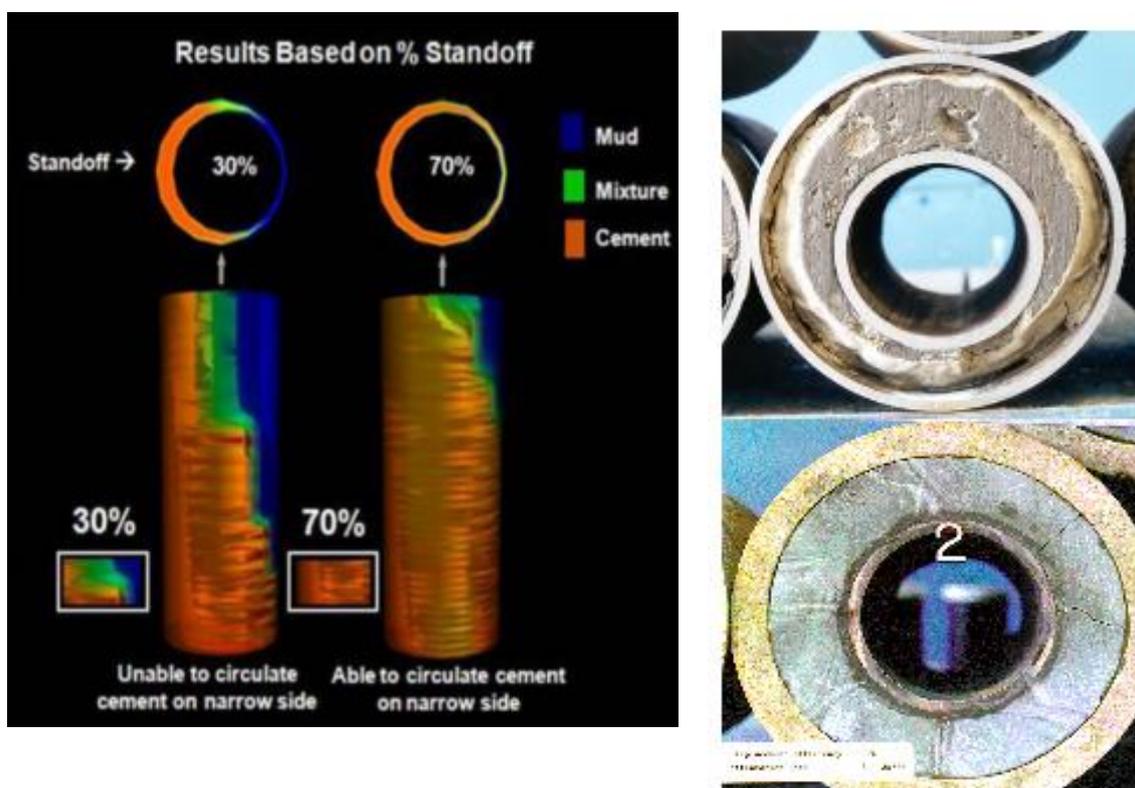


Рисунок 14 – Иллюстрация влияния центрации на качество замещения бурового раствора

Центратрация обсадных колонн зависит от множества факторов, таких как тип центраторов, профиль скважины, количество центраторов в заданном интервале, коэффициенты кавернозности, наличие каверн и соответствие диаметра ствола скважины номинальному (диаметру долота). Если учесть все эти факторы при проектировании скважины и моделировании центрации каждой секции обсадной колонны, можно улучшить качество цементирования скважин.

Но даже выбрав правильный тип центраторов под горно-геологические условия можно установить неправильное количество центраторов, что может привести к высокому эксцентриситету и прогибу обсадной колонны.

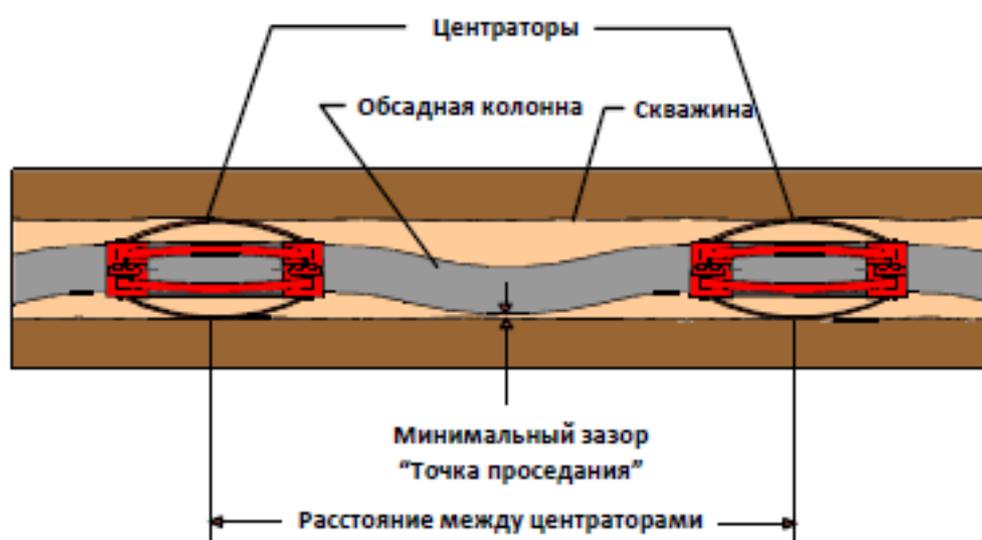


Рисунок 15 – Прогиб обсадной колонны из-за большого расстояния между центраторами

3.3.2. Основные типы центраторов

На рынке нефтесервисных услуг представлено большое количество как российских, так и зарубежных производителей технологической оснастки. Лидерами в производстве технологической оснастки в мире являются следующие компании: TOP-CO, Sledgehammer, Weatherford, Halliburton и др. Из российских организаций хотелось бы выделить: ООО «Уралнефтемаш», ООО «Аврора», АО «Удол», АО «Артоснастка».

Существуют различные типы центраторов, применяемых под различные горно-геологические условия:

1. Упругие пружинные центраторы, которые бывают в след исполнениях:
 - центраторы с аркообразными пластинами;
 - центраторы жестко-упругие;
 - полужесткие цельнометаллические центраторы.
2. Жесткие центраторы с различным исполнением ребр (прямыми, спиральными, с полыми) которые бывают в следующих исполнениях:
 - роликовые;
 - цельно-лопастные.

Упругие центраторы

Упругие пружинные центраторы применяют для крепления вертикальных и наклонно-направленных скважин. Данные центраторы изготавливают следующих типов (представлены на рисунке 1б):

- а) центраторы разъемные сборные с аркообразными пластинами (их применяют в вертикальных и слабонаклонных скважинах);
- б) центраторы, имеющие жесткоупругую характеристику, которая обусловлена наличием трапециевидного выступа на упругой пластине, его размерами и формой исполнения (используют в наклонных участках скважины);
- в) полужесткие цельнометаллические центраторы - центраторы с аркообразными планками для цементированя колонн в наклонно-направленных участках, а также крепления хвостовиков в горизонтальных участках.

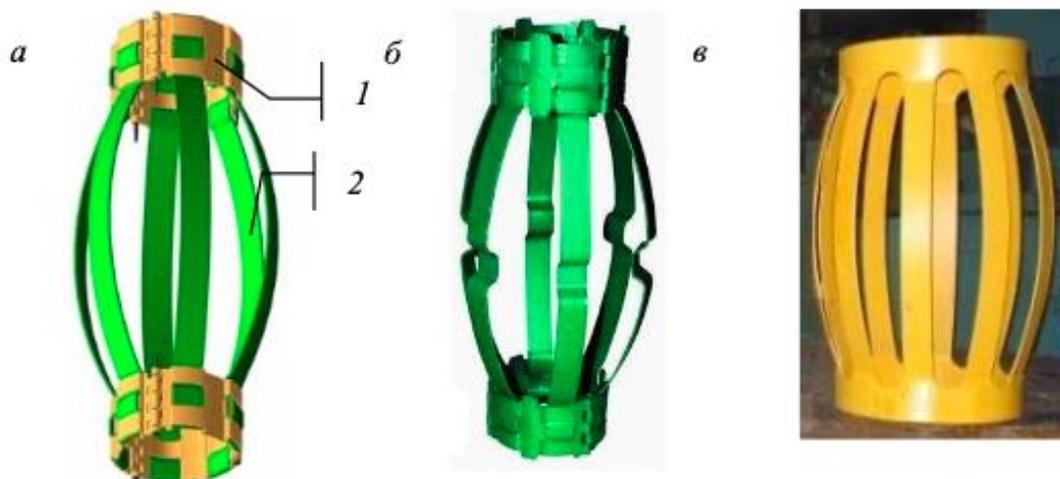


Рисунок 16 – Типы упругих центраторов:

а- центраторы разъемные сборные с аркообразными пластинами, б- центраторы разъемные сборные упруго-жесткие, в- цельнометаллические центраторы полужесткие

Упругие центраторы типа «а», «б» при креплении обсадных колонн и хвостовиков в горизонтальных участках не используют. В горизонтальных участках вес колонны полностью ложится на центраторы, и поэтому высока вероятность деформирования и растяжения упругих центраторов, что приводит к эксцентричному расположению обсадной колонны относительно ствола скважины и соответственно образованию застойных зон. Возможно использование центраторов типа «в» с высокой восстанавливающей силой, позволяющей полностью воспринимать нагрузку обсадной колонны и обеспечивающей концентричное расположение обсадной колонны. Данные центраторы в условиях высокой кавернозности ствола скважины горизонтального участка имеют преимущество над жесткими центраторами, т.к. данные центраторы имеют диаметр, превышающий номинальный диаметр долота. Использование цельно-упругих центраторов Centek производства компании Halliburton при креплении хвостовиков в горизонтальных участках ООО «РН-Уватнефтегаз» является наиболее экономически оправданным вариантом [6].

Жесткие центраторы

Жесткие центраторы применяют для крепления обсадных колонн в горизонтальных участках (представлены на рисунке 17):

- а) жесткие центраторы прямолопастные;
- б) жесткие центраторы полимерные центраторы-турбулизаторы;
- в) жесткие стальные центраторы
- г) жесткие роликовые центраторы.

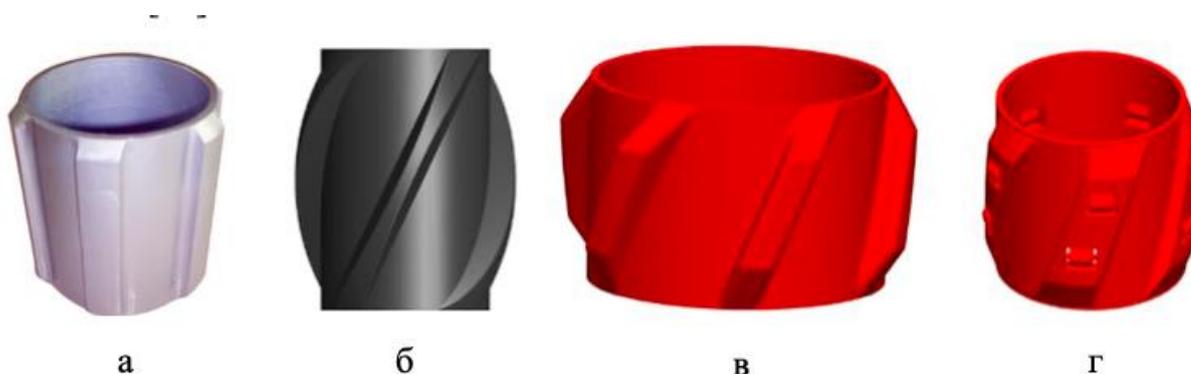


Рисунок 17 – Типы жестких центраторов

Данные центраторы изноустойчивые, позволяют расхаживать и вращать обсадную колонну при спуске и цементировании. Диаметр данных центраторов, как правило меньше, чем номинальный диаметр ствола скважины, т.к. при использовании полноразмерного жесткого центратора имеются высокие шансы недоспуска обсадной колонны при наличии зон сужения ствола скважины или интервалов высокой интенсивности. Но несмотря на данный недостаток, данные центраторы полностью воспринимают нагрузку от обсадной колонны, снижают вероятность дифференциального прихвата, т.к. отсутствует контакт обсадной колонны со стенкой скважины и позволяют расхаживать и вращать обсадную колонну.

Жесткие центраторы разделяют на цельно-лопастные (представлены на рисунке 17 а,б,в) и роликовые (представлены на рисунке 17 г).

Цельно-лопастные центраторы используют в открытом стволе горизонтального участка скважины. Данные центраторы имеют в своей

конструкции жесткие лопасти, которые оснащены скошенным торцом под углом. Жесткие лопасти не подвергаются сжатию со стороны обсадной колонны, что обеспечивает гарантированный показатель центрации относительно ствола скважины. Скошенный торец лопастей жестких центраторов позволяет снизить трение центратора о стенку скважины при спуске.

Жесткие центраторы-турбулизаторы, выполненные из композитных материалов обеспечивают качественное центрирование обсадной колонны. Форма лопаток центратора позволяет закручивать поток жидкости, что обеспечивает эффективное вытеснение и замещение бурового раствора тампонажным в затрубном пространстве скважины. Благодаря форме лопастей центраторов-турбулизаторов создается дополнительная турбулентность потока жидкости между стенкой скважины и обсадной колонны, застойные зоны с буровым раствором в кавернах и желобах лучше вытесняются тампонажным раствором, что способствует лучшему замещению и качеству цементирования скважины.

Жесткие центраторы-турбулизаторы, выполняемые из композитных материалов имеют свои особенности. Композитные материалы, используемые при производстве, имеют низкие коэффициенты трения, обладают коррозионостойкостью, широкий температурный диапазон применения, устойчивость к кислотным и щелочным средам.

Использование роликовых центраторов в открытом стволе затратно с экономической точки зрения. Как правило, данные центраторы используют в обсаженной части предыдущей колонны (кондуктора или техническое колонны) при спуске эксплуатационной колонны. Опытным путем выявлено, что данные центраторы в открытом стволе повышают трение обсадной колонны о стенки скважины, являются причиной заклинок и посадок при спуске обсадной колонны и могут быть причиной недоспуска обсадной колонны. Установка данных центраторов в обсаженной части снижает трение обсадной колонны по сравнению с упругими пружинными центраторами [6].

3.4. Технология цементирования

3.4.1. Цементирование с расхаживанием обсадной колонны

Расхаживание обсадной колонны в процессе цементирования с использованием скребков улучшает качество сцепления цементного камня с горной породой. Расхаживание обсадной колонны способствует удалению корки бурового раствора со стенки скважины, за счет этого улучшается адгезия цементного камня с горной породой. Дополнительно при расхаживании обсадной колонны происходит разрушения структуры бурового раствора, находящегося в застойных зонах (рисунок 18), за счет возвратно-поступательного движения обсадной колонны. Это приводит к улучшению качества замещения бурового раствора буферной жидкостью и тампонажным раствором [25].

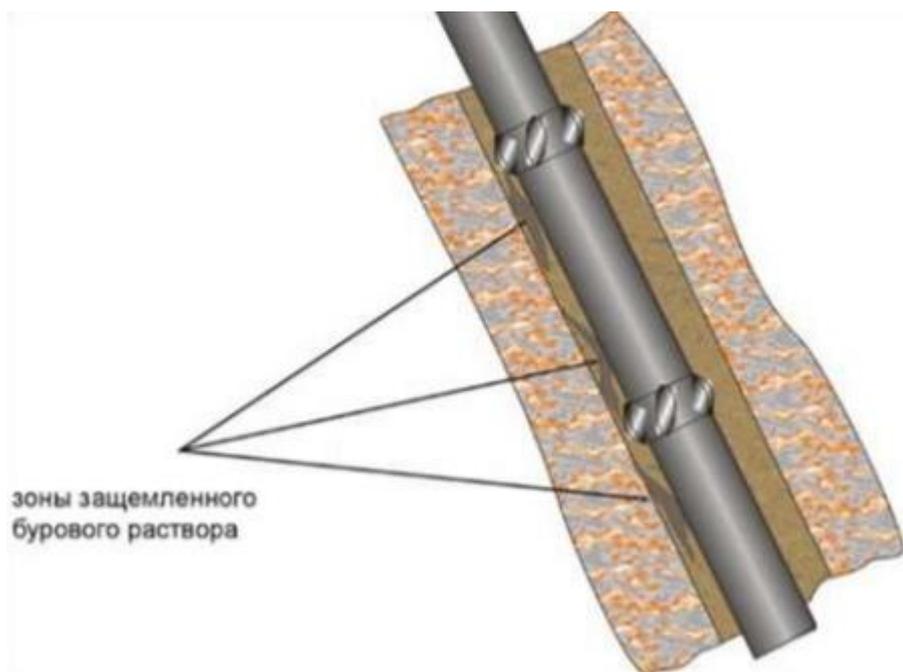


Рисунок 18 – Застойные зоны бурового раствора, образующие при цементировании наклонно-направленных и горизонтальных скважин

При расхаживании обсадной колонны необходимо учитывать следующие факторы:

- скорость и амплитуда расхаживания обсадной колонны;

- скорость закачки цементным агрегатом технологических жидкостей;
- количество и интервалы расположения скребков;
- характеристики буферной жидкости и тампонажного раствора.

Правильно подобранные режимы цементирования и расхаживания позволят улучшить качество замещения и сцепления цементного камня с горной породой.

Расхаживание обсадной колонны рекомендуется заканчивать после окончания операции по цементированию, при этом сроки схватывания цементного раствора должны быть обеспечивать свободное расхаживание обсадной колонны. Рекомендуемое количество циклов расхаживания обсадной колонны составляет 25, при этом удаётся удалить 93-95% корки бурового раствора. Расхаживание обсадной колонны по окончании процесса цементирования не рекомендуется, т.к. после заполнения затрубного пространства тампонажным раствором ствол скважины испытывает максимальные давления. При этом расхаживание обсадной колонны создает свабирующий эффект и давление в стволе скважины увеличивается, что может привести к гидроразрыву пласта [25].

Амплитуда расхаживания обсадной колонны определяется расстоянием между скребками. В случае установки скребков на каждую трубу амплитуда расхаживания составляет 10-12 м.

Оборудование для проведения цементирования обсадной колонны с расхаживанием

При расхаживании обсадной колонны предъявляются повышенные требования к грузоподъемности буровой установки, спуско-подъемному оборудованию, обсадным трубам. Для осуществления расхаживания обсадной колонны в процессе цементирования требуются удлиненные штропа, устанавливаемые на крюкоблок, либо на ВСП, и система гибких

линий высокого давления, позволяющие осуществлять расхаживание на требуемую амплитуду. Данное оборудование представлено на рисунке 19.



Рисунок 19 – Вид удлиненных штропов и гибких линий высокого давления

В процессе заполнения тампонажным раствором затрубного пространства трение обсадной колонны будет максимальным. Дополнительное сопротивление создают скребки, устанавливаемые на обсадные трубы. Перед проведением данных работ необходимо проводить расчет максимальной нагрузки с целью недопущения возможных аварийных ситуаций.

Проведение расхаживания обсадной колонны в процессе цементирования несет риски, связанные с преждевременным схватыванием тампонажного раствора и, как следствие, недоспуском обсадной колонны до плановой глубины. С целью минимизации рисков преждевременного схватывания необходимо заблаговременно проводить лабораторные тестирования и тщательно подбирать рецептуру тампонажного раствора, обеспечивающую расхаживание обсадной колонны в процессе всего цикла цементирования обсадной колонны.

3.4.2. Цементирование с вращением обсадной колонны

Механизм влияния цементирования с вращением на качество цементирования

Цементирование обсадной колонны с вращением является эффективным методом повышения качества цементирования за счет улучшения степени замещения жидкостей при цементировании. Цементирование обсадной колонны с вращением довольно редкая технология в России и применяется не повсеместно. Это вызвано тем, для реализации данной технологии требуется дополнительное дорогое оборудование и материалы (специальная цементировочная головка, обсадные трубы с премиальными резьбовыми соединениями и др.), поэтому и применяют ее только, когда имеется острая необходимость довести качество цементирования до максимальных значений.

За счет вращения обсадная колонна постоянно находится в движении и даже при высоком значении эксцентриситета при прокачке буферных жидкостей и цементного раствора не образуется застойных зон бурового раствора. Дополнительно вращение создает турбулизацию (спиральное движение относительно обсадной колонны) потока жидкостей, что позволяет проникать буферной жидкости и цементному раствору в участки, где обсадная колонна полностью лежит на стенках скважины. Иллюстрация данного эффекта представлена на рисунке 20.

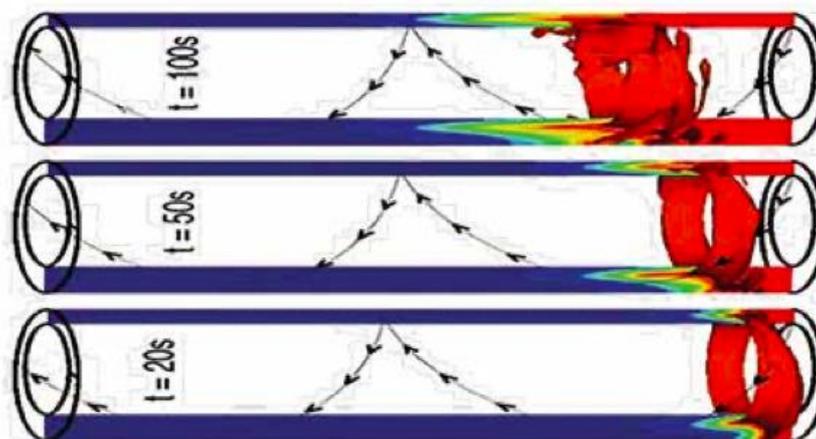


Рисунок 20 – Турбулизация потока жидкостей

Оборудование для проведения цементирования хвостовика с вращением

– Цементировочные головки

Классические цементировочные головки для осуществления цементирования с вращением не подходят, т.к. у них отсутствует возможность одновременной обвязки с нагнетательной линией и вращения обсадной колонны. Для проведения цементирования с вращением требуется специальная цементировочная головка с повышенными характеристиками резьбового соединения и с возможностью сообщения с ВСП или ВБТ, обеспечивающим герметичность и сообщение с бурильной трубой и хвостовиком.

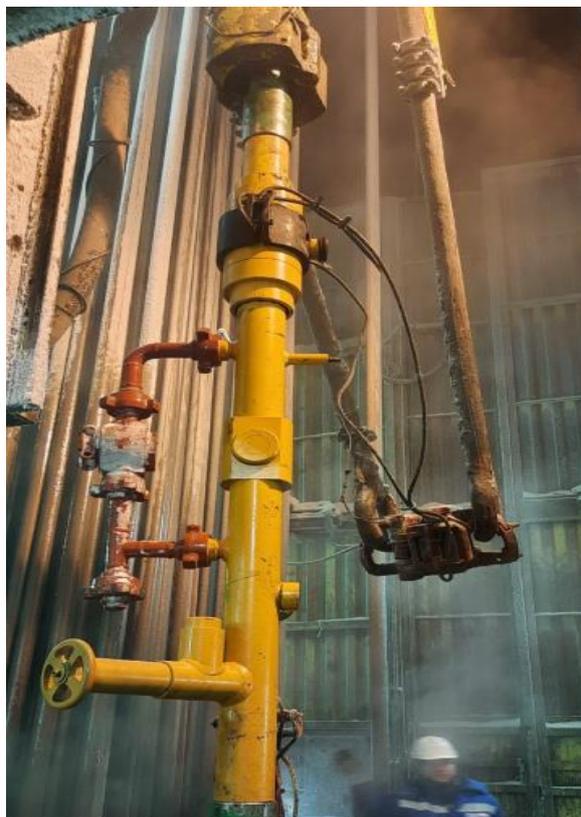


Рисунок 21 – Цементировочная головка для осуществления цементирования с вращением с помощью ВСП

Закачка буферной жидкости и тампонажного раствора осуществляется через линии высокого давления соединенных с цементировочной головкой через специальный вращающийся гусак. При вращении данный гусак

фиксируют хомутами для того, что линии высокого давления оставались в статическом положении. Вращение цементировочной головки с бурильной колонной и хвостовиком осуществляется с помощью ВСП или ВБТ.

РУП «Белоруснефть» разработало цементировочную головку для осуществления вращения через ВБТ для буровых установок, оснащенных ВСП. Вращение в данной системе осуществляется ротором через укороченную ВБТ. Над ВБТ располагается цементировочная головка, на которую наворачивается буровой вертлюг. Закачка буферной жидкости и тампонажного раствора осуществляется через линии высокого давления соединенных с цементировочной головкой через специальный вращающийся гусак [4].

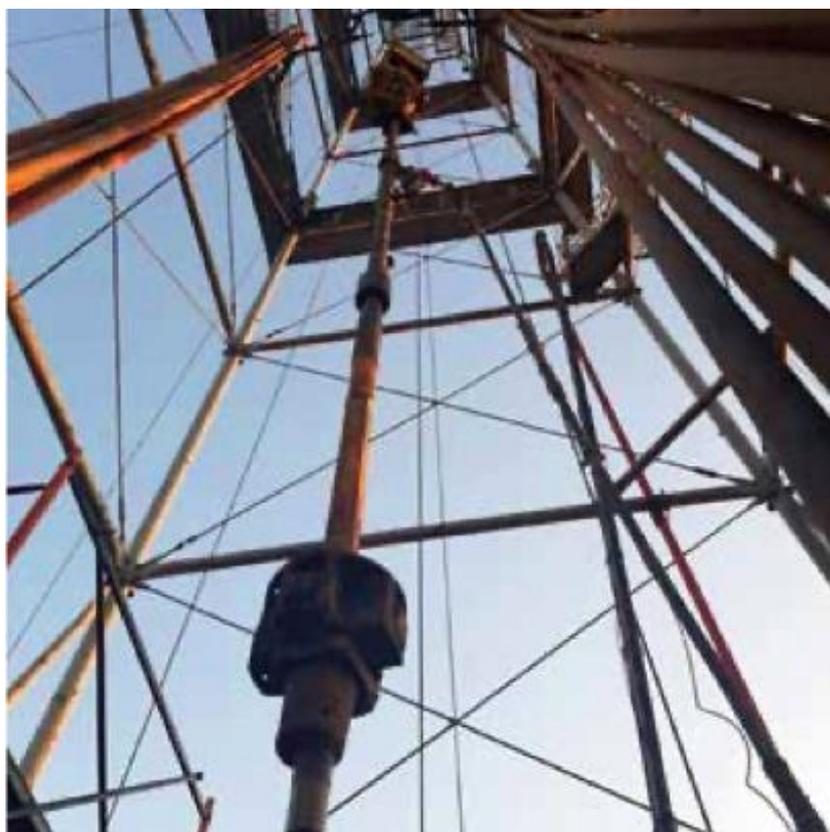


Рисунок 22 - Сборки ВБТ и цементировочной головки для осуществления вращения ротором

– Обсадные трубы

Во время осуществления цементирования с вращением обсадная колонна создается крутящий момент, характеризующий сопротивление вращению обсадной колонны о стенки скважины. Резьбовые соединения обсадной колонны должны выдерживать большие значения крутящего момента. Значение крутящего момента зависит от таких факторов, как глубина спуска обсадной колонны, профиль скважины, тип залегающих пород, тип бурового раствора и т.д. По горно-геологическим условиям скважины производят моделирование вращения обсадной колонны, в результате которого рассчитывается крутящий момент, возникающий на верхней части хвостовика, и на устье, воспринимаемый бурильными трубами и верхним силовым приводом.

На рынке производителей обсадных труб присутствуют три основных поставщика обсадных труб ПАО «ТМК», Tenaris и Vallourec, которые поставляют премиальные резьбовые соединения, обеспечивающие спуск обсадных колонн и цементирование с вращением. Такие трубы регламентируются API Spec 5CT и ГОСТ 31446-2017. Последние две компании ввиду санкционных ограничений на поставку трубной продукции в РФ не осуществляют. У премиальных резьбовых соединений есть ключевой параметр – это операционный момент. Данная величина характеризует максимальный крутящий момент, который выдерживает резьбовое соединение при вращении.

При выполнении работ по цементированию с вращением на месторождениях ПАО «Татнефть» использовали обсадные трубы с резьбовым соединением ОТТМ. При стендовых испытаниях обсадных труб были получены результаты с допустимыми максимальными значениями крутящего моментов для резьбовых соединений ОТТМ при вращении обсадных труб при цементировании [16].

Таблица 3.2 - Допустимые максимальные значения крутящего моментов для резьбовых соединений ОТТМ при вращении обсадных труб при цементировании

Диаметр обсадной трубы (толщина стенки), мм	Допустимые крутящие моменты, кН·м
101,6 (6,5)	5,2
114,3 (7,4)	7,2
146,1 (7,0)	10,4
168,3 (7,3)	12,8
177,8 (8,05)	13
244,5 (7,1)	14

По результатам бурения скважин на объектах ПАО «Татнефть» цементирование с вращением осуществлялось на 81,7 % скважин. При этом лишь на 18,3% скважин вращение не удалось из-за превышения крутящего момента на резьбовое соединение. На каждой пятой скважине цементирование с вращением производилось в течении всего периода цементирования скважины. Это неглубокие скважины с цементируемой обсадной колонной $\varnothing 102$ мм. При цементировании с вращением по мере продавливания цементного раствора с межколонное пространство происходит рост крутящего момента ввиду увеличения сопротивления обсадной колонны о цементный раствор, при достижении максимально допустимого момента для резьбового соединения приходилось останавливать вращение. С целью снижения крутящего момента приходилось использовать обратное цементирование [16].

По результатам исследования объектов бурения ПАО «Татнефть» можно сделать вывод, что с целью обеспечения вращения в период всего процесса цементирования лучше использовать премиальные резьбовые соединения с повышенными прочностными свойствами. Резьбовые соединения ОТТМ возможно использовать, если горно-геологические условия и результаты моделирования крутящих моментов при цементировании с вращением позволяют это сделать.

– Цементируемые подвески хвостовика

Функция подвески хвостовика – это удержание секции труб хвостовика в предыдущей колонне с помощью якорного устройства и герметизация затрубного пространства хвостовика. Для выполнения цементирования с вращением подвеска хвостовика должна обеспечить вращение хвостовика и выполнить функцию якорение и герметизации. Для этого используются специальные цементируемые подвески с возможностью вращения.

У данных подвесок, как у обсадных колонн, есть ограничения по крутящему моменту. Как правило, подвески являются самой слабой частью при вращении хвостовика, т.к. значения крутящего момента у них ниже, чем у обсадной колонны. Максимальные крутящие моменты для российских вращающихся подвесок $\varnothing 114/178$ мм варьируются от 7 кН•м до 10 кН•м.

Зар

Российские производители подвесок хвостовика с функцией вращения: ООО «Сиббурмаш», ООО «ЗЭРС», НТЧЗ, ТСС-Групп и др.

Процедуры активации подвески могут отличаться у различных производителей, но в целом принцип идентичный. После спуска хвостовика и промывки на забое производят активацию гидравлической подвески путем создания избыточного внутреннего давления до значения P_1 . Далее производят проверку фиксации подвески хвостовика в предыдущей обсадной колонне путем разгрузки транспортной колонны. Далее производят гидравлическое разъединение транспортной колонны путем увеличения внутреннего давления до $P_2 > P_1$. После этого производят тест на разъединение транспортной колонны путем создания оборотов и фиксации пружины. При отсутствии пружины, транспортную колонну разгружают на подвеску и приступают к цементированию хвостовика.

Результаты влияния цементирования хвостовиков с вращением на качество цементирования

Компания Halliburton совместно с компанией ConocoPhillips произвела исследование влияния цементирования хвостовиков с вращением на качество цементирования. Было исследовано 30 скважин, из которых на 20 скважинах хвостовики цементировались без вращения и на 10 скважинах хвостовики цементировались с вращением [15].

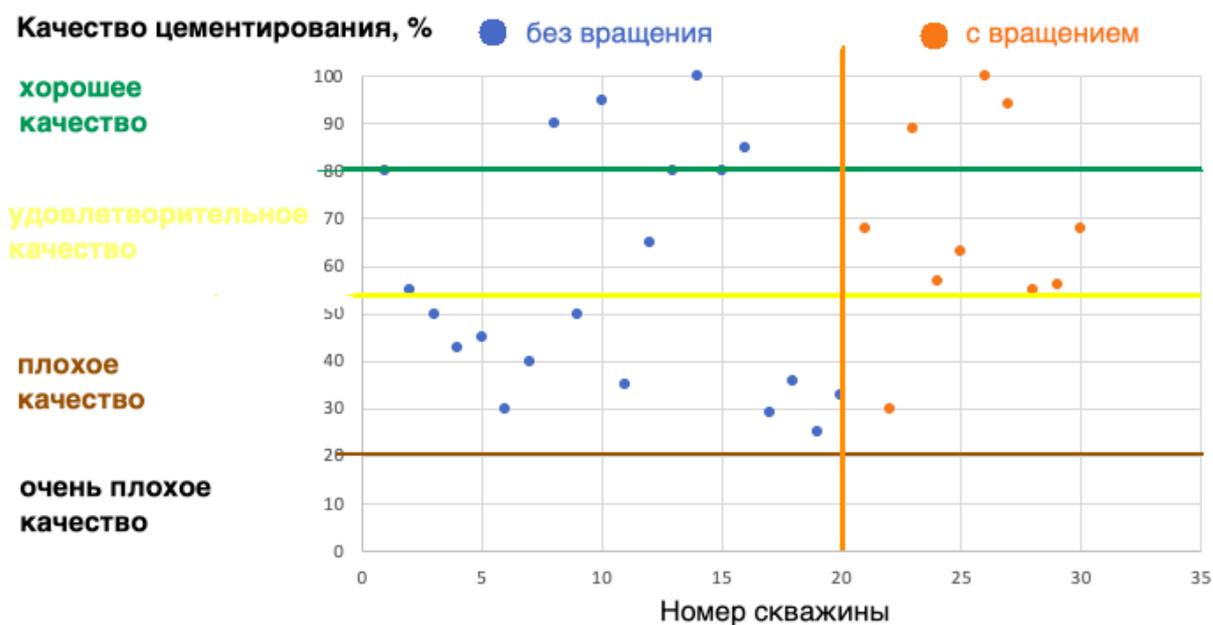


Рисунок 23 – Влияние цементирования с вращением на качество цементирования [15]

Значение качества цементирования разделяют на 4 категории:

- менее 20% соответствует очень плохому качеству сцепления,
- 20-63% соответствует плохому качеству сцепления,
- 63-80% удовлетворительному качеству сцепления, а
- более 80% соответствует хорошему качеству сцепления.

Анализ рисунка 24 показывает, что вращение хвостовика способствует повышению качества цементирования: в 60% скважин достигнуто удовлетворительное качество сцепления, а в 30% скважинах достигнуто хорошее качество сцепления. В 15% скважин, при цементировании хвостовиков которых не осуществлялось вращение, было достигнуто

приемлемое качество сцепления, в 25% хорошее качество сцепления, а в 60% скважинах качество сцепления соответствует плохому [15].

В ПАО «Татнефть» данная технология применялась для крепления хвостовиков и эксплуатационных колонн. В результате применения технологии вращения эксплуатационной колонны при цементировании согласно рисунку 24 удалось повысить качество цементирования эксплуатационной колонны Ø 245 мм [14].



Рисунок 24 - Повышение качества цементирования скважин Альшинского месторождения

3.4.3. Цементирование с использованием сверхлегких тампонажных растворов (пеноцементов)

Строительство скважин может быть осложнено наличием поглощающих отложений, имеющих низкие коэффициенты аномальности и гидроразрыва пласта. При таких горно-геологических условиях качественное цементирование стандартными портландцементами не представляется возможным. Частично решение данной проблемы достигается за счет проведения технологии двухступенчатого цементирования с использованием облегченных тампонажных материалов. Однако двухступенчатое цементирование не всегда обеспечивает необходимую изоляцию, способную выдерживать давление, создаваемое при цементировании даже облегченными цементами. Технология двухступенчатого цементирования не обеспечивает подъем цемента на проектную глубину при наличии двух и более интервалов поглощения и приводит к временным и материальным затратам в сравнении с технологией одноступенчатого цементирования.

Сокращение временных и материальных затрат возможно при использовании сверхлегких (аэрированных) тампонажных материалов за счет исключения дополнительных операций по ступенчатому цементированию.

Помимо низкой плотности, пеноцемент обладает следующими достоинствами:

- низкая фильтратоотдача;
- надежная крепь цементной оболочки (исключение прорыва флюидов по затрубному пространству);
- высокая степень адгезии с породой и колонной за счет энергии сжатого газа;
- высокая устойчивость к динамическим нагрузкам, воздействующих на цементный камень в процессе интенсификации добычи;
- меньшее воздействие на отложения, чувствительные к воде;

- возможность кальмотации интервалов зон поглощения;
- исключение гидроразрыва пласта в процессе цементирования.

Пеноцемент – это трехфазная система, состоящая как минимум из четырех компонентов: цемента, воды, пенообразователя и азота. Сжимаемость газовой фазы прямо пропорциональна внешнему давлению, таким образом, концентрация азота должна быть тем выше, чем больше глубина размещения пеноцемента. Плотность пеноцемента в поверхностных условиях значительно ниже плотности в скважинных условиях. По мере закачки пеноцемента в скважину происходит сжатие газовой фазы и плотность пеноцемента увеличивается.

Получение пеноцемента достигается за счет инжектирования азота в базовый цементный раствор. Азот нагнетается компрессором в цементный раствор через пеногенератор. Жидким пенообразователь вводится в базовый раствор непосредственно перед вспениванием. На рисунке 25 представлена типовая схема обвязки оборудования для приготовления и закачки пеноцементных тампонажных растворов.

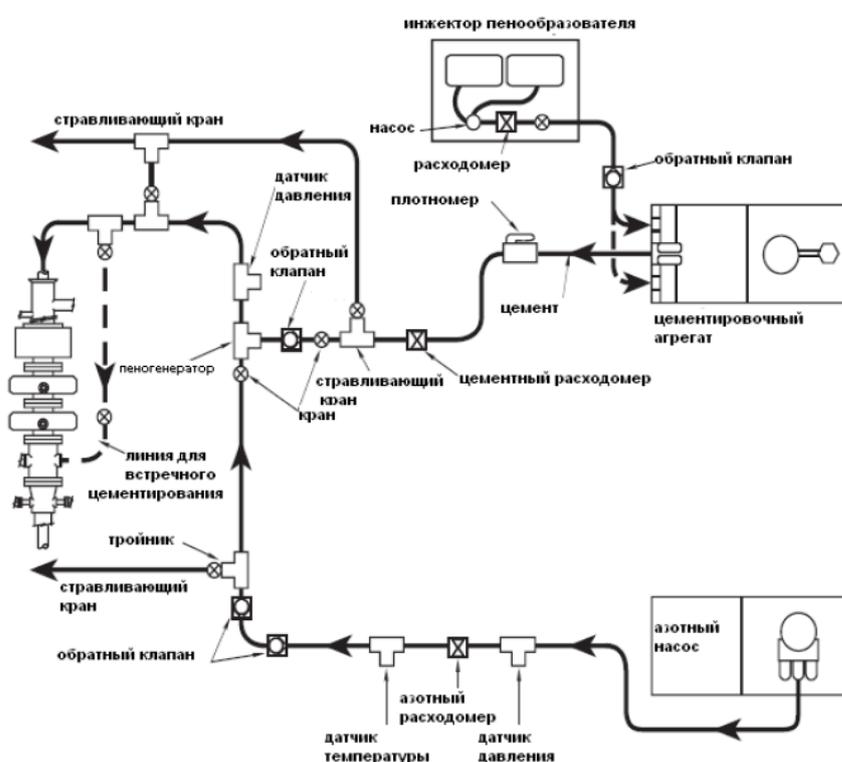


Рисунок 25 – типовая схема обвязки оборудования для приготовления и закачки пеноцементных тампонажных растворов

Азотная и цементная линия должны быть оборудованы высокоточными расходомерами, т.к. соотношение расходов азота и базового цемента имеет определяющее значение для получения пеноцемента заданной плотности.

Существует три технологии аэрации базового цемента:

- постоянная степень аэрации;
- постоянная плотность;
- ступенчатая аэрация.

В первом случае расход азота и базового цемента постоянны, в связи с чем плотность пеноцемента увеличивается с глубиной. Во втором расход азота подбирается таким образом, чтобы с учетом его сжимаемости плотность пеноцемента была постоянной по всей глубине. В третьем, отношение азота и цемента меняются ступенчато, в каждой ступени расход азота остается постоянным, плотность пеноцемента остается в достаточно узком диапазоне значений по всей глубине.

В таблице 3.3 представлены свойства базового материала и пеноцемента на его основе.

Таблица 3.3 – Свойства базового материала и пеноцемента

Параметры	Базовый цемент	Пеноцемент
Плотность, г/см ³	1,92	1,37
Растекаемость, см	20	18
Ф _{100/300} , дел.	89,6/199,8	-
СНС _{10с/10м} , дПа	203,2/275,6	-
ПВ, мПа·с	165,3	-
ДНС, дПа	165,6	-
Водоотделение (0°), мл/250мл	0,1	0
Водоотделение (45°), мл/250мл	0,5	0
Стабильность, %	100	100
¹ Фильтрация, мл/30мин	18	-
² Время загустевания (70 Вс), ч	5,0	-
³ Прочность на сжатие, МПа	18,5	6,7
³ Прочность на изгиб, МПа	6,1	2,6

Глава 4. Опытные-промышленные результаты применения технологий повышения качества цементирования хвостовиков горизонтальных скважин

4.1. Результаты применения эластичных тампонажных растворов при цементировании хвостовика с вращением на объектах Заказчика

При креплении секции хвостовика \varnothing 114 мм на горизонтальной скважине №58806Г Приобского месторождения Заказчика использовалась готовая сухая смесь эластичного тампонажного раствора FlexiCem 190-150, разработанная компанией ООО «Новые технологии» специально под условия месторождения.

FlexiCem(FC) - это цементная система нормальной плотности, которая позволяет создавать цементный камень с модифицированными упруго-эластичными свойствами. Рецепт данной цементной системы представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Рецепт эластичного тампонажного раствора FlexiCem

Наименование	Назначение хим. реагента	Концентрация	Ед. изм.
Flexicem 190-150	Готовая эластичная цементная система	100	% BWOC*
DPC	Пластификатор	0,5	% BWOC*
Petro defoamer	Пеногаситель	0,1	% BWOC*

Примечание: BWOC - by weight of cement (от веса сухого цемента)

Данный тампонажный раствор обладает следующими характеристиками (согласно данным протоколов испытаний и по результатам определения упругих свойств цементного камня на установке ПИК-УИДК/М):

Характеристики цемента/раствора	Фактические значения	Рекомендуемые значения
Модуль Юнга, ГПа	3,13	3-11
Коэффициент Пуассона	0,26	0,2-0,4
Водоотделение при 45°, мл/250 мл за 2 часа	0	0
Прочность при сжатии, МПа	11,7	Не менее 3,5

Результаты механических испытаний цементного камня

Номер образца	Длина, см	Диаметр, см	Заказчик	Боковой обжим, МПа	Температура, °С	Скорость нагрузки, МПа/мин	Дата передачи образца
36029-21	6.12	3.00	Нефтесервис	41.0	90.0	10.0	26.11.2021
Результаты геомеханических исследований свойств образца							
Статическое исследование							
Границы интервала определения деформационных характеристик, Мпа				Модуль Юнга, ГПа	Коефф. Пуассона	Предел прочности, МПа	
Нижний	Верхний						
51.12	52.65			3.13	0.264	50.720	
Фото образца до исследований				Фото образца после исследований			
							

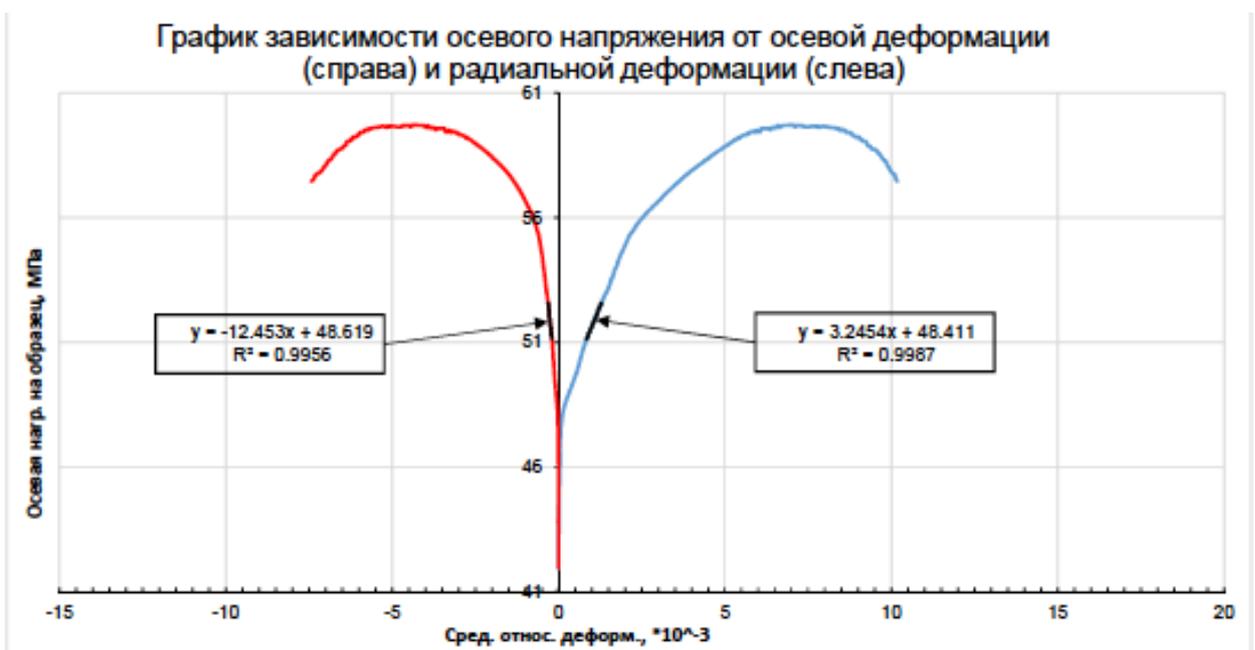


Рисунок 26 – Результаты определения деформационных и прочностных свойств при всестороннем сжатии образца цементного камня Flexicem

№ п/п	Лабораторный номер образца	Предел прочности, МПа	Фото образца	
			До эксперимента	После эксперимента
1	2	3	4	5
1	36031-21	4.26		

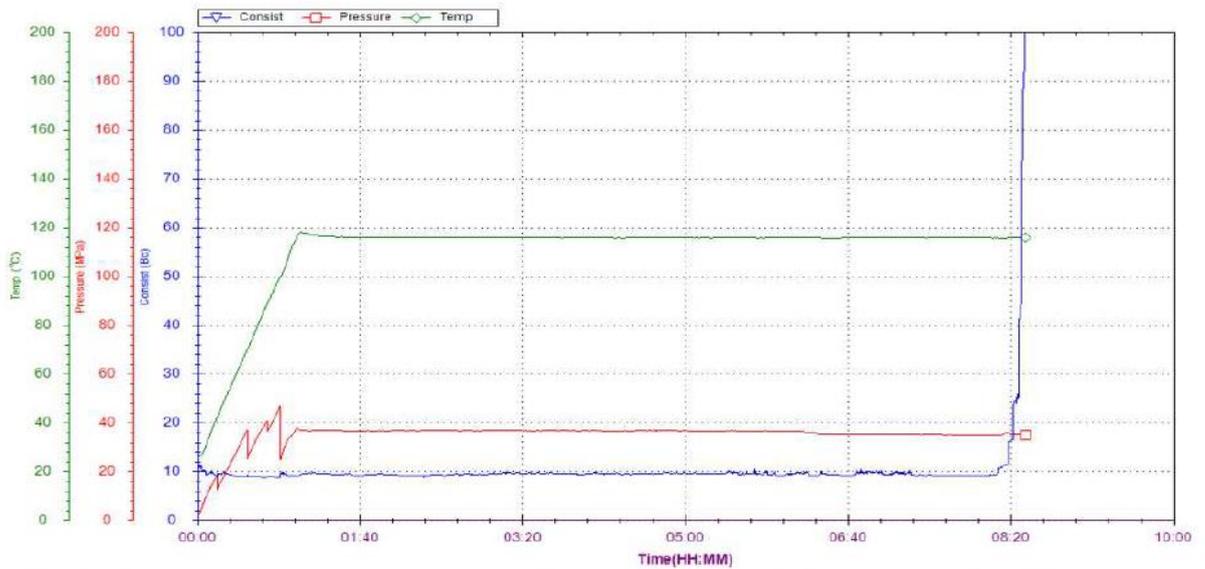
Рисунок 27 – Результаты определения предела прочности при растяжении образца цементного камня Flexicem

Таблица 4.3 – Прочие характеристики цементного раствора Flexicem

Удельный вес, г/см ³	1,85
Время загустевания ¹ :	
до 30 Вс, мин	190
до 70 Вс, мин	623
Водоотдача, мл/30 мин	22
Водоотделение, %	0
Набор ультразвуковой прочности до 0,35 МПа ² , мин	349
Набор ультразвуковой прочности до 3,5 МПа ² , мин	390
Ультразвуковая прочность через 24 часа ² , МПа	10,7
Ультразвуковая прочность через 48 часов ² , МПа	13,1
Прочность на сжатие, деструктивным методом через 72 часа выдержки ³ , МПа	34,1
Реологические параметры:	
пластическая вязкость, мПа*с	132
ДНС, Па	30,16

Примечание:

1. Измерение сроков загустевания производили при 107 С и 45МПа;
2. Набор ультразвуковой прочности производился при 113 С;
3. Измерение прочности на сжатие производили при 113 С и 45МПа.



Test Name	182			Sample Code	4	Test Date	2022.01.07	Consist Start	15.0 min
Start Temp	°C	Start Pressure	MPa	Start Consist	9.8 Bc	Warn Consist	100.0 Bc	Consist End	30.0 min
End Temp	°C	End Pressure	MPa	30Bc Time	08:24:40	Consist Time	08:28:59	Who Did	
40Bc Time	08:24:40	50Bc Time	08:26:55	60Bc Time	08:26:55	70Bc Time	08:27:00	Sign	

Рисунок 28 – График набора консистенции цементного раствора FlexiСem

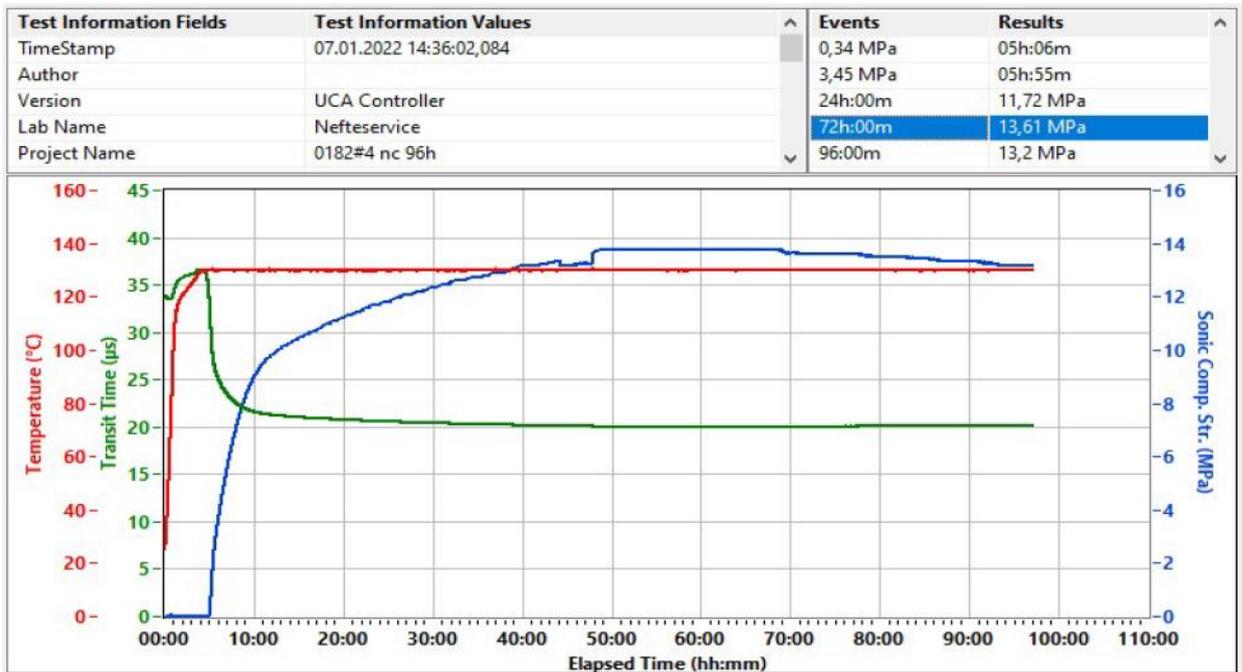


Рисунок 29 – График набора прочности цементного раствора FlexiСem

По результатам применения технологии вращения хвостовика при цементировании с использованием тампонажного раствора FlexiСem удалось увеличить процентное соотношение сплошного контакта цемента с колонной

до 55% и достигнуть хорошего качества цементирования по сравнению с удовлетворительным на других скважинах Заказчика

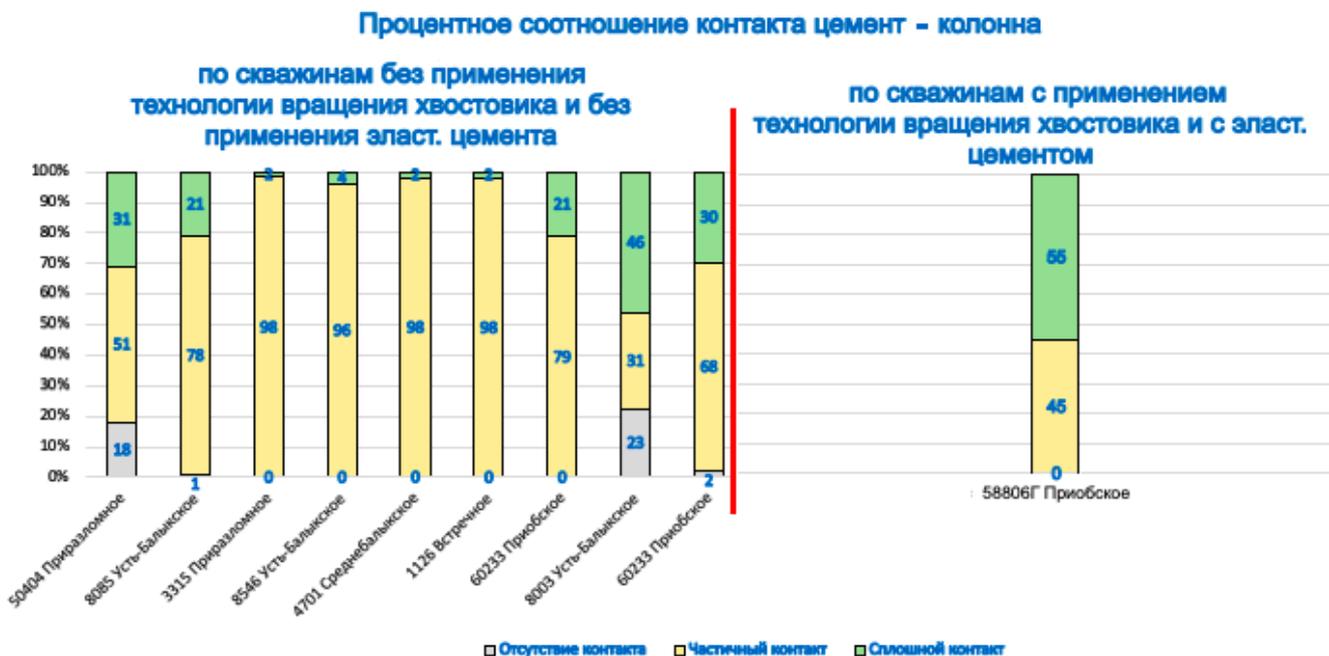


Рисунок 30 – Процентное соотношение контакта цемент-колонна по скважинам с применением технологии вращения хвостовика и эластичных рецептур тампонажного раствора и без применения данных технологий



Рисунок 31 – Сопоставление качества цементирования на скважинах с применением технологии вращения хвостовика и эластичных рецептур тампонажного раствора и без применения данных технологий (красным отмечена скважина с использованием эластичного тампонажного раствора)

Использование рецептур эластичного цемента на месторождениях заказчика позволило увеличить качество цементирования скважин и процентное соотношение сплошного контакта цемента. Данные рецептуры позволяют сохранить целостность заколонного пространства после проведении работ по ГРП и в дальнейшем при эксплуатации скважин благодаря наличию эластичных добавок, которые обладают демпфирующим эффектом и позволяют минимизировать ударные и циклические нагрузки на крепь скважины. Дополнительно наличие расширяющих добавок в рецептурах эластичных тампонажных растворах позволяют добиться максимальных показателей в качестве цементирования за счет дополнительного расширения цементного раствора при схватывании.

4.2. Оборудование и материалы, рекомендуемые для реализации цементирования хвостовика с вращением

Цементирование хвостовиков с вращением вносит дополнительные требования к цементировочным головкам, к обсадным трубам, центраторам и подвескам хвостовика.

4.2.1. Обсадные трубы

Для цементирования хвостовиков с вращением на объектах Заказчика рекомендуется использовать только премиальные резьбы, т.к. глубина скважин достигает 4000 м. Стандартные резьбовые соединения согласно ГОСТ 632-80 при данных условиях не обеспечат возможность вращения обсадной колонны.

Наиболее оптимальным вариантом премиальной резьбы для цементирования с вращением на объектах Заказчика – является резьбы ТМК UP PF производства компании ПАО «ТМК», соединение представлено на рисунке 32. Данное соединение обладает крючкообразным профилем резьбы, что повышает прочность на растяжение и устойчивость к изгибающим нагрузкам, предотвращает выход резьбы из зацепления, обеспечивает

устойчивость к задирам, уменьшает риск перехлеста витков резьбы. Данное соединение испытывается в соответствии со стандартом ISO 13679 уровень CAL IV. Операционный момент у данного соединения для обсадной трубы \varnothing 114 x 8,56 мм составляет 9,6 кН•м, запас крутящего момента по данному соединению составляет около 25%. Максимальный расчетный момент при моделировании составляет около 7 кН•м на подвеску хвостовика.



Рисунок 32 - Премиальное соединение TMK UP PF

4.2.2. Выбор оптимального типа центраторов и расчет центрации

Согласно технологическим решениям при креплении хвостовка \varnothing 114 мм рекомендуется использовать цельнометаллические центраторы и центраторы турбулизаторы, при этом количество не регламентируется.

Для расчета центрации хвостовика в горизонтальном участке используются формула (при условии, что центратор воспринимает всю нагрузку обсадной колонны и не деформируется):

$$\text{Центрация} = \frac{D_{\text{ц}} - D_{\text{ок}}}{D_{\text{ств}} - D_{\text{ок}}},$$

Где $D_{ц}$ – наружный диаметр лопастей центратора, мм;

$D_{ок}$ – наружный диаметр обсадной колонны, мм;

$D_{ств}$ – диаметр ствола скважины, мм.

Объемный коэффициент кавернозности в интервале спуска хвостовика составляет 1,3, т.е. при диаметре долота 155,6 мм, диаметр ствола будет составлять 177 мм. При данных горно-геологических условиях жесткий центратор с наружным диаметром будет 149 мм будет иметь центрацию 56%, полужесткий цельный центратор с наружным диаметром 156 мм будет иметь центрацию 67%.

Минимальная восстанавливающая сила рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{L \cdot P_{п.м.}}{n},$$

Где L – длина трубы, м (принимается среднюю длину трубы 11 м);

$P_{п.м.}$ – вес погонного метра трубы 114x8,6 мм (22,5 кг=221 Н);

n – количество центраторов, устанавливаемых на одну трубу.

$$F = \frac{11 \cdot 221}{2} = 1213 \text{ Н} = 1,2 \text{ кН}$$

Если устанавливать два центратора на трубу получается, что центратор должен обладать восстанавливающей силой не менее 1,2 кН. По результатам расчет получается, что установка одного центратора на трубу обеспечивает центрацию 67%.

Для обеспечения максимального показателя центрации хвостовика и улучшения замещения бурового раствора рекомендуется использовать два типа центраторов на одну трубу жесткий низкофрикционный центратор 114/149 и полужесткий цельный центратор 114/156. Использование данных двух типов центраторов позволит использовать технологию вращения хвостовика с вращением и обеспечить показатель центрации не менее 67%.

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основной целью данного раздела является расчет сметной стоимости строительства горизонтальной эксплуатационной скважины, глубиной 4799 м на месторождении Заказчика, расположенного в ХМАО. Расчет сметной стоимости включает расчет стоимости подготовительных и монтажно-демонтажных работ, бурения и крепления скважины, а также ее освоения. Помимо стоимости строительства скважины производится расчет эффективности применения эластичн.

5.1. Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Подготовительные работы являются первым этапом в цикле строительства скважины и включают в себя: строительство подъездных путей, линий электропередач, линий связи, трубопроводов, кустового основания, бурение скважины на воду и т.д. Стоимость подготовительных работ зависит от площади земельного участка, который необходим для строительства скважины. Данные о размере отводимого участка выбираются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин». На основании площади отводимого земельного участка под строительство скважины определяем стоимость подготовительных работ: валки и трелевки деревьев. Расценку для валки деревьев мягких пород с корнями, диаметром стволов до 16 см принимаем согласно ФЕР 01-02-099-01 [69], а для трелевки древесины – ФЕР 01-02-100-01 [70]. Количество деревьев определяем исходя из густоты леса и рассчитанной площади земельного участка. Коэффициент пересчета принимаем в соответствии с региональными индексами изменения сметной стоимости строительства. Результаты расчета представлены в разделе 5.6 в таблице 5.7.

5.2. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Следующим этапом в цикле строительства скважины являются строительно-монтажные работы, включающие в себя сборку буровой установки и привышечных сооружений. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49, РД 39-0148052-537-87 и ВСН 39-86 [71,72,73].

Исходя из того, к какому субъекту РФ относится месторождение, на котором будет производиться строительство скважины в соответствии с частью I разделом I СНиП IV-5-82 Сборник 49 (Приложения 1,2 разделы 1,2) определяем номер района для строительства скважины. Выбранная скважина относится к району 5Б. По части II разделу II вышеуказанного СНиП (Подразделы 1,2) определяем коэффициенты для расчета расценок на подготовительные (монтажные) работы при строительстве нефтяных и газовых скважин: 0,97 для прямых затрат и 0,94 – для основной заработной платы рабочих, также по данному разделу определяем коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками, т.е (к.р. и к.р.з.). Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 согласно выбранному району для строительства скважины и соответствующим расценкам на монтажные (демонтажные) работы. Результаты расчетов приведены в разделе 5.6 – Сводный сметный расчет в таблице 5.7.

5.3. Расчет продолжительности строительства скважины

Для расчета продолжительности строительства скважины необходимо произвести стандартный расчет конструкции скважины: количество обсадных колонн, диаметры долот и обсадных колонн, глубины спуска

обсадных колонн. Помимо этого, необходимо выбрать оборудование, с помощью которого будет осуществляться строительство скважины (буровая установка, оснастка талевой системы, производительность насосов) и способ бурения под каждую колонну (роторный, с помощью забойного двигателя, комбинированный).

По результатам произведенного расчета была выбрана одноколонная конструкция скважины и были получены следующие данные по обсадным колоннам:

- Направление: диаметр колонны – 323,9 мм, диаметр долота – 393,7 мм, глубина спуска – 30 м.
- Кондуктор: диаметр колонны – 244,5 мм, диаметр долота – 295,3 мм, глубина спуска – 905 м по вертикали (955 по стволу).
- Эксплуатационная колонна: диаметр колонны – 177,8 мм, диаметр долота – 220,7 мм, глубина спуска – 2777 м по вертикали (3262м по стволу).
- Хвостовик: диаметр колонны – 114,3 мм, диаметр долота – 155,6 мм, глубина спуска – 2791 м по вертикали (4799 м по стволу).

На основе выбора оборудования, а также по полученным, в результате расчета конструкции скважины, данным, составляем сводную таблицу с исходными данными для расчета временных затрат на строительство скважины (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Данные для расчета продолжительности строительства скважины

Наименование показателей	Величины показателей
Буровая установка (тип)	БУ4200/250ЭЧК-БМ
Проектная глубина, м	4799
Способ бурения: - под направление - под кондуктор, - под эксплуатационную колонну	- ВСП - ВСП+ВЗД - ВСП+ ВЗД

- под хвостовик	- ВСП+ВЗД+РУС
Конструкция скважины	
- направление	323,9 мм на глубину 30 м
- кондуктор	244,5 мм на глубину 955 м
- эксплуатационная колонна	177,8 мм на глубину 3262 м
- хвостовик	114,3 мм на глубину 4799 м
Бурильные трубы:	
диаметр, мм	127 (89)
длина свечи, м	24,5
Забойный двигатель (тип)	
- в интервале 0-30 м	не требуется
- в интервале 30-955 м	ВЗД 240
- в интервале 955-3262 м	ВЗД 172
- в интервале 3262-4799 м	ВЗД 120+РУС

Продолжительность строительства скважины формируется из совокупности производственных процессов:

- подготовительных работ к монтажу БУ;
- монтаж БУ на кустовой площадке;
- пуско-наладочные работы и подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление скважины;
- освоение скважины.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывается при составлении нормативной карты. Основными документами для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [74] и «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [75].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока –

153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток. Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 144 часов или 6 суток.

Для расчета нормативного времени на механическое бурение необходимо определить следующие параметры:

- нормативное количество долблений, оно рассчитывается как отношение количества метров в интервале бурения к нормативной проходке на долото, при этом результат необходимо округлить в большую сторону до целого числа.

- расчет временных затрат на наращивание. Для этого необходимо рассчитать количество труб для каждого интервала, поэтому необходимо определить длину неизменяемой части в процессе бурения (13,8 м для бурения под направление, 26 м для бурения под кондуктор и 25 м для бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик), а также длину разбуриваемого интервала. В неизменяемую часть входит КНБК. Норма времени для наращивания 1 трубы диаметром 127 мм составляет 0,2 часа.

- Время на СПО определяется как произведение количества свечей (две трубы) и нормативного времени на спуск/подъем одной свечи. Нормативное время на спуск одной свечи составляет 1,1 мин, а на подъем – 1,2 мин, так как оснастка талевого системы 5*6.

- нормативное время на прочие работы: время на смену долота, время на промывку скважины, время на подготовительно-заключительные работы, время на проверку превентора, время на опрессовку бурильных свечей, время на сборку-разборку УБТ. Помимо этого, необходимо определить затраты времени на ремонтные работы, на прием и сдачу вахты. В таблице 5.2 представлены результаты расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 5.2 – Нормативная продолжительность строительства скважины

Секция обсадной колонны	Интервал бурения, м		Время на бурение, сут	Время на крепление, сут	Время на прочие работы, сут	Время на ремонтные работы, сут	Время на прием и сдачу вахты, сут	Итого по скважине, сут
	от	до						
Направление	0	300	0,12	0,54	22,93	69,21	0,62	41,20
Кондуктор	300	900	1,27	1,22				
Эксплуатационная колонна	900	1859	2,71	2,22				
Хвостовик	1859	2361	1,64	2,20				

После определения продолжительности цикла строительства скважины производится расчет показателей скорости бурения (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Механическая, рейсовая и коммерческая скорость бурения

Параметр	Результат расчета
Механическая скорость, м/час	34,2
Рейсовая скорость, м/час	4,7
Коммерческая скорость, м/ст.мес.	3421

Следующим этапом является составление линейного календарного графика выполнения работ (таблица 5.4), на основе расчетной продолжительности строительства скважины.

Таблица 5.4 – Линейный календарный график проведения работ

Производимые работы	Продолжительность, сут	Период выполнения работ			
		1-ый месяц	2-ой месяц	3-ий месяц	4-ый месяц
Подготовительные работы	20				
СМР	45				
ПНР и ПЗР к бурению	6				
Бурение и крепление скважины	41,2				

5.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины

В стоимость бурения скважины включается стоимость следующих операций: непосредственно само бурение скважины, крепление, спуск и

подъем обсадных труб и ряд других операций. На данном этапе производится расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы. Результаты расчета стоимости бурения представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сметная стоимость бурения скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость за ед, руб.	Итого, руб.
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	451,44	9,62	4342,8528
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	224,05	12,83	2874,5615
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					
21141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	7,23	7,21	52,128
60337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м ³	маш.-ч	3,23	3,23	10,433
70149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	2,4	2,4	5,76
100203	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 500 м, грузоподъемность 12,5 т	маш.-ч	132,25	60,31	7975,998
110501	Глиномешалки, 4 м ³	маш.-ч	78,94	78,94	6231,524
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	10,85	10,81	117,289
МАТЕРИАЛЫ					
103-0592	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 89 мм, толщина стенки 7 мм	м	3,1	183,68	569,408
103-9211	Трубы бурильные утяжеленные	м	0,18	0	0
109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	3,32	0	0

Результаты расчета стоимости крепления скважины представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Сметная стоимость крепления скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость за ед., руб.	Итого, руб
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	14,49	9,62	139,394
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	3,49	14,3	49,907
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					
21141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	0,16	111,99	17,918
40202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250 - 400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	1,1	14	15,4
100203	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 500 м, грузоподъемность 12,5 т	маш.-ч	3,33	340	1132,2
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,23	87,17	20,049

Продолжение таблицы 5.6

МАТЕРИАЛЫ					
101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,797
101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0011	11524	12,676
103-9001	Трубы	м	0	0	0
109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0
109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0

5.5. Расчет стоимости освоения скважины

Процесс освоения скважины является неотъемлемой и важной процедурой в процессе строительства скважины, так как от качества выполнения освоения скважины зависит эффективность работы скважины. Сметная стоимость освоения скважины включает в себя стоимость выполнения операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Сметная стоимость освоения скважины представлена в разделе 5.6 – Сводный сметный расчет в таблице 4.7.

5.6. Сводный сметный расчет

Смета на строительство скважины является неотъемлемой частью проекта на сооружение скважины, она определяет предельную стоимость выполнения всех операций, которые в совокупности формируют процесс строительства и освоения скважины. При составлении сводного сметного расчета необходимо применить к стоимости выполнения операций следующие коэффициенты:

- 1,445 (газовая скважина) для перевода цен из 1984 г. в цены 1991 г.;
- 61,09 для перевода цен из 1991 г. в цены 2023 года.

Сводный сметный расчет строительства скважины, включающий подготовительные работы, строительство и разбор вышки, монтаж и демонтаж бурового оборудования, процесс бурения и крепления скважины, освоение скважины и ряд других работ и затрат представлен в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Сводный сметный расчет

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
ГЛАВА 1				
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка древесины)	162 383,12	15 456,58
		ИТОГО по главе 1:	162 383,12	15 456,58
		ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (K1=1,445, K2=61,09) Kп=88,28:	14 335 181,83	1 364 506,88
ГЛАВА 2				
		Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2	2.1.	Строительство и монтаж	21 695,00	1 603,00
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1 690,00	459,00
		ИТОГО по главе 2:	23 385,00	2 062,00
		ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	2 064 427,80	182 033,36
ГЛАВА 3				
4	3.1.	Работы по строительству скважины	95 907 787,79	3 320 527,23
5	3.2.	Работы по креплению скважины	23 060 208,58	55 390,73
		ИТОГО по главе 3:	118 967 996,37	3 375 917,96
		ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	118 967 996,37	3 375 917,96
ГЛАВА 4				
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	7 363,99	1 557,77
		ИТОГО по главе 4:	7 363,99	1 557,77
		ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	650 093,04	137 519,94

Продолжение таблицы 5.7

ГЛАВА 5				
		Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время		
	пп.6.1., 6.2. (ВСН 39-86) приложение 2 зона к=1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		
7		Зимнее удорожание при СМР от суммы 1,6%×1,0*1,08	247 711,94	23 578,68
		ИТОГО по главе 5:	247 711,94	23 578,68
		ИТОГО по главам 1-5	136 265 410,98	5 083 556,82
ГЛАВА 6				
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	27 253 082,20	1 016 711,36
		ИТОГО по главам 1-6	163 518 493,18	6 100 268,19
ГЛАВА 7				
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	13 081 479,45	488 021,45
		ИТОГО по главам 1-7	176 599 972,63	6 588 289,64
ГЛАВА 8				
		Прочие работы и затраты		
10	Расчет-обоснование ООО "Геосервис"	Затраты на выплату премий, льготы и надбавки за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, полевое довольствие - 23,5%	41 500 993,57	1 548 248,07
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	179 427,13	5 270,16
		ИТОГО по главе 8	41 680 420,70	1 553 518,22
		ИТОГО по главам 1-8	218 280 393,34	8 141 807,86
ГЛАВА 9				
		Авторский надзор		
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	436 560,79	
ГЛАВА 10				
		Проектные и изыскательские работы		
		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		ИТОГО по главам 1-10	218 716 954,12	8 141 807,86

Продолжение таблицы 5.7				
ГЛАВА 11				
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	4 374 339,08	162 836,16
		Всего с учетом резерва	223 091 293,21	8 304 644,02
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	650 233,40	
		Прочие работы и затраты в текущих ценах		
14	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2 924 576,00	
15	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3 072 737,00	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5 997 313,00	
		ВСЕГО по сводному сметному расчету	229 738 839,61	8 304 644,02
		Кроме НДС 20%	45 947 767,92	
		Всего с НДС	275 686 607,53	8 304 644,02

Таким образом, по результатам произведенного расчета, сметная стоимость строительства эксплуатационной горизонтальной скважины скважины глубиной 4699 м составляет 229,7 млн руб, кроме того НДС 20% 45,9 млн. руб., итого 275,7 млн. руб.

5.7. Расчет экономического эффекта от использования эластичных тампонажных растворов

Потребное количество цементного раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{ц} = 0,785 \cdot (K_{\text{кав}} \cdot D_{\text{СКВ}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) \cdot L_{\text{ОК}},$$

Где $K_{\text{кав}}$ – коэффициент кавернозности ствола;

$D_{\text{СКВ}}$ – номинальный диаметр ствола (долота);

$D_{\text{ОК}}$ – диаметр обсадной колонны (хвостовика);

$L_{\text{ОК}}$ – цементируемый интервал обсадной колонны.

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot (1,05 \cdot 0,1556^2 - 0,114^2) = 11,8 \text{ м}^3.$$

С учетом 10% запаса принимаем 13 м³.

Стоимость цементного раствора определяется по формуле:

$$C = C_{1\text{м}^3} \cdot V_{\text{ц}},$$

Где $C_{1\text{м}^3}$ – стоимость приготовления 1 м³ цементного раствора.

$$C_{\text{эласт.цр}} = 190000 \cdot 13 = 2\,470 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{ст.цр}} = 25000 \cdot 13 = 325 \text{ тыс. руб.}$$

Потребное количество буферной жидкости рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{буф}} = Q_{\text{зак}} \cdot t_{\text{конт}}$$

Где $Q_{\text{зак}}$ – расход, с которым прокачивается буферная жидкость в открытом стволе;

$t_{\text{конт}}$ – необходимое время контакта буферной жидкости с открытым стволом;

$$V_{\text{буф}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ м}^3$$

При работе со стандартным цементным раствором согласно проектной документации используется буферная структурированная жидкость, при использовании эластичного цемента используется 2 типа буферных жидкостей – это химический и вязко-упругий буфер.

Определяем стоимость буферных жидкостей по формуле:

$$C = C_{1\text{м}^3} \cdot V_{\text{буф}},$$

$$C_{\text{ст.буф}} = 15000 \cdot 6 = 90 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{эласт.буф}} = 20000 \cdot 12 + 8000 \cdot 6 = 288 \text{ тыс. руб.}$$

При работе со стандартным цементным раствором и с эластичным цементом используется оснастка и оборудование одинаковой стоимости и общая стоимость составляет 8 000 тыс. руб.

Вид расхода	Эластичная рецептура	Стандартный цемент
Стоимость цементного раствора, тыс. руб.	2 470	325
Стоимость буферных жидкостей, тыс. руб.	288	90
Стоимость оснастки, тыс. руб.	8 000	8 000
Общая стоимость, тыс. руб.	10 758	8 415

Удорожание за счет использования эластичного цементного раствора составляет 2 343 тыс. руб.

Данное удорожание не является критичным для строительства скважины, т.к. использование эластичного цемента позволяет снизить вероятность проведения ремонтно-изоляционных работ.

Примем, что при использовании МГРП со стандартным раствором РИР приходится выполнять каждые 5 лет, а с эластичным цементным раствором – каждые 15 лет. При проведении РИР потребуется станок ТКРС с оборудованием, цементировочный агрегат и емкости для установки цементных мостов. Время на проведение операции 4 суток, с учетом времени на монтаж и демонтаж оборудования.

Примем средние значения суточных ставок за оборудование на проведение РИР:

- Станок ТКРС и оборудование бригады – 6 тыс. руб./ч – 144 тыс. руб./сутки;
- Заработная плата бригаде ТКРС – 25 тыс. руб./сутки;
- Цементировочное оборудование – 3 тыс. руб./ч – 72 тыс.руб./сутки.

Стоимость аренды оборудования и персонала на период работ составляет 964 тыс. руб.

Стоимость использования материалов:

Цементные мосты 5 м³ при стоимости 25 тыс. руб. за 1 м³ составляет 125 тыс. руб. Герметизирующие жидкости для герметизации заколонных перетоков – 100 тыс. руб. Итого стоимость материалов составляет 225 тыс. руб.

Итого стоимость одной операция РИР составляет 1 189 тыс. руб. При проведении двух таких операций использование эластичного цемента полностью оправдывает свою стоимость.

Глава 6. Социальная ответственность

6.1. Введение

Настоящая магистерская диссертация посвящена исследованию тампонажных растворов, используемых при цементировании горизонтальных скважин. В связи с этим в данном разделе магистерской диссертации произведен анализ возможных опасных и вредных факторов при работе с цеменами и добавками, используемые для приготовления тампонажного раствора в лабораторных условиях.

В качестве персонала рассматривается лаборант, рабочим местом которого является мобильная лаборатория по приготовлению и исследованию параметров тампонажным раствором (далее – лаборатория).

В обязанности лаборанта входит выполнение лабораторных испытаний и измерений при проведении исследований. Согласно принятым инструкциям лаборант производит проверку, подготовку и регулировку необходимых для проведения экспериментов приборов. При этом он принимает непосредственное участие в проведении экспериментов: проводит наблюдения, снимает показания, осуществляет все описанные в методике вспомогательные операции, ведет рабочий журнал. В соответствии с рекомендациями научного руководителя лаборант обрабатывает и систематизирует результаты измерений на заключительном этапе.

Основной целью данного раздела является описание мероприятий по обеспечению безопасности человека в процессе ведения производственной деятельности с сохранением его нормальной работоспособности и производительности, а также составление рекомендаций, выполнение которых необходимо для соблюдения требований по охране окружающей среды.

6.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.2.1. Правовые нормы трудового законодательства

На должность лаборанта назначается лицо, имеющее высшее или среднее профессиональное образование без стажа работы. Лаборант должен знать:

- справочные и нормативные материалы по тематике выполняемой работы;
- методы и средства выполнения технических расчётов, вычислительных и графических работ;
- лабораторное оборудование, контрольно-измерительную аппаратуру и правила его эксплуатации;
- правила и нормы охраны труда, техники безопасности, основы трудового законодательства Российской Федерации, производственной санитарии и противопожарной защиты.

При работе с химическими веществами работающие должны руководствоваться правилами Инструкции «По охране труда для работающих с химическими веществами (далее – Инструкция), инструкции по пожарной безопасности и рабочей инструкции по выполняемой деятельности.

Порядок приема на работу, нормы выдачи средств индивидуальной защиты, а также общие требования, предъявляемые к соискателям на должность лаборанта, в число которых входят: уровень профессионального образования, стаж работы по специальности, требуемый объем знаний и умений по профессии, приведены в Инструкции.

При приеме на работу работником обязательно должен быть пройден вводный инструктаж. Для получения допуска к самостоятельной работе работник должен освоить:

- проверку знаний инструкции по охране труда;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- действующую инструкцию по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями;
- инструктаж по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ

Режим работы лаборанта устанавливается согласно трудовому кодексу Российской Федерации [26]: с понедельника по пятницу с 9:00 до 18:00 (обеденный перерыв с 13:00 до 14:00) – составляет 40 часов в неделю.

Согласно отраслевым нормам лаборанту (лаборанту-технику, лаборантуколлектору, лаборанту химического анализа) бесплатно должны выдаваться следующие средства индивидуальной защиты:

- халат для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий (1 шт.);
- фартук из полимерных материалов с нагрудником (дежурный);
- перчатки с полимерным или с точечным покрытием, перчатки резиновые или из полимерных материалов (по 12 пар; до износа);
- очки защитные (до износа);
- средство индивидуальной защиты органов дыхания: фильтрующее или изолирующее (до износа).

Условия труда в лаборатории являются допустимыми (2 класс), при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, при этом уровни воздействия не превышают уровни, установленные гигиеническими нормативами условий труда, а измененное функциональное состояние организма восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены) [26].

Согласно статьям 92, 117, 147 и 219 трудового кодекса РФ при допустимых условиях труда (2 класс) повышения оплаты труда по сравнению

с нормальными условиями труда не производится, дополнительный отпуск «за вредность» не предоставляется, сокращения рабочего времени не производится. Льготное пенсионное обеспечение не предоставляется [28].

Уровни физических и химических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

В лаборатории должно быть энергоснабжение, подводка холодной и горячей воды. Все электрооборудование должно быть заземлено. Разводка коммуникаций к переносным приборам и нестационарному оборудованию должна проводиться открыто при помощи гибких проводов и шлангов, укрепленных на металлических трубопроводах зажимами. Электроосвещение помещения и вытяжных шкафов должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении. Выключатели устанавливаются вне вытяжных шкафов.

Помещение лаборатории должно быть оборудовано системами локального удаления воздуха из вытяжных шкафов или отдельных приборов и оборудования помимо общей приточно-вытяжной вентиляции. Рабочие столы и вытяжные шкафы для работы с химически активными веществами (кислотами, щелочами и др.) должны быть покрыты материалами, стойкими к агрессивной химической среде, и иметь бортики, предотвращающие стекание жидкости на пол. Вытяжные шкафы, в которых происходит выделением вредных и горючих паров и газов при проведении работ, должны быть оборудованы верхними и нижними отсосами воздуха. Для обеспечения тяги дверцы вытяжных шкафов следует держать закрытыми с небольшим зазором внизу во время работ.

Входящие в конструкцию производственного оборудования специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения,

экраны, вентиляторы и др.), обеспечивающие устранение или снижение уровней опасных и вредных производственных факторов до допустимых значений, не должны затруднять выполнение трудовых действий [31].

В лабораторном помещении должны быть в наличии: аптечка с необходимым набором средств для оказания первой помощи при несчастном случае; первичные средства пожаротушения (огнетушители углекислотные и пенные, сухой песок); индивидуальные, а также коллективные средства защиты от воздействия применяемых химических веществ (халаты, респираторы, спецобувь, защитные очки, защитные перчатки) [31].

6.2.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Зона расположения мобильной лаборатории находится на территории буровой площадки, и рабочая зона лаборатории составляет 6 x 4 м. Компоновка мобильной лаборатории представлена на рисунке 33.

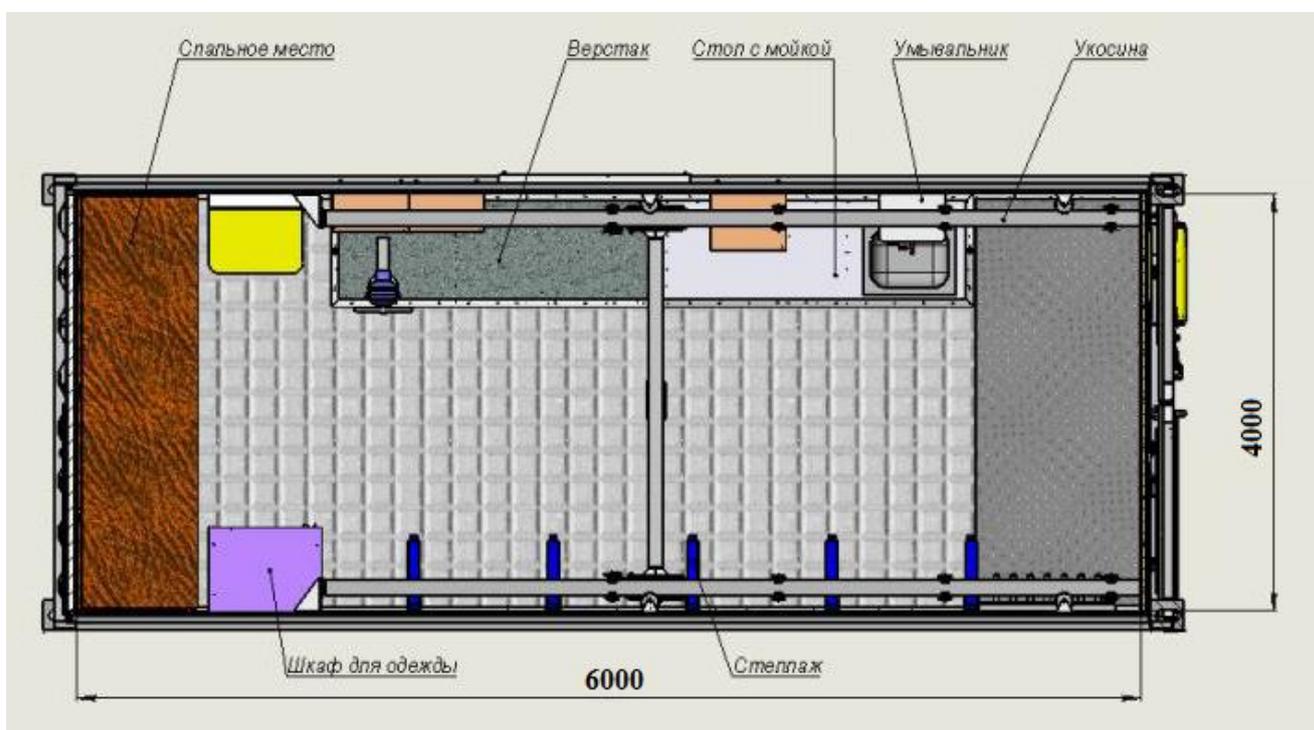


Рисунок 33 - Компоновка мобильной лаборатории

6.3. Производственная безопасность

6.3.1. Анализ опасных и вредных факторов:

Недостаточная освещенность рабочей зоны оказывает воздействие на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, также оказывается влияние на психику человека, его эмоциональное состояние. В результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных световых сигналов происходит усталость центральной нервной системы. Люди могут ощущать усталость глаз и переутомление, работая при освещении низкого уровня, что приводит к снижению работоспособности.

В рамках данного раздела магистерской диссертации был выполнен расчет системы искусственного освещения, в ходе которого был выбран светильник ПВЛ (2x40), в рассчитываемом помещении необходимо разместить 2 ряда светильников по 3 шт. в ряду, также был выбран тип лампы – лампа ЛД 40 Вт 2300 лм, электрическая мощность осветительной системы составляет 480 Вт. Полный расчет представлен в Разделе 5.3.3.

Недостаток освещения может быть вызван неправильной расстановкой мебели или оборудования, что приводит к появлению тени. Также это может быть обусловлено неправильным расположением осветительных приборов или их недостаточным количеством. Нормативы искусственного, естественного и смешанного типов освещений согласно СП 52.13330 [36] представлены в таблице 5.1 в разделе 5.3.3. Оптимальные и допустимые нормативные значения показателей микроклимата согласно СанПин 1.2.3685 – 21 [37] приведены в таблицах 5.2 и 5.3 раздела 5.3.3.

Отклонение показателей микроклимата в условиях лабораторного помещения может возникать при работе электронагревательных приборов, таких как сушильная печь, масляные и водяные бани (которые также могут провоцировать изменение относительной влажности в помещении), колбонагреватели и электрические печи. Работа этих приборов приводит к

повышению температуры воздуха в помещении и снижению влажности. В результате работник может ощущать чувство сухости кожи, обезвоживание, пересыхание слизистых, что приводит к сниженной работоспособности. Также эти приборы представляют опасность для лаборантов за счет наличия неизолированных нагревательных поверхностей, контакт с которыми при несоблюдении требований безопасности может привести к ожогу.

В качестве категории работ выбрана категория Ib, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат от 121 до 150 ккал/ч (от 140 до 174 Вт), сопровождаемые незначительными физическими напряжениями и производимые в положениях сидя, стоя, либо связаны с ходьбой.

Оптимальные микроклиматические условия установлены согласно критериям оптимального функционального и теплового состояния человека. Оптимальные микроклиматические условия поддерживают ощущение теплового комфорта в период рабочей смены (8 часов) с обеспечением минимальной работы механизмов терморегуляции. Оптимальные условия предпочтительны для всех рабочих мест, так как не приводят к проявлению отклонений в состоянии здоровья, а также позволяют поддерживать требуемый уровень работоспособности.

Критерии допустимого теплового и функционального состояния человека определяют допустимые микроклиматические условия на период рабочей смены (8 часов). Допустимые микроклиматические условия не вызывают существенных негативных изменений в состоянии здоровья работника, однако, они могут стать причиной возникновения у работающего человека ощущений выхода за пределы оптимального теплового режима. Также в данном случае возможно ухудшение общего самочувствия, дополнительные затраты энергии на терморегуляцию организма работающего и, как следствие этого, снижение его производительности и работоспособности.

Поскольку в лаборатории подавляющая часть оборудования приводится в работу с использованием электрического тока, то возникает

вероятность удара электрическим током в случае повреждения изоляции токоведущих частей или частей оборудования, а также в случае отсутствия заземления. Электрический ток в теле человека может оказывать электролитическое, термическое и биологическое действие. Электролитическое воздействие проявляется через разложение крови на фракции. Термическое воздействие выражается в ожогах, нагреве и повреждении сосудов. Биологическое воздействие проявляется через спазмы, нервные судороги, а также раздражение тканей.

Согласно классификации помещений по степени опасности поражения электрическим током [29], лаборатория испытания тампонажных растворов относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствуют условия, которые бы создавали повышенную или особую опасность: полы с керамическим нетокопроводящим покрытием, влажность воздуха не превышает 75%, напряжение в сети менее 380 В переменного и 440 В постоянного тока.

Исследования, связанные с тампонажными растворами, так или иначе связаны с возможным контактом лаборанта с химическими реагентами, многие из которых могут представлять опасность для здоровья. По степени воздействия на организм человека все вредные вещества подразделяются согласно ГОСТ 12.1.007-76 [33] на четыре класса: – чрезвычайно опасные (1 класс); – высокоопасные (2 класс); – умеренно опасные (3 класс); – малоопасные (4 класс). Преобладающая часть используемых при исследовании веществ относится к 4 классу опасности (полиакриламид, органобентонит, хлорид кальция, хлорид натрия) и только гидроксид натрия к 2 классу. По характеру физиологического воздействия они проявляют раздражающее действие, т.е. действуют на поверхность тканей дыхательного тракта, слизистых оболочек, кожу, глаза, что определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ).

6.3.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал

Для достижения оптимальных значений естественного и искусственного освещений по СП 52.13330.2016 [36], необходимо проводить инженерные расчеты по определению количества дополнительно устанавливаемых источников света. Также необходимо учитывать направление выхода световых проемов в стенах (окна расположены на одной стороне, географию региона. В случаях, когда конструкция мебели создает тень на рабочей поверхности, например, из-за верхних полок, необходим дополнительное оборудование этих рабочих зон осветительными приборами.

Исследования в лаборатории предполагают работу с кислотами и щелочами, пары которых могут привести к отравлению работников лаборатории. Также высока вероятность выделения газов в результате химических реакций химикатов, которые через дыхательные пути могут попасть в организм человека и нанести ему вред. В качестве коллективных средств защиты выступает шкаф с принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, устройство которого позволяет добиться соблюдения нормативных предельно допустимых концентраций (ПДК) паров кислот в рабочей зоне согласно СанПиН 1.2.3685- 21[37]. Для предотвращения получения химических ожогов и раздражения кожных покровов согласно ГОСТ 12.4.011-89 [39] всех работников лаборатории при проведении экспериментов необходимо обеспечить такими средствами индивидуальной защиты, как халат, резиновые перчатки, защитные очки, респираторы.

Для исключения поражения электрическим током согласно ГОСТ 12.1.019-2017 [35] в качестве коллективных средств защиты необходимо применить усиленную изоляцию токоведущих частей электрооборудования. Также по всей лаборатории обязательно к применению защитное заземление всех электроустановок. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в

результате повреждения изоляции, необходимо применять диэлектрические перчатки. Это вызвано тем, что все электрооборудование в лаборатории является настольным и касание электроустановок возможно только руками, проводов на полу в зоне перемещения лаборанта нет.

Для соблюдения поддержания показателей микроклимата на оптимальном уровне необходимо использовать систему кондиционирования, увлажнитель воздуха.

6.3.3. Расчет системы искусственного освещения

Выбор светильника. Лаборатория является пожароопасным помещением с средним выделением пыли, поэтому следует использовать светильник ПВЛ (2x40 Вт), т.к. он является пылевлагозащищенным и пригодным для пожароопасных помещений.

Расчёт числа светильников. В соответствии с СП 52.13330.2016 [36], а именно с нормативными показателями освещения основных помещений общественных, жилых и вспомогательных зданий, помещений и сооружений объектов общепромышленного назначения, для лабораторных помещений требуется создать освещенность $E_n=300$ лк при комбинированном типе освещения (табл. 5.1). Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами:

H – высота помещения, м;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), м;

$h_{\Pi} = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса, м;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом, м;

$h = h_{\Pi} - h_{рп}$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м.

Для создания благоприятных зрительных условий на рабочем месте, для борьбы со слепящим действием источников света введены требования по ограничению наименьшей высоты светильников над полом: для светильников ПВЛ наименьшая допустимая высота подвеса над полом – 3 м.

По формулам, приведенным выше, определяем высоту светильников над полом и над рабочей поверхностью: $h_{\text{п}} = 3,5$ м, $h = 2$ м.

Следующим этапом определяется расстояние между соседними светильниками или рядами по формуле:

$$L = \lambda \cdot h \quad (5.1)$$

где: L – расстояние между соседними светильниками;

λ – интегральный критерий оптимального расположения светильников;

h – расчетная высота светильника над рабочей зоной.

$$L = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ (м)}$$

Определяем расстояние от крайних светильников или рядов до стены (1), учитывая, что оптимальное расстояние рекомендуется принимать равным $L/3$, таким образом:

$$l = \frac{2,2}{3} = 0,73 \text{ (м)}$$

Определяем количество рядов светильников, а также количество светильников по формулам:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2L}{3})}{L} + 1, \quad (5.2)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2L}{3})}{l_{\text{св}} + 0,5}, \quad (5.3)$$

где: $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м;

$n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду;

A – длина помещения, м;

$l_{\text{св}}$ – длина светильника, м.

Учитывая размер помещения, а также расчетные значения расстояния между соседними светильниками и минимальным расстоянием от крайних светильников до стены, принимается решение разместить по три светильника в два ряда, при этом уменьшив расстояние между двумя светильниками с 0,5

м до 0,27 м для увеличения количества ламп, следовательно число ламп равно 12. Схема размещения светильников представлена на рисунке 34.

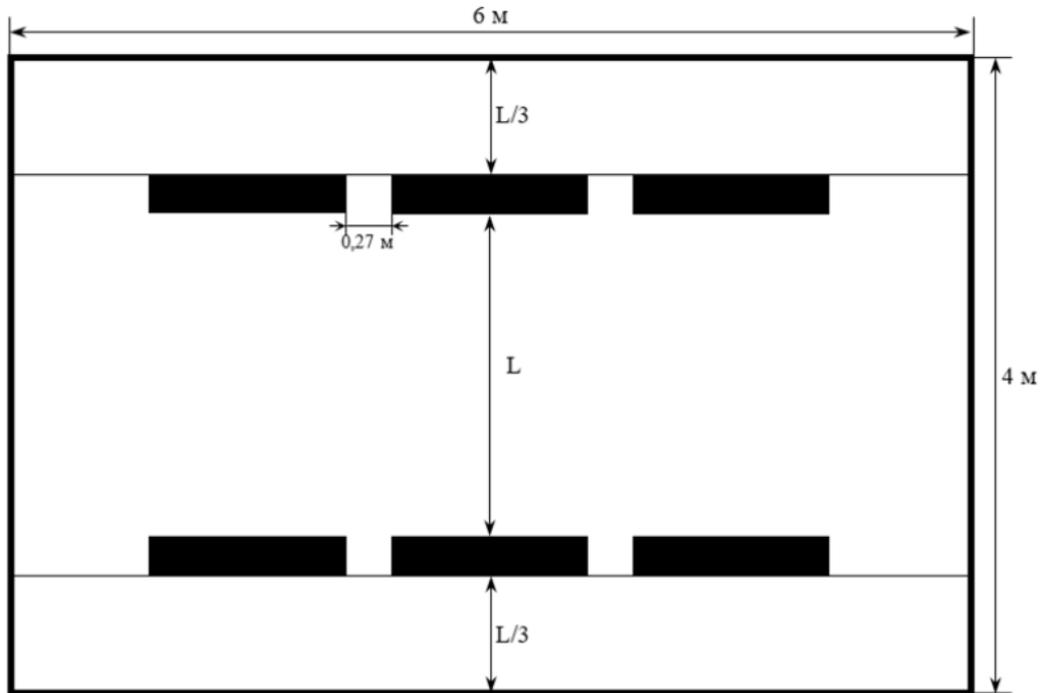


Рисунок 34 – Схема размещения светильников

Расчёт коэффициента использования светового потока и потребляемого светового потока.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{л} \cdot \eta}, \quad (5.4)$$

где: $E_n = 200$ лк – нормируемая освещенность, установили исходя из заданных данных по СНиП 23.05.95;

S – площадь помещения, m^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий запыление светильников и износ источника света в процессе эксплуатации;

Z – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

$N_{л}$ – количество светильников, лм;

η – коэффициент использования светового потока.

Чтобы найти коэффициент использования светового потока требуется найти индекс помещения (i) по формуле:

$$i = \frac{S}{h} (A + B) \quad (5.5)$$

Согласно полученному значению индекса помещения (1,2), а также учитывая значение коэффициентов отражения потолка и стен, коэффициент использования светового потока составляет 52%.

Расчитав по формуле 5.4 световой поток лампы (2285 лм), подбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД мощностью 40 Вт, световой поток 2300 лм. Выполняем проверку:

$$\begin{aligned} -10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% \\ -10\% \leq 0,7\% \leq +20\% \end{aligned}$$

Таким образом, необходимый поток лампы находится в пределах допустимого диапазона. Далее определяем электрическую мощность осветительной системы по формуле:

$$P = p \cdot N = 12 \cdot 40 = 480 \text{ Вт}$$

По результатам проведенного расчета был выбран светильник ПВЛ (2x40); в рассчитываемом помещении необходимо разместить 2 ряда светильников по 3 шт. в ряду, согласно схеме, представленной на рисунке 34; также был выбран тип лампы – лампа ЛД 40 Вт 2300 лм; электрическая мощность осветительной системы составляет 480 Вт.

Таблица 5.1 – Нормы освещения для аналитической лаборатории

Помещение, рабочие места	Плоскость нормирования освещенности и КЕО, высота плоскости и над полом, м	Разряд и подразряд зрительной работы	Искусственное освещение							Естественное освещение		Совмещенное освещение	
			Средняя освещенность рабочих поверхностей, лк		Равномерность распределения освещенности U_0 , не менее	Объединенный показатель дискомфорта RUG, не более	Коэффициент пульсации освещенности, K_p , %, не более	Цилиндрическая освещенность, E_{cl} лк	Индекс цветопередачи источников света R_a	КЕО e_n , %		КЕО e_n , %	
			при комбинированном освещении	при общем освещении						при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
Аудитории, учебные кабинеты, лекционные залы, лаборатории и профессиональных образовательных организаций и образовательных организаций высшего образования	Г-0,8 (горизонтальная)	А-2	750/300	500	0,6	19	10	–	90	3,5	1,2	2,1	0,7

Таблица 5.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата в лаборатории

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура Поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый		22-24	21-25		

Таблица 5.3 – Допустимые величины показателей микроклимата в лаборатории

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин			Для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	Для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый		20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0			

6.4. Экологическая безопасность

6.4.1. Защита атмосферы

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу, поступающими от организованных и неорганизованных источников выбросов, расположенных в границах буровой площадки в процессе строительства скважины. Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при производстве работ является цементировочная техника и химические реагенты.

Технологические мероприятия по снижению негативного воздействия:

- размещение стационарных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на буровой площадке с учетом господствующего направления ветра в районе работ для обеспечения санитарных норм на территории вахтового городка;
- осуществление работы оборудования в соответствии с регламентом технологических операций;
- использование только исправной техники, прошедшей контроль токсичности отработанных газов на базе подрядной организации;
- ремонт и обслуживание строительной и специализированной техники за пределами буровой площадки на базе подрядной организации или в специализированных предприятиях;
- использование для тампонажных растворов хим. реагентов и материалов, обеспеченных Паспортами безопасности химической продукции;
- доставка сыпучих химреагентов и материалов на буровую площадку в герметичной таре.

6.4.2. Защита гидросферы

Воздействие на поверхностные и подземные воды при реализации проекта обусловлено условиями водопользования (водопотреблением и водоотведением). Наибольшую опасность для ближайших к проектной скважине водных объектов может представлять аварийная ситуация с неуправляемым фонтанированием скважины пластовым флюидом. Установка на устье скважины противовыбросового оборудования и отвод пластового флюида по линиям дросселирования в емкости ПВО, устанавливаемые в котловане, исключает попадание пластового флюида на территорию буровой площадки и дальнейшее растекание за ее пределы. Воздействие при реализации строительства скважины на подземные воды связано с изъятием на технические нужды воды из водозаборной скважины, а также возможным их загрязнением.

Возможными источниками загрязнения подземных (грунтовых) вод являются:

- пластовые флюиды в случае заколонных перетоков;
- буровые и тампонажные растворы, используемые для промывки и крепления скважины;
- скважина технического водоснабжения;
- места утечек и проливов буровых и тампонажных растворов, производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод;
- места временного накопления отходов (в первую очередь, отходов бурения).

Для предотвращения загрязнения водных объектов в процессе строительства скважины предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение основного и вспомогательного оборудования, а также обеспечивающих строительство скважины объектов на обвалованной буровой площадке. Обвалование исключает растекание загрязненных стоков

с территории буровой площадки в случае возникновения аварийных ситуаций;

- исключение использования местных поверхностных водных объектов для водоснабжения и сброса в них сточных вод;

- исключение сброса загрязненных сточных вод на прилегающую к буровой площадке территорию;

- использование для накопления отходов бурения герметичных металлических емкостей и контейнеров;

- хранение порошкообразных и жидких химреагентов и материалов на специальной площадке (выстилается полетами), оснащенной укрытием от атмосферных осадков;

6.4.3. Защита литосферы

В период строительства скважины грунты в пределах буровой площадки могут подвергаться химическому воздействию вследствие проливов и утечек с технологических площадок цементных растворов, загрязненных сточных вод и горюче-смазочных материалов. Однако, размещение бурового и вспомогательного оборудования на гидроизолированных площадках (плиты многократного использования и/или гидроизоляционное покрытие (бетон, полиэтиленовая пленка (ГОСТ 10354-82) или ткань полипропиленовая (ТУ 2282-006-21701787-2009)) в местах возможных утечек и проливов на территории буровой площадки позволяет максимально снизить риск загрязнения почвогрунтов цементными растворами, загрязненными сточными водами и ГСМ.

Для сбора и аккумуляции загрязненных сточных, а также дождевых вод внутри гидроизолированных площадок предусмотрены бетонные приемки и емкости для сбора стоков.

Сбор стоков с приустьевой площадки скважины предусмотрен в приустьевые приемки с последующей перекачкой стоков в емкость для сбора БСВ.

6.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе приготовления или тестирования тампонажных растворов возникновение ЧС маловероятно. К возможным ЧС в лаборатории можно отнести пожар. Данная ситуация может возникнуть в случае короткого замыкания электропроводки либо при неисправности электроприборов. Также возникновение пожара возможно при неправильной эксплуатации вальцовой или сушильной печей. Стандарты и требования по пожарной безопасности установлены ГОСТ 12.1.004-91 [41]. Пожароопасная ситуация может возникнуть при работе с определенными типами химических веществ, склонными к возгоранию; такие вещества могут являться продуктами химических реакций других веществ, не отличающихся подобными пожароопасными свойствами.

Согласно СП 12.13130.2009 [42] исследовательскую лабораторию можно отнести к категории помещения В «пожароопасные», так как в ней находятся твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (деревянная мебель, бумага и прочее). Для предупреждения проявления вышеописанной чрезвычайной ситуации необходимо проведение организационных, технических, эксплуатационных и режимных мероприятий по пожарной профилактике. К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год. Необходимо знать план эвакуации на случай ЧС.

Возможность возникновения пожара в лаборатории связана с применением электрических приборов, неисправностями электропроводки помещения, а также с проведением химических реакций с веществами, склонными к возгоранию; также пожаро- и взрывоопасные вещества могут образовываться в результате таких реакций. Работы, связанные с выделением таких веществ, должны производиться только в исправных вытяжных шкафах, а рабочие места должны очищаться от горючих отходов исследований.

Правила работы с электрическими приборами в помещении должны быть вывешены на видном месте. Перед включением электроприборов сеть необходимо тщательно осмотреть электрошнур: проверить исправность изоляции, устранить резкие перегибы, перекручивания. Работать следует исключительно на исправных электроприборах и оборудовании.

Электрические приборы запрещается включать без необходимости. Электронагревательные приборы можно устанавливать только на теплоизоляционный слой. Перед включением печей следует убедиться в том, что внутри нет посторонних предметов.

Запрещается оставлять без присмотра действующее оборудование, аппаратуру, поточные линии, газовые и спиртовые горелки, включенные электронагревательные приборы.

Если в процессе работы в лаборатории произошло возгорание проводов или электроприборов, их следует немедленно отключить от сети, а затем погасить огонь, применив огнетушитель углекислотного типа, либо используя покрывала из негорючих материалов, которые способны обеспечить надежное прекращение доступа кислорода к источнику возгорания.

Технические мероприятия предполагают монтирование и эксплуатацию электроустановок в соответствии с правилами устройства электроустановок. Обязательным является наличие противопожарной сигнализации, которая при срабатывании осуществит оперативное оповещение людей о необходимости эвакуации. Лаборатория должна быть оборудована такими противопожарными средствами, как огнетушители. Углекислотные огнетушители (типа ОУ-2) применяются при тушении возгораний различных веществ, кроме тех, горение которых происходит без доступа кислорода, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В. Порошковые огнетушители (типа ОП10) применяются при тушении нефтепродуктов и электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В.

Эксплуатационные мероприятия заключаются в том, что при обнаружении дефектов в изоляции приборов, неисправности пускателей, вилок, розеток, а также заземления следует оперативно уведомить об этом ответственное лицо за противопожарное состояние лаборатории. Все неисправности, касающиеся электрооборудования, должны устраняться исключительно специалистом-энергетиком. Запрещается ремонтировать и переносить включенное электрооборудование, находящееся под напряжением. К режимным мероприятиям относятся запрет курения в лаборатории.

6.6. Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; выявлены вредные и опасные факторы, которые оказывают отрицательное влияние, а также значительно уменьшают производительность труда; обоснованы мероприятия по снижению данного воздействия; рассмотрена экологическая безопасность, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Соблюдение мер по социальной ответственности позволит значительно модернизировать производство в сфере строительства скважин путем улучшения условий труда. При разработке данных мер, крайне важно учитывать не только отечественные разработки и результаты, но и международный опыт, что позволит осуществить совершенствование нормативной правовой базы Российской Федерации в соответствии с международными нормами.

Заключение

Основные результаты работы:

1. проанализированы текущие геолого-технические условия крепления горизонтальных скважин на объектах Заказчика;
2. проведен литературный обзор по способам повышения качества крепления горизонтальных скважин;
3. выбраны и обоснованы технологические решения для повышения качества крепления горизонтальных скважин на объектах Заказчика;
4. проведены промышленные испытания предложенных технологических решений.

По результатам анализа геофизических данных можно сделать вывод об удовлетворительном качестве цементирования скважин с низким показателем процентного соотношения сплошного контакта на скважинах Заказчика. Данное качество цементирования покрывает «спокойные» условия эксплуатации скважины (без проведения работ по интенсификации притока, вызывающих высокие нагрузки на крепь скважины).

С целью увеличения срока эксплуатации скважин, в которых производится МГРП, и улучшения качества цементирования проработаны следующие рекомендации:

1. Применение эластичного тампонажного раствора FlexiCem 190-150 в скважинах, в которых планируется МГРП;
2. Применение технологии цементирования хвостовика с вращением и с использованием специального оборудования:
 - Цементировочная головка для цементирования с вращением;
 - Обсадные трубы \varnothing 114 мм с премиальными резьбами (ТМК UP PF);
 - Подвески хвостовика, обеспечивающие якорение, герметизацию и вращение хвостовика при спуске и цементировании;
3. Использование двух типов центраторов на одну трубу:

- жесткий низкофрикционный центратор 114/149;
- полужесткий цельный центратор 114/156.

4. Использование двух типов буферных жидкостей – химического (очищающего) буфера и вязко-упругого буфера.

Применение эластичного тампонажного раствора и химического буфера напрямую влияют на качество цементирования. Цементирование с вращением, использование правильных центраторов и вязко-упругого буфера – рекомендации взаимосвязанные, т.к. все это влияет на качество замещения бурового раствора. Если один параметр из трех не применить, то эффект может быть намного ниже ожидаемого.

По результатам применения данных рекомендаций удалось увеличить процентное соотношение сплошного контакта цемента с колонной до 55% и достигнуть хорошего качества цементирования по сравнению с удовлетворительным на других скважинах Заказчика.

Список использованной литературы

1. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Р., Латыпов Т.Р. – Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности // Бурение и нефть – Дата публикации: сентябрь 2015 г.
2. Erik B. Nelson, Dominique Guillot – Well cementing Schlumberger. // Официальный сайт компании Schlumberger. – URL: <https://www.slb.com/resource-library>. Дата обращения: 15.05.2020 г.
3. Dzmitry Paroshyn, Leliauski Siarhei, Pilipchuk Dzianis, Palaheyenka Uladzimir - Effective Technology to Fix Horizontal Wells with a Liner for Subsequent Development by the P&P Method // SPE-208540 MS. – URL: <https://doi.org/10.2118/208540-MS>. – Дата публикации: 23 ноября 2021 г.
4. Парошин Д.В., С.В. Лелявский, Д.В. Пилипчук, В.В. Пологеевко - Обеспечение долгосрочной целостности крепи горизонтальных скважин в традиционных коллекторах с освоением методом многостадийного гидроразрыва пласта по технологии Plug&Perf. // Нефтяник полесья – URL: <https://www.belorusneft.by/sitebeloil/.content/images/magazines/NP2022-2.pdf>. – Дата публикации: август 2022 г.
5. А.Ф. Соколов, В.С. Жуков, С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин - Сравнительный анализ свойств тампонажного камня, сформированного различными способами из портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 // Научно-технический сборник – Вести газовой науки №5(37) / 2018 – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-svoystv-tamponazhnogo-kamnya-sformirovannogo-razlichnymi-sposobami-iz-portlandtsementa-ptst-i-g-cc1/viewer>. – Дата публикации: 2018 г.
6. Д.А. Кустаев, С.А. Сигаев – Лучшие практики ООО «РН-Уватнефтегаз» по спуску обсадных колонн.
7. В.И. Балаба, О.Д. Зинченко – Технологическая оснастка обсадных колонн: учеб. Пособие / В.И. Балаба, О.Д. Зинченко. – М.: Издательство РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2016. – 175 с.

8. Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, А.В. Розенцвет, А.А. Лырчиков – Опорно-центрирующая оснастка обсадных колонн для крепления боковых стволов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. №16. Дата публикации – 2015 г.
9. Erik B. Nelson - The Defining Series: Well Cementing Fundamentals. // Официальный сайт компании Schlumberger. – URL: <https://www.slb.com/resource-library>. Дата обращения: 15.05.2020 г.
10. Т. Оксюковский, П. Флорес, Ж. Екич - Технология за Круглым Столом: Цементирование скважин // Rogtechmagazine. – URL: <https://www.rogtechmagazine.com/технология-за-круглым-столом-цементи/?lang=ru>. Дата публикации – 18 апреля 2017 г.
11. Ф.А. Агзамов, А.О. Белоусов, Я.К. Комлев - Применение упругого цементного камня для повышения устойчивости крепи скважин при ударных и динамических нагрузках // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов №2 (124). DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-9-19.
12. М.М. Фатахов, А.О. Белоусов, Янусов О.А. и др. - Комплекс решений по повышению качества подготовки ствола скважины перед цементированием // Бурение и нефть. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2023-04/26>. Дата публикации апрель 2023 г.
13. А.Р. Гулов, С.А. Новиков, В.Г. Журавчак – Новейшие технические решения для крепления скважин / ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ – 6 июня 2018 г.- стр. 28-30.
14. Р.И. Катеев - Качество строительства скважин как залог снижения обводненности продукции / Р.И. Катеев // Инженерная практика – 4 августа 2015 г.
15. Q. Song, H. Wang, R. Bradshaw, W. Cui - Investigating the Benefits of Rotating Liner Cementing and Impact Factors // IADC/SPE-180578-MS – 24 августа 2016 г.

16. Ф.Ф. Ахмадишин, А.Р. Исхаков, И.В. Львова, А.В. Абакумов - Технические аспекты цементирования обсадных колонн с одновременным вращением// Сетевое научное издание «Нефтяная провинция» №4(20) – 2019 г.
17. С.А. Рекин, А.Р. Нургалеев, С.А. Якунин, А.Р. Агишев, В.В. Слободин – Конструкция резьбовых соединений для заканчивания горизонтальных скважин// Сфера. Нефть и газ. – май 2020 г. – стр.36-40.
18. Технический лист данных ТМК UP PF 114.30 x 8.56 P110, взято с официального сайта ПАО «ТМК» www.tmkup.ru.
19. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. Casing pipes and couplings for them. Specifications. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета по стандартам от 05.06.80 № 2578. Дата введения - 1 января 1983 г.. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006514>. Текст: электронный.
20. API Spec 5CT. Specification for Casing and Tubing. Дата введения – 01 июня 2018 г. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/350969319>. Текст: электронный.
21. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014). Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 августа 2017 г. N 799-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) в качестве национального стандарта Российской Федерации. Дата введения - 1 июля 2018 г. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146455>. Текст: электронный.
22. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ в качестве государственного стандарта Российской Федерации постановлением Госстроя России от 10 апреля 1998 года N 18-31. Дата введения - 1 октября 1998 г. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003004>. Текст: электронный.

23. ГОСТ 34532 – 2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 ноября 2019 г. №1147-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34532—2019 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации. Дата введения – 01 июня 2020 г. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169419>. Текст: электронный.
24. API Spec 10D-2021 Casing Bow-spring Centralizers. Центраторы дуговых пружин корпуса. Дата введения – 01 марта 2021 г.
25. А.И. Булатов – Необходимость расхаживания обсадных колонн в процессе цементирования скважин// Бурение и нефть – ноябрь 2015.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)
27. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 № 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением". 63. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
28. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
29. Постановление Кабинета Министров СССР от 26.01.1991 N 10 (ред. от 02.10.1991) "Об утверждении Списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение"
30. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования
31. Инструкция по охране труда для работающих с химическими веществами.

32. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда
ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ
Классификация.
33. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда ВРЕДНЫЕ
ВЕЩЕСТВА Классификация и общие требования безопасности
34. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда
ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Предельно допустимые значения напряжений
прикосновения и токов.
35. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда
ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования и номенклатура видов
защиты.
36. СП 52.13330.2016 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ
ОСВЕЩЕНИЕ.
37. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к
обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов
среды обитания
38. ПНД Ф 12.13.1-03 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ В
АНАЛИТИЧЕСКИХ ЛАБОРАТОРИЯХ (ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ).
39. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда СРЕДСТВА
ЗАЩИТЫ РАБОТАЮЩИХ Общие требования и классификация
40. ГОСТ 17.1.3.06–82 Охрана природы. Гидросфера ОБЩИЕ
ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАНЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.
41. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования.
42. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ,
ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И
ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ.

Приложение А

(Справочное)

The influence of casing string centralization (eccentricity) on the quality of well cementing

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сычев Владислав Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.х.н.		

Консультант – лингвист отделения отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

1.1. The influence of casing string centralization (eccentricity) on the quality of well cementing

1.1.1. The mechanism of influence of centralization on the quality of well cementing

A special support-centering equipment called centralizers is used in order to center casing strings relative to the wellbore and to reduce friction during casing running. If the casing string is located eccentrically to the wellbore, dead legs are formed in which poor-quality replacement of drilling mud, buffer fluid and cement mortar occurs. As a result, all this negatively affects the quality of cementing because the cleaning buffer that should destroy the mud cake/film from the OBM (oil-based mud) does not provide its functions and, thus, the quality of the cement-rock contact decreases [1].

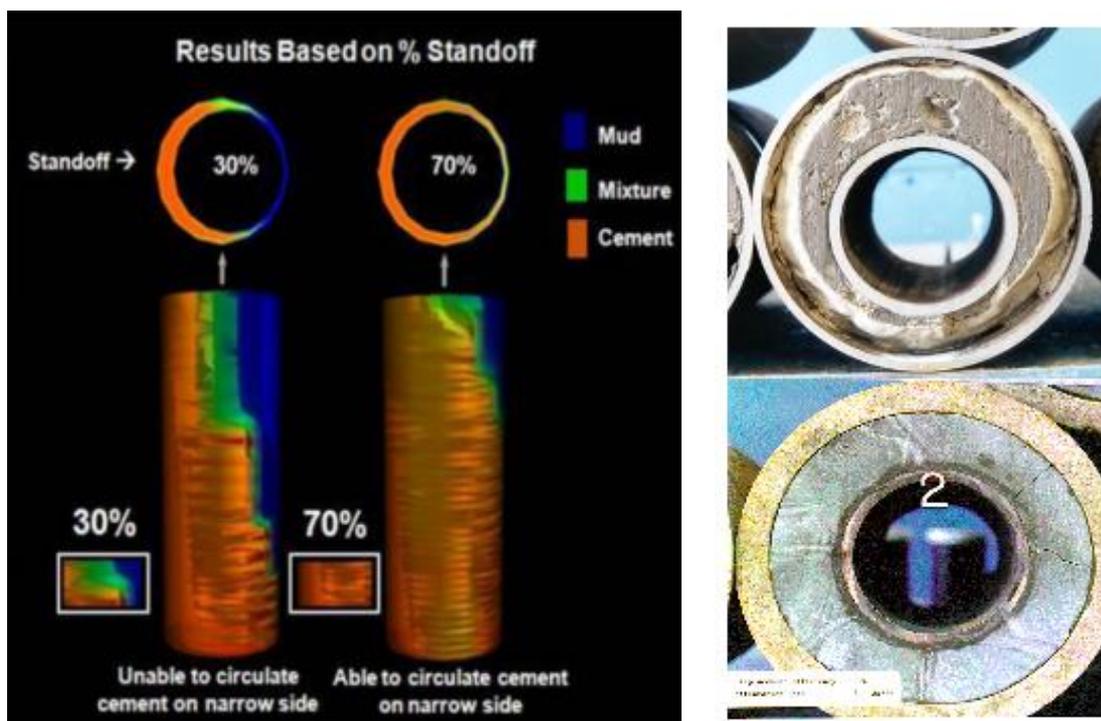


Figure 14 – The Illustration of the effect of centralization on the quality of drilling mud replacement

The centralization of casing strings depends on many factors such as the type of centralizers, the profile of the well, the number of centralizers in a given interval, rugosity coefficients, the presence of caverns and the correspondence of

the wellbore diameter to the nominal (drill bit diameter). If all these factors are taken into account during well planning and modeling the centralization of each section of a casing string, it is possible to improve the quality of well cementing.

But even by choosing the right type of centralizers for geologic and production settings the wrong number of centralizers can be installed that can lead to high eccentricity and bending flexure of a casing string.

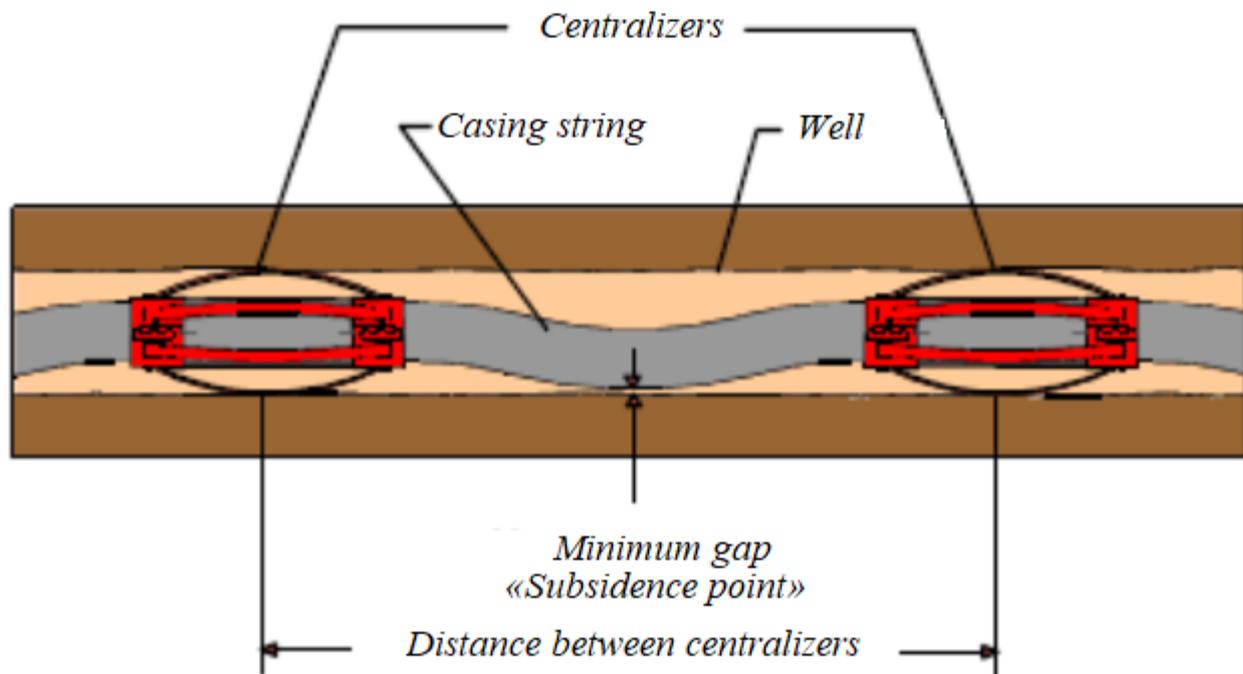


Figure 15 – Deflection of the casing string due to the large distance between the centralizers

1.1.2. The main types of centralizers

A large number of both Russian and foreign manufacturers of technological equipment are represented on the oilfield services market. The leaders in the production of technological equipment in the world are the following companies: TOP-CO, Sledgehammer, Weatherford, Halliburton, etc. Among Russian companies Uralneftemash LLC, Aurora LLC, Udol JSC, Artosnastka JSC should be mentioned.

There are various types of centralizers used for various geologic and production settings:

1. Elastic spring centralizers which come in the following versions:

- centralizers with arch-shaped plates;
 - rigid-elastic centralizers;
 - semi-rigid all-metal centralizers.
2. Rigid centralizers with various rig designs (straight, spiral, hollow) that are available in the following versions:
- roller;
 - solid-bladed.

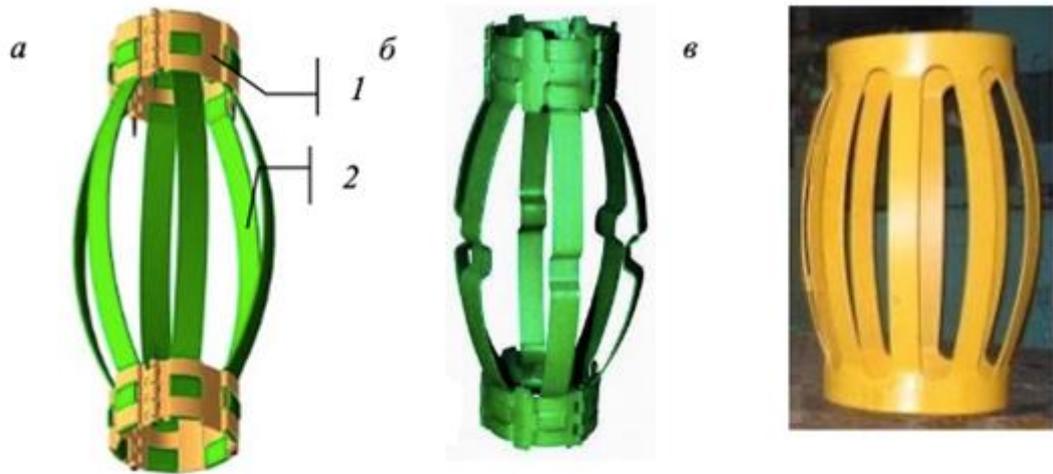
Elastic centralizers

Elastic spring centralizers are used for fixing vertical and controlled directional wells. These centralizers are of the following types (shown in Figure 16):

a) split precast centralizers with arch-shaped plates (they are used in vertical and flat wells);

b) centralizers with an elastic-rigid characteristic which is due to the presence of a trapezoidal protrusion on an elastic plate, its size and shape of design (used in inclined sections of the well);

c) semi-rigid all-metal centralizers - centralizers with arch-shaped planks for cementing casings in inclined sections as well as fixing shanks in horizontal sections.



a- split precast centralizers with arch-shaped plates
b- split precast elastic- rigid centralizers
c- all-metal semi-rigid centralizers

Figure 16 – Types of elastic centralizers:

Elastic centralizers of type "a", "b" are not used when mounting casing strings and shanks in horizontal sections. In horizontal sections the weight of the casing completely falls on the centralizers and therefore there is a high probability of deformation and stretching of the elastic centralizers which leads to an eccentric arrangement of the casing relative to the wellbore and accordingly the formation of dead legs. It is possible to use centralizers of type "b" with a high restoring force which allows to fully perceive the load of the casing string and ensures the concentric arrangement of the casing string. These centralizers in conditions of high rugosity of the wellbore of the horizontal section have an advantage over stiff centralizers since these centralizers have a diameter exceeding the nominal diameter of the drill bit. The use of solid-elastic Centek centralizers manufactured by Halliburton when attaching shanks in horizontal sections of RN-Uvatneftegaz LLC is the most cost-effective option [6].

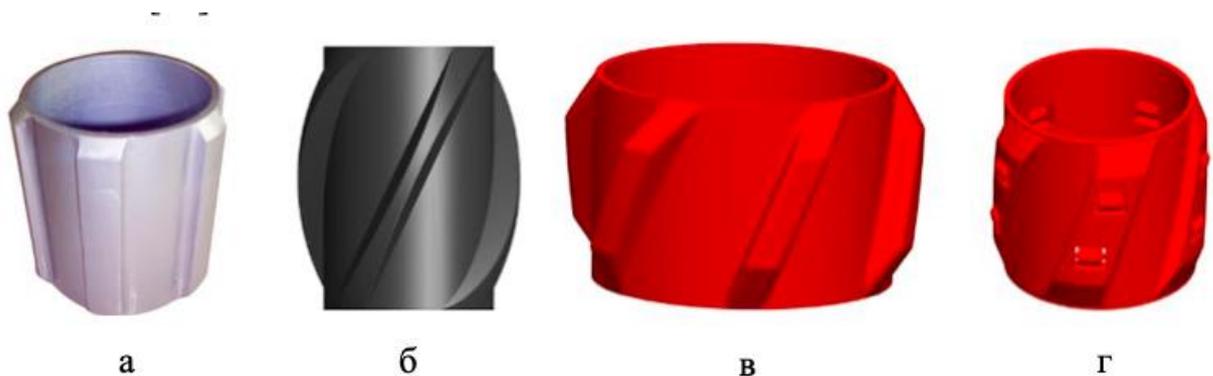
Rigid centralizers

Rigid centralizers are used for mounting casing strings in horizontal sections (shown in Figure 17):

- a) rigid straight-bladed centralizers;

- b) rigid polymer centralizers-turbolizers;
- c) rigid steel centralizers;
- d) rigid roller centralizers.

These centralizers are wear-resistant, allow reciprocating and rotating of the casing string during lowering and cementing. The diameter of these centralizers is usually smaller than the nominal diameter of the wellbore because when using a



full-size **Figure 17 – Types of rigid centralizers**

rigid centralizer there are high chances of the inability to run casing in the presence of wellbore narrowing zones or high intensity intervals. But despite this drawback, these centralizers fully perceive the load from the casing string, reduce the probability of differential sticking because there is no contact of the casing string with the wellbore wall and allow reciprocating and rotating of the casing string.

Rigid centralizers are divided into solid-bladed (shown in Figure 17 a, b, c) and roller (shown in Figure 17 d).

Solid-bladed centralizers are used in the open hole of the horizontal section of the well. These centralizers have rigid blades in their design which are equipped with a tapered end at an angle. Rigid blades are not subjected to compression from the casing string which provides a guaranteed index of centralization relative to the wellbore. The tapered end of the blades of rigid centralizers reduces the friction of the centralizer against the wellbore wall during casing running.

Rigid centralizers-turbolizers made of composite materials provide high-quality centering of the casing string. The shape of the centralizer blades allows to twist the fluid flow which ensures effective displacement and replacement of

drilling mud with grouting mixture in the annular space of the well. Due to the shape of the blades of the centralizers-turbolizers additional turbulence of the fluid flow between the wellbore wall and the casing string is created, dead legs with drilling mud in cavities and troughs are better displaced by grouting mixture which contributes to better replacement and quality of well cementing.

Rigid centralizers-turbolizers made of composite materials have their own characteristics. Composite materials used in production have low friction coefficients, corrosion resistance, wide temperature range of application, resistance to acid and alkaline environments.

The use of roller centralizers in an open hole is costly from an economic point of view. As a rule, these centralizers are used in the cased part of the previous casing (conductor or protective casing) when running the production string. It has been experimentally revealed that these centralizers in the open hole increase the friction of the casing against the walls of the well. They cause lockings and jammings during casing running that may result in the inability to run casing. The installation of these centralizers in the cased part reduces the friction of the casing string in comparison with elastic spring centralizers [6].

1.2. Cementing technology.

1.2.1. Cementing with casing string reciprocation

The casing string reciprocation during the cementing process using scratchers improves the quality of adhesion of cement stone with rock. The casing string reciprocation helps to remove the mud cake of drilling mud from the well wall thereby improving the adhesion of cement stone with rock. Additionally, when reciprocating the casing string, the structure of the drilling mud located in dead legs is destroyed (Figure 18). This leads to an improvement in the quality of drilling mud replacement with buffer fluid and grouting mixture [25].

When reciprocating the casing string the following factors must be taken into account:

- the speed and amplitude of the casing string reciprocation;

- the rate of injection of process fluids by the cement unit;
- the number and spacing of the scratchers;
- characteristics of buffer liquid and grouting mixture.

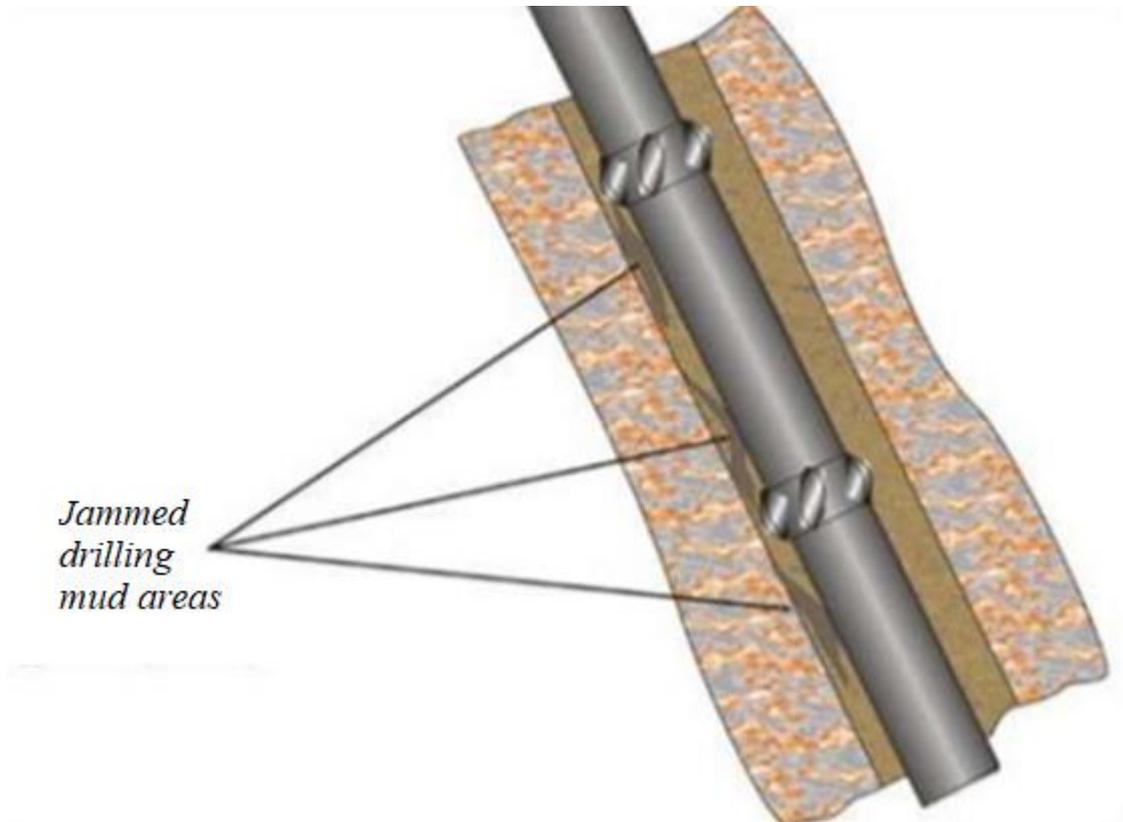


Figure 18 – Dead legs of drilling mud formed during cementing of directional and horizontal wells

Properly selected modes of cementing and reciprocating will improve the quality of substitution and adhesion of cement stone with rock.

The reciprocating of the casing string is recommended to be completed after the end of the cementing operation while the setting time of the cement mortar should ensure free reciprocating of the casing string. The recommended number of reciprocating cycles of the casing string is 25 while it is possible to remove 93-95% of the mud cake of the drilling mud. The casing string reciprocation at the end of the cementing process is not recommended because after filling the annular space with grouting mixture the wellbore will experience maximum pressures. At

the same time, the casing string reciprocation creates a swabbing effect and the pressure in the wellbore increases which can lead to hydraulic fracturing [25].

The amplitude of the casing string reciprocation is determined by the distance between the scratchers. In the case of installing scratchers on each pipe the amplitude of reciprocation is 10-12 m.

Equipment for cementing the casing string with reciprocation

At the time of casing string reciprocating, increased requirements are imposed on the load bearing capacity of the well rig, lifting equipment, casing pipes. To carry out the reciprocating of the casing string during the cementing process, it is required to use elongated slings mounted on a hook block or on a top drive and a system of high-pressure line flex loops that allow reciprocation to the required amplitude. This equipment is shown in Figure 19.



Figure 19 – View of elongated slings and high-pressure line flex loops

In the process of filling the annular space with a grouting mixture the friction of the casing string will be maximum. Additional resistance is created by scratchers installed on casing pipes. Before carrying out these works it is necessary to calculate the maximum load in order to avoid possible emergency situations.

The reciprocation of the casing string during the cementing process carries risks associated with premature setting of the grouting mixture and, as a result, the inability to run casing to the planned depth. In order to minimize the risks of premature setting it is necessary to conduct laboratory tests in advance and carefully select the formulation of the grouting mixture that ensures the reciprocation of the casing string during the entire cementing cycle.

1.2.2. Cementing with casing string rotation

Influence of cementation with rotation on the quality of cementation

Cementing with casing string rotation is an effective method to improve the quality of cementing by improving the degree of substitution of liquids during cementing. Cementing with casing string rotation is a rather rare technology in Russia and is not used everywhere. This is due to the fact that the implementation of this technology requires additional expensive equipment and materials (a special cementing head, casing pipes with premium threaded connections, etc.). Therefore, it is used only when there is an urgent need to bring the quality of cementing to maximum values.

Due to rotation the casing string is constantly in motion and even with a high value of eccentricity no dead legs of drilling mud are formed when pumping buffer fluids and cement mortar. Additionally, rotation creates turbulence (spiral movement relative to the casing string) of the fluid flow which allows the buffer fluid and cement mortar to penetrate into areas where the casing string completely lies on the wellbore walls. The illustration of this effect is shown in Figure 20.

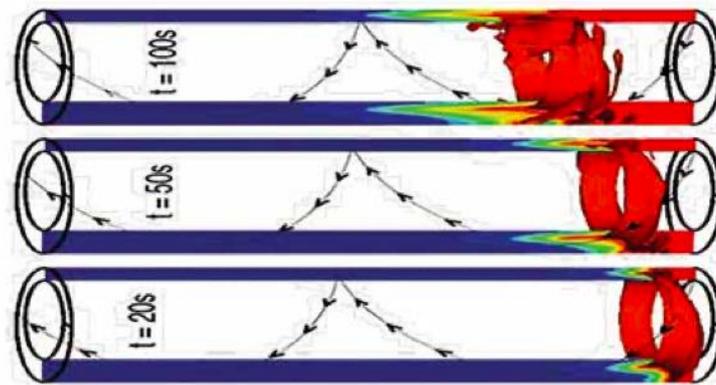


Figure 20 – Turbulence of the fluid flow

The equipment for cementing the shank with rotation

– Cementing heads

Traditional cementing heads are not suitable for cementing with rotation because they do not have the possibility of simultaneous strapping with the discharge line and rotation of the casing string. To carry out cementing with rotation a special cementing head is required with increased characteristics of the threaded connection and with the possibility of communication with VSP or square joint providing tightness and communication with the drill pipe and shank.

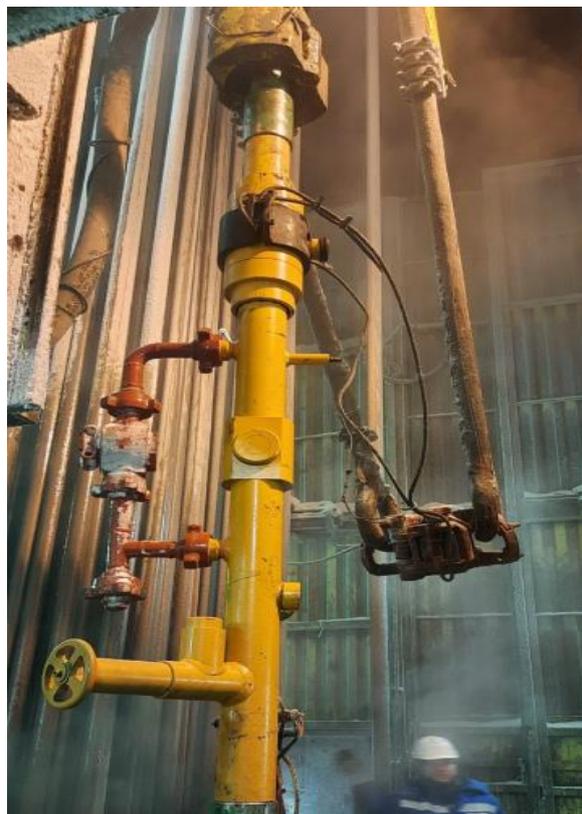


Figure 21 – Cementing head for cementing with rotation using VSP

The pumping of buffer liquid and grouting mixture is carried out through high-pressure lines connected to the cementing head through a special rotating goose neck. When rotating this goose neck is fixed with clamps so that the high-pressure lines remain in a static position. The rotation of the cementing head with the drill string and the shank is carried out using VSP or square joint.

Republican unitary enterprise Belorusneft has developed a cementing head to implement rotation through the square joint for drilling rigs equipped with VSP. Rotation in this system is carried out by the rotor through a shortened square joint. A cementing head is located above the square joint on which the drilling swivel is screwed. The pumping of buffer liquid and grouting mixture is carried out through high-pressure lines connected to the cementing head through a special rotating goose neck.

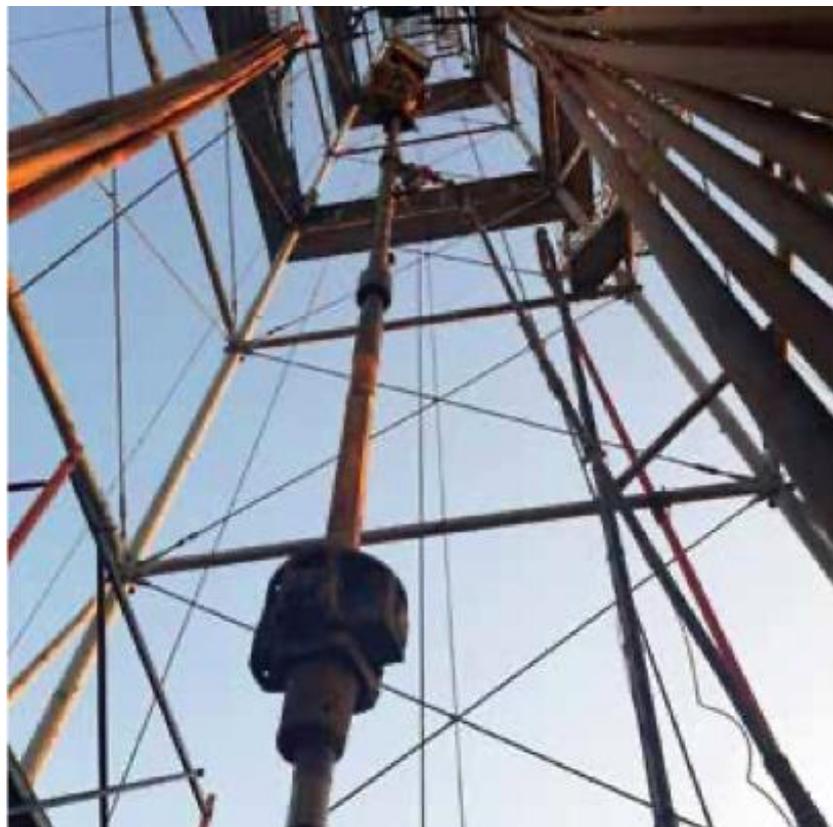


Figure 22 - Assemblies of the square joint and the cementing head rotation by the rotor