

**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>Анализ качества технологических решений по сопровождению промысловых жидкостей при бурении скважин на Чаяндинском НГКМ</i>

УДК 622.24.06

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	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 (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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 (исследов	Максимальный балл раздела (модуля)
05 марта 2023	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
02 апреля 2023	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	10
13 мая 2023	3. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2023	4. Формулирование выводов и рекомендаций.	25
25 мая 2023	5. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	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	Фамилия Имя Отчество
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли

Тема работы:

«Анализ качества технологических решений по сопровождению промысловых жидкостей при бурении скважин на Чаяндинском НГКМ»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Методы проведения исследования: теоретический и практический анализ бурения эксплуатационных скважин, возникших проблем при их сооружении Область применения: сооружение нефтяных и газовых скважин Ленского и Мирнинского районов республики Саха (Якутия).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Административно-территориальная принадлежность месторождения 1.2. Анализ литолого-стратиграфической характеристики разреза 1.3. Характеристика нефтегазоводности месторождения 1.4. Важнейшие геологические показатели при бурении скважины 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Проектирование профиля скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Анализ графика совмещенных давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

	2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчёт частоты вращения долота 2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора 2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя и роторно-управляемых систем 2.3.7. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.4. Выбор буровой установки 3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КИН И КИГ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТИПОВЫХ СКВАЖИН 3.1. Использование РВО на интервале 60-900 м 3.2. Использование технологии «Бурение с управляемым давлением» 4. УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА 4.1. Использование РУО повторно 4.1.1. Растворы на углеводородной основе 4.1.2. РУО «Полиэмульсан» 4.1.3. Снижение экологического фактора 4.2. Диспергация бурового раствора новыми способами
--	---

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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело, ООП: Технология строительства нефтяных и газовых скважин

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

<i>1. 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 Восточной Сибири
<i>2. 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
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства скважины на месторождении Восточной Сибири с применением новых отечественных диспергаторов и технологии бурения с регулируемым давлением
<i>2. 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 Восточной Сибири
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности строительства скважины с применением бурового раствора на углеводородной основе

Перечень графического материала

- Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме
- Линейный календарный график проведения работ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Сафаров Мехреддин Хасан угли		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ качества технологических решений по сопровождению промывочных жидкостей при бурении скважин на Чайнинском НГКМ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования:</i> технологические параметры буровых растворов на водной и углеводородной основе <i>Область применения:</i> буровые промывочные жидкости, использующиеся в технологии бурения скважин <i>Метод и средства исследования:</i> аналитические и экспериментальные (лабораторные). <i>Рабочая зона:</i> лаборатория технических жидкостей <i>Размеры помещения:</i> 6*4 <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> весы, смесительное устройство, вискозиметр, фильтрпрес</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</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>Инструкция №13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы». 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". Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 № 426-ФЗ. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. пониженная влажность воздуха; 2. отсутствие или недостаток естественного света; 3. статические перегрузки;

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	4. недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. загазованность воздуха рабочей среды; 6. повышенная температура поверхности оборудования. Опасные факторы: 1. химические (раздражающие и токсические); 2. электрический ток. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: изоляция токоведущих частей электрооборудования, система увлажнения воздуха или кондиционирования, халат, перчатки резиновые или из полимерных материалов, фартук из полимерных материалов, очки защитные (до носа), респиратор. Расчет: расчет системы искусственного освещения
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на литосферу: химическое загрязнение почв в результате разлива химикатов Воздействие на гидросферу: химическое загрязнение водотоков в результате отмывания химических отходов в канализационную сеть Воздействие на атмосферу: попадание в атмосферу испарений и пыли от реагентов
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: землетрясение, пожар Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара

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

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	Подпись	Дата
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 9 рис., 25 табл., 59 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: программа промывки, буровой раствор, раствор на углеводородной основе, полимер-глинистый раствор, диспергаторы, загрязнение пласта, коллекторские свойства.

Объект исследования: технологические решения по сопровождению промывочных жидкостей при бурении скважин на Чаяндинском НГКМ.

Цель работы – проанализировать опыт сопровождения промывочных жидкостей при бурении скважин на Чаяндинском НГКМ и дать обоснованные рекомендации по оптимизации программы промывки.

Результаты исследования: даны рекомендации по оптимизации программы промывки типовой скважины, выявлена возможность применения иных способов диспергирования в данном районе работ, обосновано использование полимер-глинистого раствора на интервал под кондуктор.

Методы проведения исследования: теоретический и практический анализ бурения эксплуатационных скважин, возникших проблем при их сооружении

Область применения: сооружение нефтяных и газовых скважин Ленского и Мирнинского районов республики Саха (Якутия).

Abstract

Master's thesis includes 121 pages of text material, 9 figures, 25 tables, 59 sources, 5 appendices.

Keywords: drilling mud program, drilling mud, hydrocarbon-based mud, polymer-clay drilling mud, disperser, reservoir blockage.

Object of study: technological solutions for the maintenance of flushing fluids when drilling wells at the Chayandinskoe field

Objective – analyze the experience of maintenance of drilling fluids when drilling wells at the Chayandinskoe field and give reasonable recommendations for optimizing the drilling mud program.

Research results: recommendations are given for optimizing the drilling mud program of a typical well, the possibility of using other methods of dispersion in this area of work is revealed, the use of polymer-clay solution for the interval under the conductor is justified.

Research methods: theoretical and practical analysis of the results of drilling production wells, problems encountered during their construction

Application area: construction of oil and gas wells in the Lensky and Mirninsky regions of the Republic of Sakha (Yakutia).

Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КИГ – коэффициент извлечения газа;
- БР – буровой раствор;
- РВО – раствор на водной основе;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- ХС – ксантан-полимер;
- ПАЦ – полианнионная целлюлоза;
- КМК – карбоксиметилцеллюлоза;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ВНСС – вязкость при низких скоростях сдвига;
- СП – степень полимеризации;
- СЗ – степень замещения;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ННБ – наклонно-направленное бурение;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ВПФ – вредный производственный фактор;

ОПФ – опасный производственный фактор;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	20
1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	21
1.1. Административно-территориальная принадлежность месторождения	21
1.2. Анализ литолого-стратиграфической характеристики разреза	22
1.3. Характеристика нефтегазородности месторождения	25
1.4. Важнейшие геологические показатели при бурении скважины	25
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	26
2.1. Проектирование профиля скважины	26
2.2. Обоснование конструкции скважины	28
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	28
2.2.2. Анализ графика совмещенных давлений	28
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска	28
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	30
2.2.5. Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн	31
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	32
2.3. Углубление скважины	32
2.3.1. Выбор способа бурения	32
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 34	
2.3.4. Расчёт частоты вращения долота	34
2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора	35
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя и роторно- управляемых систем	36
2.3.7. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	37
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	40
2.4. Выбор буровой установки	41
3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КИН И КИГ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТИПОВЫХ СКВАЖИН	43
3.1. Использование РВО на интервале 60-900 м	44
3.2. Использование технологии «Бурение с управляемым давлением»	45

4.	УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА.....	46
4.1	Использование РУО повторно	46
4.1.1.	Растворы на углеводородной основе.....	46
4.1.2	РУО «Полиэмульсан».....	47
4.1.3	Снижение экологического фактора	47
4.2.	Диспергация бурового раствора новыми способами.....	48
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
5.1.	Расчет сметной стоимости подготовительных работ	55
5.2.	Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	56
5.3.	Расчет продолжительности строительства скважины	56
5.4	Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины	61
5.5	Расчет стоимости освоения скважины	62
5.6	Сводный сметный расчет	63
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
6.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. 67	
6.2.	Производственная безопасность	71
6.3.	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	71
6.3.1.	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал	74
6.4.	Экологическая безопасность	75
6.4.1.	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	75
6.4.2.	Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	77
6.4.3.	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	78
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
	Список литературы	82
	Приложение А	88
	Приложение Б.....	97
	Приложение В	102
	Приложение Г	107
	Приложение Д	109

ВВЕДЕНИЕ

Фактический дебит ряда эксплуатационных скважин (по данным [1] Чаяндинского НГКМ в разы меньше планового. Эксперты ООО «Газпром добыча Ноябрьск» связывают это с некачественным сопровождением промывочных жидкостей в процессе строительства скважин. В данной работе предложены критический анализ и варианты по оптимизации программы промывки, используемого оборудования и технологических решений при строительстве эксплуатационных скважин на Чаяндинском НГКМ. Данные решения могут предотвратить рост числа скважин с пониженным фактическим дебитом.

Цель работы – проанализировать опыт сопровождения промывочных жидкостей при бурении скважин на Чаяндинском НГКМ и дать обоснованные рекомендации по оптимизации программы промывки

Для выполнения данной цели необходимо выполнить ряд задач:

1. Проанализировать геологические и технико-экономические характеристики района работ.
2. Спроектировать типовую скважину данного района работ.
3. Сравнить различные программы промывки, оценить влияние изменений в них на характер работ.
4. Оценить влияние изменения текущей типовой программы промывки по нашим рекомендациям на:
 - ФЕС пласта-коллектора;
 - скорость и безопасность сооружения скважины;
 - экономические показатели;
 - введение новых мощностей в программу промывки.

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

1.1. Административно-территориальная принадлежность месторождения

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Ленского и частично Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия), в 170 км западнее г. Ленска, в 240 км юго-западнее г. Мирный. Основной транспортной магистралью этого района является р. Лена, протекающая в 120 км к югу-юго-востоку от месторождения.

Населенные пункты на Чаяндинском НГКМ месторождении отсутствуют. Ближайшие крупные населенные пункты пос. Витим (130 км к югу) и пос. Пеледуй (115 км к югу-юго-востоку) расположены на левом берегу р. Лены.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Ботуобинском нефтегазодобывающем районе, в непосредственной близости (~40 км) расположены Талаканское и Северо-Талаканское, в 50 км северо-восточнее - Среднеботуобинское нефтегазоконденсатные месторождения.

Район месторождения входит в область распространения многолетнемерзлых пород (ММП) и глубокого сезонного промерзания грунтов. Температура мерзлых пород 0,1-3 °С. На южных склонах и водоразделах в южной части месторождения многолетнемерзлые породы могут отсутствовать. В северной части ЛУ мерзлота распространена повсеместно. Интервал залегания ММП 0-60 м.

Климат в районе месторождения характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до минус 50-61 °С) и высокими летними (до плюс 20-38 °С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает мирового максимума и равна 45-65 °С. Средняя многолетняя годовая температура воздуха ниже нуля.

1.2. Анализ литолого-стратиграфической характеристики разреза

В Приложении А приведена подробная информация по физико-механическим свойствам горных пород по разрезу скважин.

Примечательно, что продуктивные горизонты данного месторождения находятся на глубине до 2100 м. Также температуры в зоне продуктивного пласта не достигают 15 °С [2]. Пластовое давление является аномально низким.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1. Так как пластовые характеристики заданы для типовой скважины.

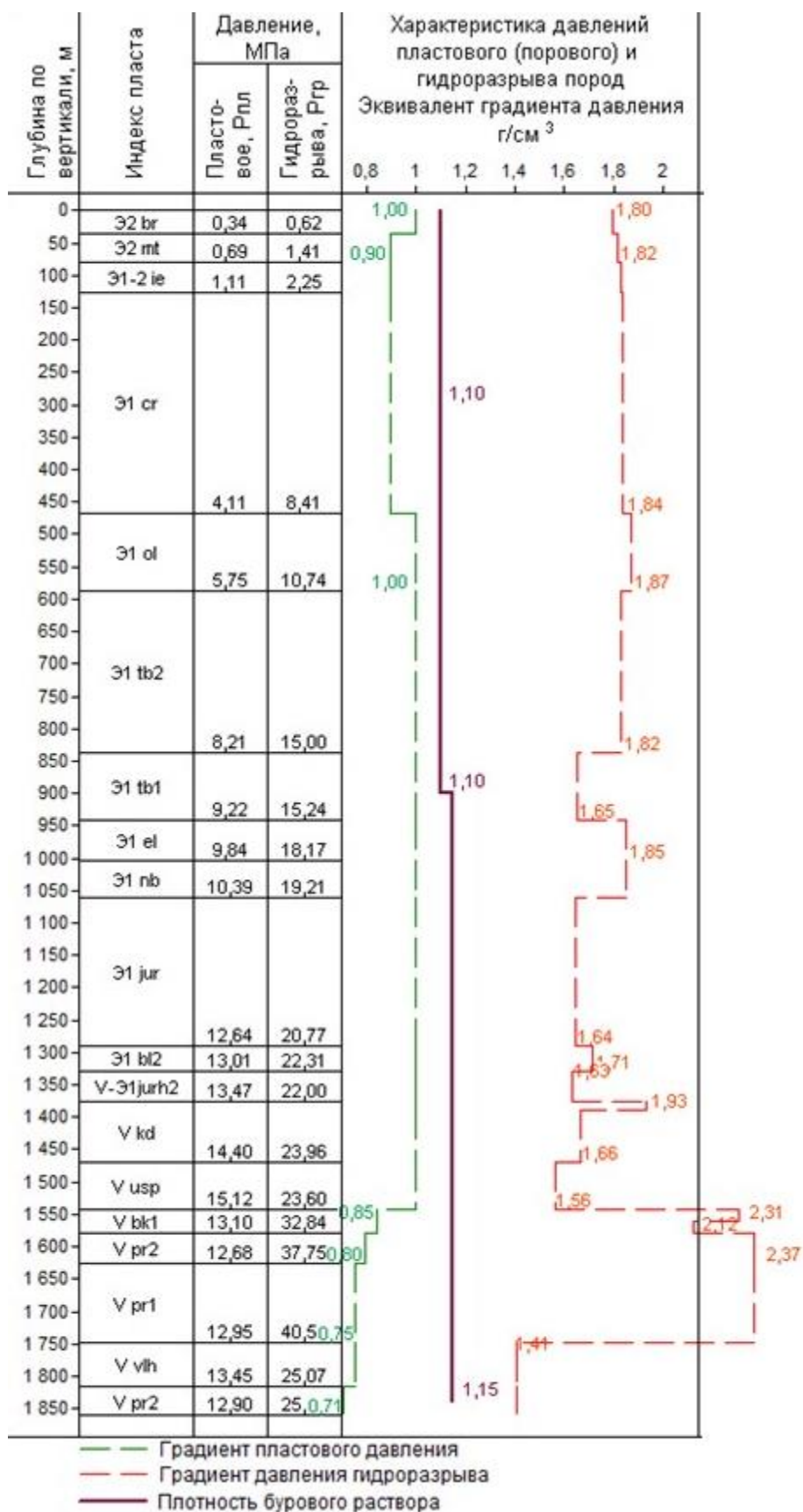


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Ботуобинский продуктивный горизонт выделяется в объеме нижебюкской подсвиты.

Бюкская свита (Vbk) подразделяется на две подсвиты: нижнюю – терригенную и верхнюю – карбонатную.

Нижняя подсвита (Vbk_1) сложена преимущественно песчаниками светло-серыми до белых, кварцевыми, реже полевошпатово-кварцевыми, разномерными. Толщина подсвиты достигает 40 м.

Ботуобинский горизонт представлен практически чистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. В некоторых скважинах подошвенная часть горизонта представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечается карбонатизация отдельных пластов и прослоев горизонта преимущественно в кровельной и подошвенной его частях. Засолонение песчаников отмечается, в основном, в виде отдельных тонких засоленных прослоев.

Проницаемые породы ботуобинского продуктивного горизонта представлены преимущественно средне- и мелко-среднезернистыми песчаниками, и крупнозернистыми алевролитами. Толщина однородных прослоев и пластов коллекторов изменяется в диапазоне 0,4-5,6 м. Максимальная суммарная толщина коллекторов в пределах месторождения составляет 24 м в скважине 201.

Непроницаемые прослои ботуобинского продуктивного горизонта в основном представлены карбонатами.

Верхняя подсвита (Vbk_2) сложена доломитами, ангидрито-доломитами, прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов, реже алевролитов и песчаников. Толщина подсвиты 17-107 м. Общая толщина бюкской свиты 28-150 м.

Бюкская свита несогласно залегает на разновозрастных пластах паршинской свиты и с размывом повсеместно перекрывается отложениями успунской свиты.

1.3. Характеристика нефтегазоводности месторождения

Данные о нефтеносности, газоносности и водоносности района представлены в таблице 1. Разрез представлен 1 нефтеносным пластом. Для водоснабжения кустового основания будет сооружена вертикальная скважина с целью добычи воды из пласта глубиной 250 метров.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ (в пласт. усл.)	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Газоносность							
V _{pr1}	176 2	183 3	Терригенный, поровый	0,770	100-200	До 100	–
Нефтеносность							
V _{pr2}	183 3	185 7	Терригенный, поровый	837	70-80	До 100	–

1.4. Важнейшие геологические показатели при бурении скважины

По опыту бурения скважин данного района работ, а также ряду геологических особенностей, ожидаются осложнения, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Осложнения в процессе бурения

Интервал (по стволу), м		Возможные осложнения
от(верх)	до(низ)	
0	60	Растепление ММП и снижение вязкости раствора, Кавернообразование, осыпи, обвалы стенок скважины.
60	587	Поглощения, обвалы
587	900	Поглощения, обвалы
900	2900	Заклинки, затяжки, прихваты, поглощения, возможно ГНВП, обвалы

Интервал под кондуктор (60-900 м) разделен в связи с геологическими особенностями. Наличие Толбачиской (503-840 м) и Нелбинской (867-927 м)

свиты являются пластами с большой эффективной пористостью [3]. С глубины 587 м производится переход на РУО «Полиэмульсан».

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Проектирование профиля скважины

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Данные проектирования представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля	J-образный; с горизонтальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	3104,20		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла (1й/2й участок), град/10 м					1,5/0,23			
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	1833		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град					84,176			
Отход скважины, м	1286,18		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					90			
Длина первого участка стабилизации, м	689,80		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт (первый/второй ствол), град					84,176			
Длина второго участка стабилизации, м	200										
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м	24										
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	1400,0	1400	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	1400,0	1400
2	1400,0	1780,0	280,0	0,00	343,21	343,2	0,000	84,17	1400,0	1961,1	561,1
3	1780,0	1830,0	50,00	343,21	833,38	490,17	84,176	84,17	1961,1	2453,89	492,79
4	1830,0	1842,8	12,86	833,38	1086,18	252,8	84,176	90,00	2453,89	2707,12	253,2
5	1862,8	1862,8	0,00	1086,1	1286,18	200,00	90,000	90,000	2707,12	2907,12	200,00

Спроектированный профиль скважины представлен на рисунках 2-3.

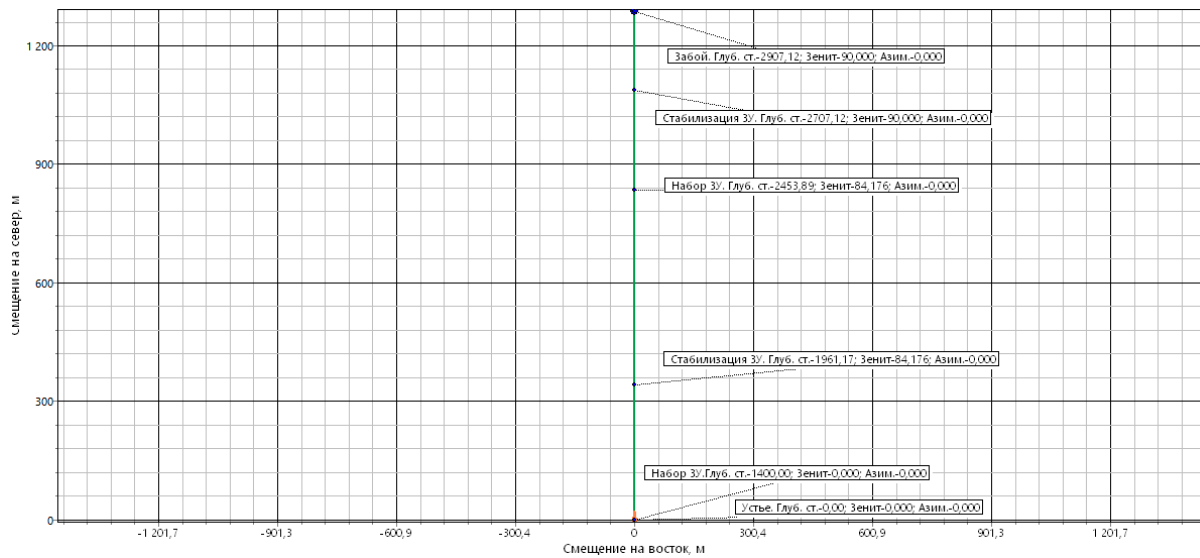
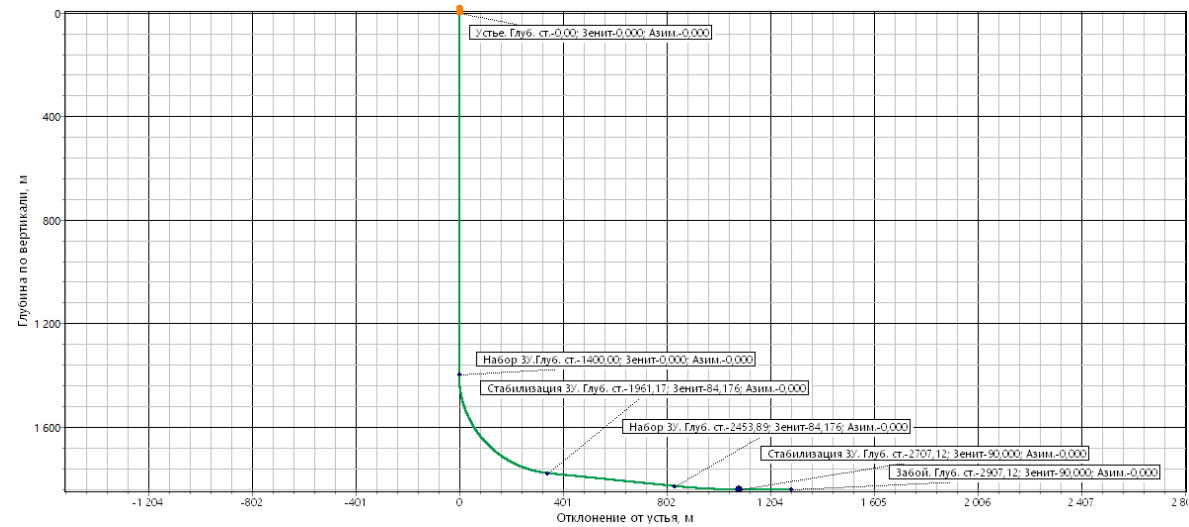


Рисунок 2,3 – Проектный профиль скважины (вертикальная и горизонтальная проекции)

2.2. Обоснование конструкции скважины

Проведем проектирование конструкции скважины. Для этого перепишем необходимые исходные данные для проектирования скважины в таблицу 4.

Таблица 4 – Исходные данные для расчёта конструкции скважины

Параметр	Описание
Тип скважины	Газовая
Дебит, м ³ /сут	150
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	12,6
L, м	2907,17
$P_{ф}$, г/см ³	0,837
grad $P_{ГР}$, МПа/м	0,0183

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из опыта бурения скважин на данном месторождении, а также дебитометрических характеристик уже введённых скважин, сделаем вывод о возможности использования фильтра-хвостовика на эксплуатационном забое. Это предотвратит возможные потери дебита вследствие загрязнения ПЗП.

Способ закачивания скважины: фильтр-хвостовик.

2.2.2. Анализ графика совмещенных давлений

Анализируя график совмещенных давлений (рис. 1), заметим, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, промежуточные колонны не требуются.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

Так как на месторождении зона многолетнемерзлых пород распространяется в интервале от 0 до 250 метров, то, в соответствии с РД 00158758-207-99 «Методика выбора конструкции скважины в зоне мерзлых пород» необходимо обеспечить полное перекрытие интервала ММП обсадной

колонной с заходом башмака ОК ниже нулевой изотермы на 50 м. В связи с этим, спуск секции под направлением мог быть спроектирован в интервале 0-300 м. Однако, исходя из опыта бурения данного месторождения, а также опыта проектирования скважин мы знаем, что обсадная колонна в интервале под направление необходима для поддержания устойчивости всей скважины. В связи с этим, примем решение бурить интервал под направление в интервале 0-60 м (по опыту бурения остальных скважин).

Минимальную глубину спуска кондуктора определим исходя из условий предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае газонефтепроявления, определяется по формуле:

$$L_T = \frac{1,05 \cdot P_{уст} \cdot L}{0,95 \cdot \Delta P_{грп} \cdot L - 1,05 \cdot (P_{пл} - P_{уст})}$$

Исходные данные:

- Глубина по вертикали кровли пласта = 1819,3 м
- $P_{пл} = 12,6$ МПа
- Относительная по воздуху плотность газа – 0,6
- Градиент гидроразрыва 0,0183 МПа на 1 м.
- Определим значение давления на устье (закрытом) при $Z = 0$:

Определим значение H – граница раздела сред газ-нефть при полной замене в скважине пластовым флюидом (нефтегазовая смесь) при закрытом устье:

$$H = L - \frac{P_{пл} - P_{нас}}{10^{-6} \times \gamma_{см}} = 1819,3 - \frac{12,60 - 3,00}{10^{-6} \times 8206,79} = 649,54 \text{ м}$$

Т.к. $H > 0$ то ствол скважины выше глубины 649,54м заполнен газом.

$$S = 0,0001 \times \bar{\gamma} \times (L - H) = 0,0001 \times 0,6 \times (1819,3 - 649,54) = 0,0702$$

$$e^S = \frac{2 + 0,0702}{2 - 0,0702} = 1,073$$

$$P_{уст} = \frac{(12,6 - 837 \cdot 9,807 \cdot (1819,3 - 649,54))}{1,073} = 2,794 \text{ МПа}$$

Тогда, минимальная глубина спуска кондуктора:

$$L_T = \frac{1,05 \cdot P_{уст} \cdot L}{0,95 \cdot \Delta P_{грп} \cdot L - 1,05 \cdot (P_{пл} - P_{уст})}$$

$$= \frac{1,05 \cdot 2,794 \cdot 1819,3}{0,95 \cdot 0,0183 \cdot 1819,3 - 1,05 \cdot (12,6 - 2,794)} = 248,26 \text{ м}$$

Спуск кондуктора проведем в нижнюю часть Толбачанской свиты на глубину 900 м с целью перекрытия зон возможного поглощения, кавернообразования и обвалов стенок скважины. Также данной колонной перекрываются интервалы трещиноватых долеритов, в которых, на основании опыта ранее пробуренных скважин, наблюдаются интервалы катастрофических поглощений.

Глубина спуска эксплуатационной колонны – 2157,5 м по стволу.

Глубина спуска хвостовика – 2907,1 м по стволу.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования проектируем в соответствии с приказом Ростехнадзора №534 15.12.2020 года «Правилами Безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- Направление – 0-60 метров;
- Кондуктор – 0-900 метров;
- Эксплуатационная колонна – 0-2157,5 метров;
- Хвостовик – 1907,5-2907,1 м.

Согласно п.409 направление и кондуктор цементируются до устья. Эксплуатационную колонну цементируем до устья для обеспечения безаварийной эксплуатации скважины в период отрицательных температур.

2.2.5. Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. Исходя из данных технического задания диаметр хвостовика примем 114,3 мм. Диаметры обсадных колонн разведочной скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Диаметры обсадных колонн и скважин

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	426	490
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	168,3	215,9
Хвостовик	114,3	142,9

Общий вид конструкции скважины приведен на рисунке 4.

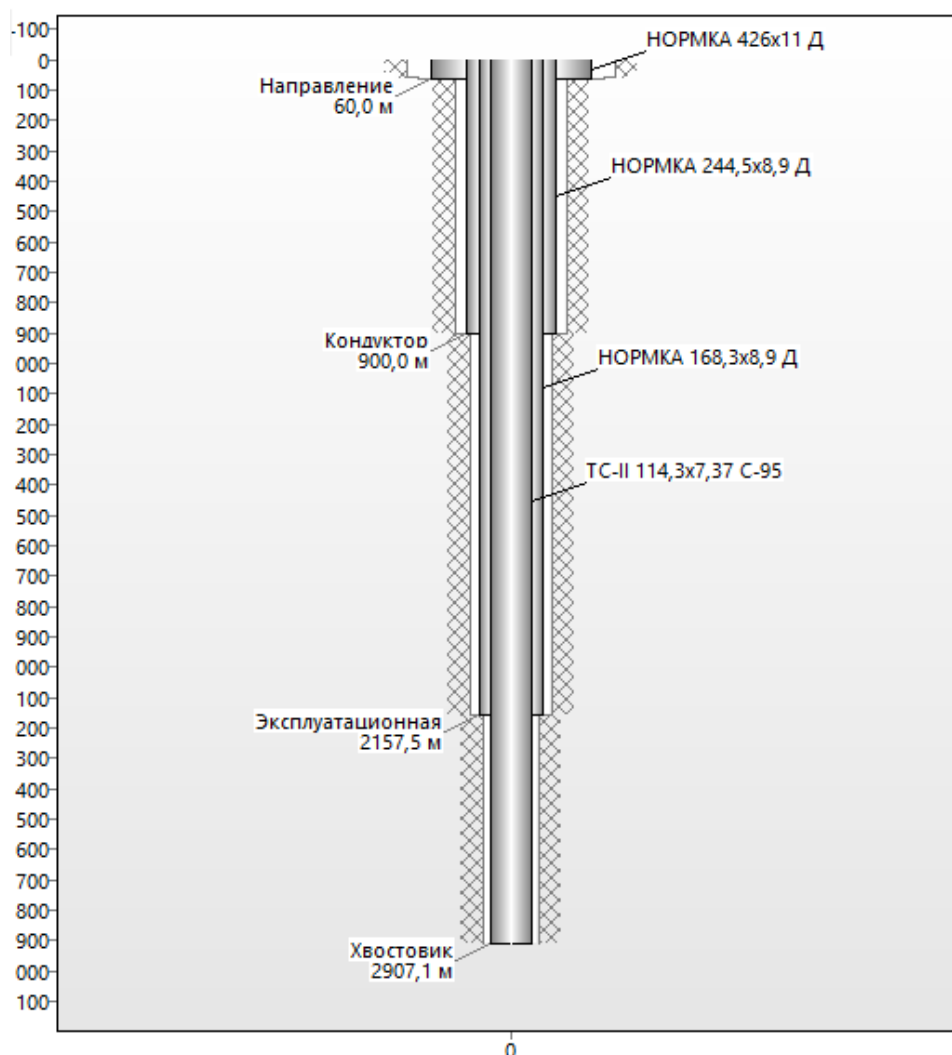


Рисунок 4 – Схема конструкции скважины

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

Согласно ранее проведенных расчётов, максимальное устьевое давление составляет:

$$P_{MY} = 2,794 \text{ МПа}$$

Тогда, определим давление опрессовки скважины:

$$P_{Opr} = (P_{Opr} + 0,98) \times 1,1 = 4,15 \text{ МПа}$$

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-14-168x245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80x14, ГОСТ 13862-90.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Как уже ранее было сказано, рекомендуется применять одноколонную конструкцию скважины для успешного строительства скважины. Следовательно, есть три интервала бурения для выбора способа бурения. Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко

поддерживать высокие скорости вращения ротора, а следовательно, и механическую скорость бурения.

Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД для обеспечения оптимальных скоростей вращения породоразрушающего инструмента и поддержания высоких ТЭП.

Бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик планируется с применением РУС для каждой скважины месторождения (по требованию Заказчика).

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-900	Кондуктор	Роторный с применением ВЗД
900-2157,5	Эксплуатационная колонна	РУС
2157,5-2907,1	Хвостовик	РУС

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор долот для строительства скважины

Интервал	0-60	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1	
Шифр долота	490,0 GRD111	БИТ 295,3 BT613EC	БИТ 215,9 BT613EC	БИТ 142,9 BT 613 H	
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	
Диаметр долота, мм	490	295,3	295,3	142,9	
Тип горных пород	MC	C-T	C-T	T	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 88
	API	7 5/8	6 5/6	4 1/2	3 1/2

Продолжение таблицы 7

Длина, м		0,4	0,63	0,38	0,383
Масса, кг		180	300	115	85
G, т	Рекомендуемая	3–8	5–12	5–12	2–8
	Предельная	34	8	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100–160	100–180	60–200
	Предельная	600	120	400	250
Калибратор		3-K490 MC	У4-КП 295,3 СТ	1- КА215,9 СТ	У-КП 138 СТ

2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки опираясь на то, что большие статические нагрузки берутся для категорий пород М и МС, а наименьшие значения нагрузки берутся при категориях Т и К.

Результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование осевой нагрузки

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото				
Интервал	0-60	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1
Исходные данные				
Порода	МС	СТ	СТ	Т
D _д , см	49	29,53	21,59	14,29
G _{пред} , тс	34	8	10	8
Результаты проектирования				
G _{доп} , тс	27,2	6,4	8	6,4
G _{проект} , тс	6	6,4	8	5

2.3.4. Расчёт частоты вращения долота

Частоты вращения породоразрушающего инструмента для всех интервалов бурения были определены согласно методике, которая гарантирует требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Подробности представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента				
Интервал	0-60	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с	2,8	1,4	1,4	1,1
Порода	МС	СТ	СТ	Т
$D_{д}$	м	0,49	0,2953	0,2159
	мм	490	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	109	91	124	147
$n_{стат}$, об/мин	40–60	100–160	140-200	120-220
$n_{проект}$, об/мин	50	130	170	200

В интервале под направление проектируем меньшее значение частоты оборотов вследствие высокой осевой нагрузки. Интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну имеют средние значения частоты вращения долота вследствие средних значений нагрузки на долото (из диапазона) в данном интервале. Для интервала под хвостовик выбираем большую частоту вращения, поскольку осевые нагрузки вследствие твердых горных пород невысокие.

2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Результаты проектирования расхода бурового раствора представлены в таблице 10.

Таблица 10 – проектирование расхода промывочной жидкости

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-60	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1
Исходные данные				
$D_{д}$, м	0,49	0,2953	0,2159	0,1429
K	0,6	0,45	0,45	0,4
K_k	1,3	1,05	1,04	1,04
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,13	0,11
V_m , м/ч	40	30	25	15
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}$, м	0,0127	0,0095	0,0071	0,0056
n	3	6	6	6

Продолжение таблицы 10

$V_{кпмин}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1	1
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,1	1,1	1,1	0,95
$\rho_{п}, \text{ г/см}^3$	2,4	2,3	2,4	2,5
S заб	0,19	0,07	0,04	0,02
S max	0,18	0,06	0,02	0,01
Dc	0,80	0,56	0,47	0,39
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	113	31	16	6
$Q_2, \text{ л/с}$	162	41	20	6
$Q_3, \text{ л/с}$	88	28	24	10
$Q_4, \text{ л/с}$	22	34	25	20
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{ л/с}$	22–162	28–41	16–25	6–20
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}, \text{ л/с}$	45	45	32	16

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя и роторно-управляемых систем

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и обоснование типа забойного двигателя и роторно-управляемых систем

Интервал		0-60	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1
Исходные данные					
D_d	м	0,49	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	490	295,3	215,9	142,9
$G_{ос}, \text{ кН}$		59	63	78	49
$Q, \text{ Н}^*\text{м/кН}$		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}, \text{ мм}$		-	236	173	114
$M_p, \text{ Н}^*\text{м}$		-	2467	2259	986
$M_o, \text{ Н}^*\text{м}$		-	148	108	71
$M_{уд}, \text{ Н}^*\text{м/кН}$		-	37	27	19

Для интервалов бурения 60-900 м, 900-2157,5 м и 2157,5-2907,1 м (интервалы бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик) выбираются ВЗД Д-240.7.34 IDT, PowerDrive X6 675 и PowerDrive X6 475 соответственно, которые позволяют при заданном расходе обеспечить необходимый момент для разрушения горной породы, а также оптимальные

параметры для набора зенитного и контроля качественного вскрытия продуктивного пласта. В таблице 12 приведены технические параметры винтовых забойных двигателей и роторно-управляемых систем, разработанных в рамках проекта.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей и роторно-управляемых систем

Двигатель / РУС	Д-240.7.34 IDT	PowerDrive X6 675	PowerDrive X6 475
Интервал, м	60-900	900-2157,5	2157,5-2907,1
Наружный диаметр, мм	240	176	111
Длина, м	10,17	4,1	4,55
Масса, кг	2500	-	-
Расход жидкости, л/с	30-50	12,6-60	6,3-24
Число оборотов, об/мин	84-144	До 220	До 220
Максимальный рабочий момент, кН*м	12	-	-
Мощность двигателя, кВт	56-136	-	-

2.3.7. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Выбор КНБК осуществляется с учетом требований к траектории ствола скважины и ее конструкции, чтобы обеспечить успешное строительство скважины. КНБК приведены в Таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	60	490,0 GRD111	300	0,63	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-177/171	93	0,54	
			3-К490 МС	515	1,64	
			Переводник П-171/171	61	0,54	
			УБТН-229	3276	12	
			УБТС1-203	2580	12	
			УБТ178	1872	12	
Переводник П-171/163	90	0,54				

Продолжение таблицы 13

			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/133	87	0,521	
			ПК-127х9,19 Л	600	19	
Σ				9516,86108	60	
2	60	900	БИТ 295,3 ВТ613ЕС	115	0,38	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник М-177/171	93	0,54	
			У4-КП 295,3 СТ	158	0,3	
			Переводник П-171/163	61	0,561	
			Д-240.7.34 IDT	2500	10,17	
			Переводник П-163/149	60	0,517	
			УБТН-203	5352	24	
			Переводник П-149/163	90	0,55	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/133	87	0,521	
			ПК-127х9,19 Л	26914,32	862	
Σ				35473,3249	900	
3	900	2158	БИТ 215,9 ВТ613ЕС	85	0,383	Бурение участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК
			Переводник М-152/152	56	0,47	
			1-КА215,9 СТ	43	0,44	
			Переводник П-171/171	61	0,457	
			PowerDrive X6 675	2000	4,1	
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	

Продолжение таблицы 13

			Переводник П-171/147	56	0,51	
			ТБТН-П-203	2880	36	
			Переводник П-147/152	40	0,54	
			ЯГБ 195	900	2,115	
			Переводник П-152/147	46	0,52	
			ТБТН-П-203	960	12	
			Переводник П-147/133	52	0,52	
			ПК-127х9,19 Л	65518	2099	
			Σ	72845	2157,5	
4	2158	2907	БИТ 142,9 ВТ 613 Н	85	0,383	Бурение наклонно-направленного и горизонтального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
			Переводник М-88/88	37	0,45	
			У-КП 138 СТ	43	0,44	
			Переводник П-102/122	50	0,51	
			PowerDrive X6 475	2000	4,6	
			Переливной клапан ПК130РС	80	0,48	
			Обратный клапан КОБ-130РС	35	0,375	
			Переводник П-122/86	31	0,51	
			ПК-89х8 Е	16470	900	
			Переводник П-86/108	45	0,46	
			ТБТН-П-133	2160	24	
			Переводник П-108/86	40	0,54	
			Ясс гидр. Jar-121	900	4	
			Переводник П-86/108	45	0,46	
			ТБТН-П-203	960	12	
Переводник П-108/86	40	0,54				
ПК-89х8 Е	35818	1957				
			Σ	58839	2907	

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблицы 14-16 содержат информацию о гидравлических параметрах промывки скважины, режимах работы буровых насосов и распределении потерь давления в циркуляционной системе.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (вверху)	до (низ)					кол-во	Диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,194	0,024	Комбинированная	3	12	132,8	515,9
Под кондуктор									
60	90	Бурение	0,76	0,066	Комбинированная	6	9,5	105,9	328,3
Под эксплуатационную колонну									
900	2158	Бурение	1,26	0,087	Комбинированная	6	7	138,6	399,4
Под хвостовик									
2158	2907	Бурение	1,527	0,100	Комбинированная	6	5	94,3	79,8

Таблица 15 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				К П Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБ-1180	2	95	180	231,8	1	72	22,52	45,04
60	90	Бурение	УНБ-1180	2	95	180	231,8	1	72	22,52	45,04
900	2158	Бурение	УНБ-1180	1	95	180	197,6	1	125	32,00	32,00
2158	2907	Бурение	УНБ-1180	1	95	140	367,2	1	84	15,99	15,99

Таблица 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала					Обязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве		
				насадках долота	забойном двигателе				
0	60	Бурение	114,7	114,7	0	4,0	0	10	
60	900	Бурение	153,4	73,0	37,4	31,7	1,3	10	
900	2158	Бурение	191,3	124,8	0	35,3	21,2	10	
2158	2907	Бурение	151,8	49,9	0	76,2	23,2	2,5	

2.4. Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбор буровой установки			
БУ4200/250ЭЧК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	72,85	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	150 > 124,83
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	86	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	225 > 177,5
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	94,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	250/94,7 = 1,55 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КИН И КИГ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТИПОВЫХ СКВАЖИН

На рисунке 5 можем видеть, что на 09.08.2019 г. дебит 80 скважин данного месторождения меньше запланированных 250 тыс. м³/сут.

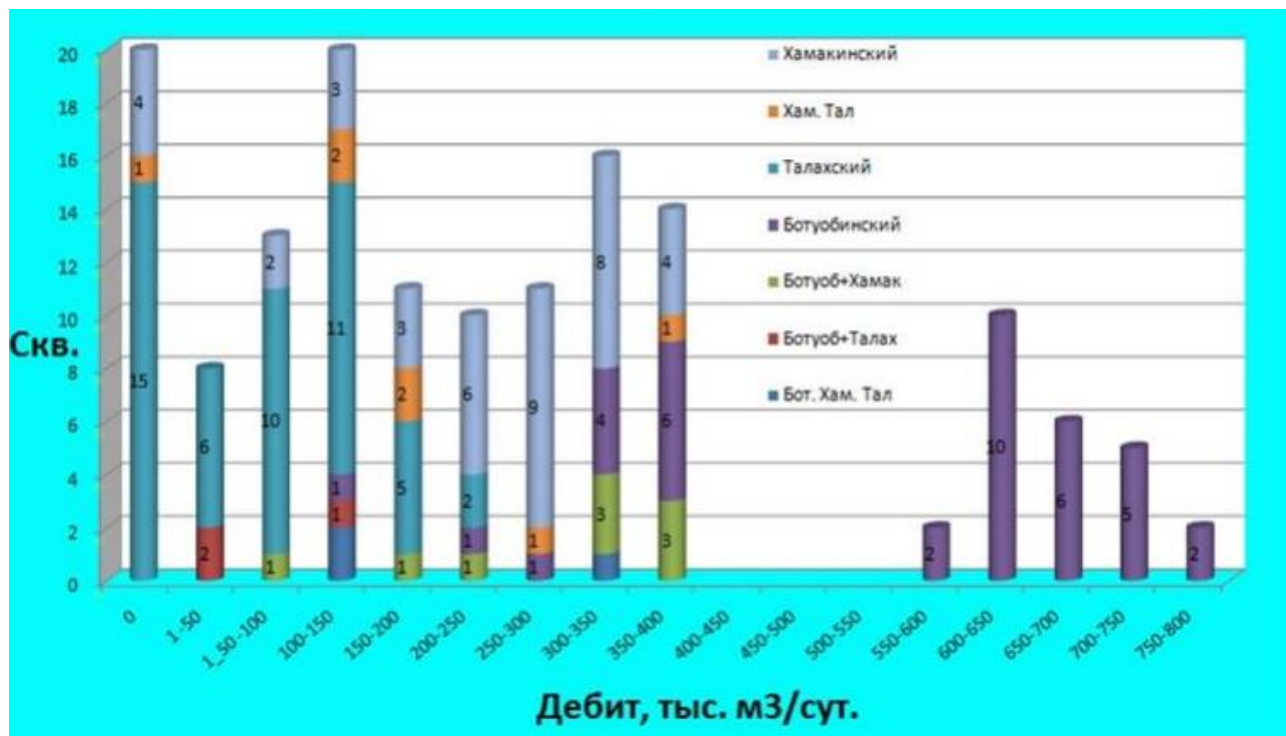


Рисунок 5 – Распределение фактического дебита УКПГ 3 без учёта Ботубинского горизонта УКПГ 2 на 09.08.2019 г.

В связи с этими данными, необходимо найти и предотвратить нарушения в технологии промывки данных скважин, и фактические ошибки при их строительстве.

В ходе исследования нами были проанализированы 2 программы промывки за 2021 и 2022 года [4,5] на Чаяндиском НГКМ.

В каждой программе промывки обоснованы те или иные технологические решения в области буровых растворов для различных интервалов.

Общий вывод по анализу данных программ за 2021 и 2022 год – отсутствие правок, направленных на снижение загрязнения ПЗП и увеличения стабильности РУО «Полиэмульсан. В дальнейшей работе опишем необходимые

изменения как в программе промывки, так и в технических условиях для снижения загрязнения ПЗП и улучшения качества сопровождения буровых растворов.

3.1. Использование РВО на интервале 60-900 м

По программе промывки [4,5], на глубине 587 м предусмотрен перевод скважины на буровой раствор РУО, в процессе бурения необходимо контролировать значение хлорид-ионов, при росте содержания хлорид-ионов в буровом растворе, необходимо остановить углубление скважины, произвести промывку скважины не менее одного цикла, приступить к замещению с полимер-глинистого раствора на РУО, для этого необходимо подготовить разделяющие буферные жидкости. Интервал залегания солевых отложений может быть выше, чем 587м.

Использование РУО для бурения интервала 587-900 м нецелесообразно по ряду причин, которые появились в процессе разработки и эксплуатации Отличного месторождения:

- Катастрофические поглощения. В ряде случаев мы используем техническую воду для закачивания её в скважину при катастрофическом поглощении. В таких случаях использование РУО не является технологически обоснованным.
- Временные рамки. Во время бурения интервала под кондуктор приходится готовить РУО во время бурения на РВО. Это затрачивает время и снижает возможность бурения скважины с оптимальным временем.
- Геологические особенности. Данные особенности можно нейтрализовать с помощью ингибируемых растворов. Эта система позволит не использовать дорогостоящее оборудование в условиях бурения данного интервала.

В связи с этим, наиболее оптимальным решением будет использование раствора на водной основе в интервале 60-900 м. А именно, полимер-глинистого

раствора. Это позволит пробурить интервал ММП с высокой вязкостью, что предотвратит возможность растепления горных пород. Также снизятся риски возникновения катастрофических поглощений в интервале под кондуктор.

Благодаря этому мы сможем сэкономить порядка 103 м³ РУО «Полиэмульсан». Дальнейшие выводы по стоимости строительства скважины приведены в п. 5.

3.2. Использование технологии «Бурение с управляемым давлением»

Технология бурения с управляемым давлением является новейшей в нефтегазовой отрасли.

Применение технологии бурения с управляемым давлением (MPD), бурения на депрессии (UBD) позволяет контролировать профиль давления в стволе скважины за счет использования закрытой системы циркуляции, в результате чего минимизируются риски возникновения НПВ, связанные с потерей контроля над скважиной, возникновением поглощений, вызванных низкими пластовыми давлениями и узким операционным окном бурения, сводится к минимуму воздействие на пласт.

Таким образом, можно добиться отсутствия репрессии на пласт и бурить с наименьшими рисками загрязнения ПЗП.

На рис. 1 «красная» линия показывает нынешнюю плотность бурового раствора. При бурении, при промывке, увеличивается ЭЦП на забой и забойное давление увеличивается еще выше. Благодаря технологии «Бурение с регулируемым давлением» можно добиться снижения ЭЦП на забое до нижних пределов, а именно «зеленой» линии на рис. 1 (давление на забое эквивалентно пластовому давлению), а также контролировать газопроявления во время бурения благодаря дополнительным превенторам и контролю противодействия.

4. УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

4.1 Использование РУО повторно

В условиях Чайнинского НГКМ и заданных геологических характеристик, во избежание осложнений, с глубины 587 м используется раствор на углеводородной основе (РУО). В частности, особая рецептура РУО «Полиэмульсан». Далее приводится анализ использования данного агента.

Немаловажные факторы при использовании любых промывочных жидкостей в сооружении скважин – экологический и экономический. В пункте 3.1.3 рассмотрим возможность использования РУО «Полиэмульсан» повторно.

4.1.1. Растворы на углеводородной основе

Данный тип растворов, в простом понимании, – смесь водной и углеводородной фазы в буровом растворе.

РУО имеет ряд незаменимых преимуществ перед водными растворами:

- оптимальные параметры для вскрытия продуктивных пластов вследствие схожей углеводородной основы флюида в скважине и пласте;
- инертность по отношению к неустойчивым горным породам и отложениям;
- высокие смазочные и антикоррозионные свойства [6].

Дисперсионная среда буровых растворов на углеводородной основе, как правило – неполярная жидкость. Наиболее доступным вариантом дисперсионной среды является нефть, но большее распространение нашли именно продукты ее переработки, в частности, дизельное топливо, марки которого имеют примерно одинаковую физико-химическую характеристику.

Новой, более экологичной и менее токсичной альтернативой, являются синтетические углеводороды, к тому же, они устойчивы к бактерицидной агрессии. Тем не менее, синтетическая основа сравнительно дороже более

традиционных аналогов (нефть, дизельное топливо) [7,8]. Как правило, это простые и сложные эфиры, полиальфаолефины, изомеридальфаолефины и др. Данной альтернативой является РУО «Полиэмульсан».

4.1.2 РУО «Полиэмульсан»

Полиэмульсан представляет собой смесь продуктов олигомеризации олефинов и минеральных дистиллятных и остаточных масел [9].

По мнению производителя, применение инвертного эмульсионного бурового раствора препятствует набуханию глинистых сланцев и способствует сохранению естественной проницаемости продуктивных пластов.

По результатам расширенных лабораторных испытаний в ООО «ТюменНИИгипрогаз» и промысловых испытаний система буровых растворов «Полиэмульсан» включена в проектную документацию на строительство скважин на месторождениях ПАО «Газнефть».

Опыт применения показал, что система бурового раствора «Полиэмульсан» обладает высокой ингибирующей и блокирующей способностью, что позволяет использовать ее для профилактики обвалообразований, в том числе при бурении «шоколадных глин», а также при бурении зон многолетних мерзлых пород (ММП).

4.1.3 Снижение экологического фактора

Для снижения экологического фактора необходимо предусмотреть очистку приготовленного бурового раствора и оставление его на следующую скважину.

По приказу Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 (ред. от 19.01.2022) Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п. 394: «При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового

раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления».

В связи с этим, можно подготавливать рабочий объем приготовленного раствора (в емкостях) на интервал под новую скважину. Для этого можно предпринять ряд мер:

- Произвести дополнительную обработку гашеной известью и различных химических добавок для предотвращения дальнейшего биоразложения раствора.

- Дополнительно осушить шлам с помощью осушителя бурового шлама или системы «VIST» для большей экономии раствора и снижения экологического фактора при вывозе шлама с большим содержанием углеводов [10].

- Смонтировать дополнительное хранилище для РУО объемом 100-150 м³.

- Перекачать очищенный РУО «Полиэмульсан» из рабочей емкости в специализированное хранилище.

Таким образом, с помощью сооружения дополнительного хранилища можно будет сэкономить порядка 100 м³ РУО «Полиэмульсан», сэкономить затраты на утилизацию раствора, а также улучшить влияние на экологию.

4.2. Диспергация бурового раствора новыми способами

РУО имеет и недостатки, не свойственные буровым растворам на водной основе. Одним из этих недостатков является необходимость диспергации при его приготовлении. Поскольку РУО является смесью 2-х фаз (воды и масла), важнейшим условием является взаимодействие этих компонентов на молекулярном уровне. И чем меньше капли одной фазы в другой, тем выше электростабильность и, соответственно, стабильнее эмульсия [11].

Необходимый расход для работы для гидравлического диспергатора ДГ-40 (рис. 6) в полевых условиях может развить буровой насос. Для решения этой проблемы предлагают использовать ЦА 320. Но, т.к. данный агрегат даёт меньший расход, чем буровой насос, сравним скорость потока двух расходов – цементирующего агрегата ЦА 320 и бурового насоса УНБТ-1180. Для этого воспользуемся формулой (1)

$$V = 1000 \cdot \frac{Q}{\pi \cdot \left(\frac{d^2}{4}\right)}, \quad (1)$$

где: V – скорость потока вещества, м/с;

Q – расход жидкости, л/с;

D – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Воспользовавшись справочными данными, получаем: $Q_{\text{УНБТ-1180}} = 40-60$ л/с; $Q_{\text{УНБТ-1180}} = 25$ л/с, $d_{\text{сопла}} = 7-10$ мм [12,13,14]. Используя формулу (1), вычислим:

$$V_{\text{УНБТ-1180}} = 1000 \cdot \frac{50}{\pi \cdot \left(\frac{10^2}{4}\right)} = 637 \text{ м/с}$$

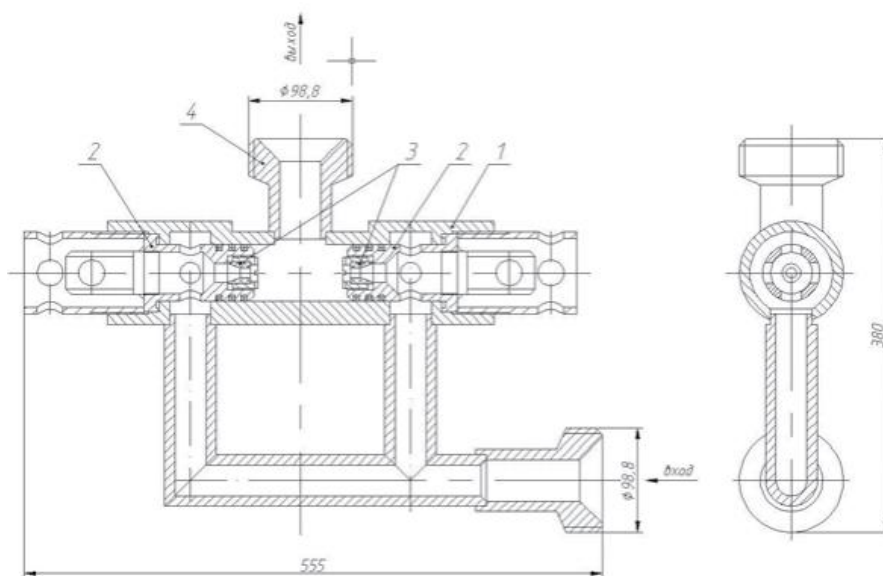
$$V_{\text{ЦА-320}} = 1000 \cdot \frac{25}{\pi \cdot \left(\frac{10^2}{4}\right)} = 319 \text{ м/с}$$

Скорости на выходе из диспергатора помощью бурового насоса УНБТ-1180 и ЦА-320 отличаются в 2 раза. Это будет влиять не только на скорость диспергации, но и на её качество, поскольку скорость столкновения двух потоков в ДГ-40 (рис. 1) будет уменьшаться, что, соответственно, увеличивает размер частиц, находящихся в масле, и уменьшает электростабильность

Таким образом, отсутствует возможность проводить диспергирование свежеприготовленных порций РУО в процессе бурения скважины [11]. К примеру, для приготовления порядка 160 м^3 РУО с помощью ДГ-40 требуется 3 сут, что может повлечь большие убытки в процессе строительства скважины [15].

Далее рассмотрим три кавитационных диспергатора: ДГ-40, ультразвуковой диспергатор «Булава», гомогенизатор-диспергатор роторного типа КЛМ-18. Кавитация заключается в уменьшении давления ниже критического уровня [16].

Первым является диспергатор гидравлический ДГ-40 (рис. 6) [17]. Раствор поступает в корпус диспергатора 1. Две струи, благодаря конусоидальным насадкам 3, сталкиваются с высокой скоростью в подводящих патрубках 2. В условиях высоких скоростей происходит процесс кавитации, что и диспергирует буровой раствор.



1 – корпус; 2 – подводящие патрубки; 3 – конусоидальные насадки; 4 – сливной патрубок

Рисунок 6 – Диспергатор гидравлический ДГ-40

При использовании ДГ-40 (рис. 6) нам необходим быстрый поток бурового раствора, создавать который может только промышленный буровой насос, поскольку в составе диспергатора нет силового привода.

Существует большое количество гидравлических диспергаторов на его технологии: ДГ-40/20, ДГ-2. Данная модель (ДГ-40) зарекомендовала себя как надёжное и простое технологическое решение, не требующее больших затрат для введения. Применяется при температуре окружающего воздуха от -45°C до $+45^{\circ}\text{C}$ [17]. Его использование однозначно положительно влияет на

электростабильность бурового раствора на углеводородной основе, поскольку малый диаметр сопла (7, 10 мм) с большой скоростью потока от бурового насоса даёт хорошую возможность для качественной гомогенизации и диспергации.

Следующим диспергатором, который мы анализируем, является ультразвуковой диспергатор «Булава» (рис. 7). Кавитация вызывается многократной обработкой вещества в ультразвуковом поле высокой интенсивности [18].



Рисунок 7 – Ультразвуковой диспергатор «Булава»

Впервые для промышленного бурения его предложил ввести Коваль М.С. [15]. В своём исследовании он проанализировал технологию приготовления бурового раствора методом ультразвукового воздействия. Результаты оказались положительными. РУО, придиспергированные с помощью установки «Булава», не расслаиваются как после термостарения, так и при отстое на протяжении 14 сут.

Введение установки «Булава» требует затрат на погружной очиститель от ржавчины, поскольку она постоянно контактирует с буровым раствором. Вдобавок повышаются расходы на электроэнергию и амортизацию рабочего комплекса.

Приведена оценка экономической эффективности (рис 8 и Приложение Б). По её результатам, укомплектование буровой 10 установками «Булава» в сравнении с гидравлическим диспергатором, окупится через 1 год после начала применения [15].

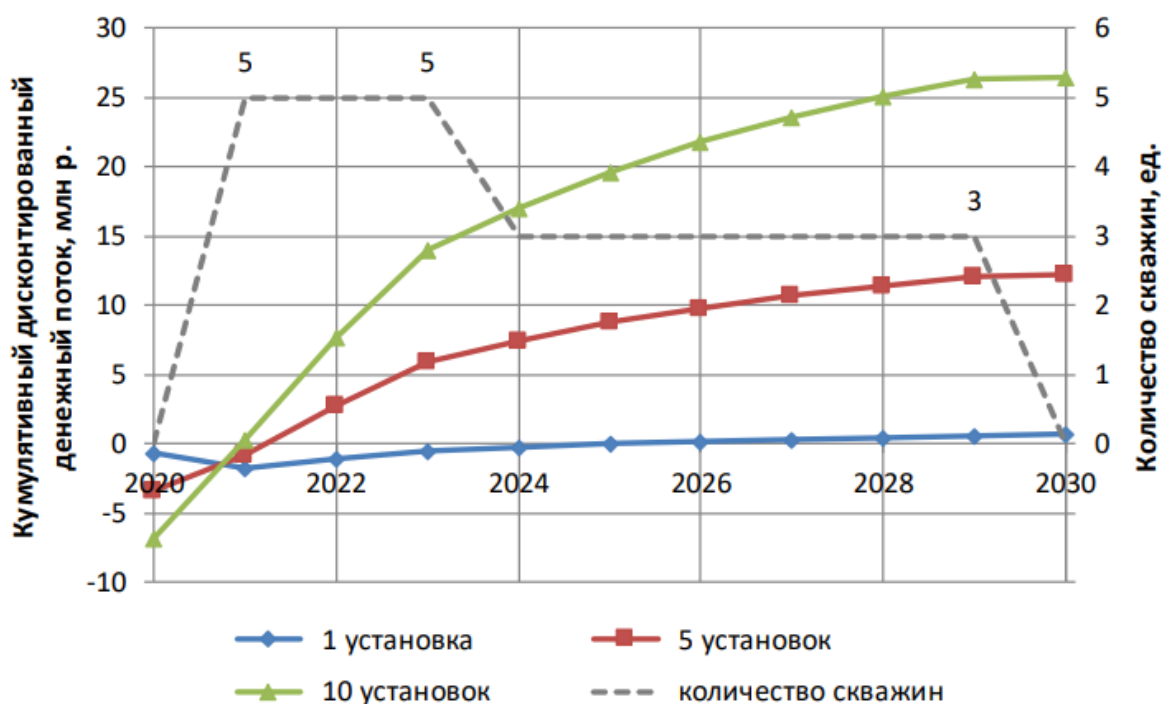


Рисунок 8 – Экономический расчёт применения 1; 5 и 10 установок «Булава»

Анализ не является объективным и исчерпывающим. Автор сравнивает производительность обеих установок только по выигранному времени. Но, зачастую, использование бурового насоса не требует простоя для процесса сооружения скважины. Например, во время цементирования скважины, устранения поломок и простоя по другим причинам.

Тем не менее, эффективная динамика есть. Даже если установка «Булава» эффективнее не в 3, а в 2 раза, ею можно заменить стандартное гидравлическое диспергирование.

Анализ литературы и открытых источников позволил найти еще одно решение: промышленный гомогенизатор-диспергатор роторного типа (рис. 9), использующийся для химических и пищевых комплексов. Чаще всего используется для смешивания с твердыми реагентами для получения

высокодиспергированных, частично гомогенизированных жидких эмульсий и суспензий жидких составов [19].



Рисунок 9 – Коллоидная мельница КЛМ-18

Кавитация происходит в резонансной камере за счёт снижения гидростатического давления. Данный диспергатор оборудован насосным блоком, что позволяет не использовать буровой насос для его полноценной работы.

Производительность по воде коллоидной мельницы КЛМ-18 составляет $18 \text{ м}^3/\text{час}$ [20]. Если учесть, что в наших условиях мы используем реагенты более плотные и вязкие, то производительность будет составлять примерно $5\text{-}10 \text{ м}^3/\text{час}$. То есть, для приготовления 160 м^3 РУО потребуется $16\text{-}32 \text{ ч}$.

Роторно-статорный механизм плохо взаимодействует с абразивными частицами. Если их концентрация в растворе будет высокой, это может привести к быстрой поломке коллоидной мельницы.

Ранее данное оборудование не использовалось в сфере бурения скважин на нефть и газ. В связи с этим, появляется актуальность исследования влияния коллоидной мельницы на диспергацию РУО.

Для дальнейшей оценки проанализируем различные диспергаторы по объективным показателям (Таб. 18).

Таблица 18 – Анализ диспергаторов различного типа

Диспергаторы	Гидравлический ДГ-40	Ультразвуковой диспергатор «Булава»	Коллоидная мельница КЛМ-18
Нужда в буровом насосе	Да	Нет	Нет
Длительность приготовления 160 м ³ раствора, ч	72	24	16-32
Экономический анализ	Есть	Есть	Отсутствует
Лабораторный анализ взаимодействия с РУО	Есть	Есть	Отсутствует
Чувствительность к наличию абразивных частиц	Низкая	Низкая	Высокая

Самым важным преимуществом у гомогенизаторов-диспергаторов «Булава» и КЛМ-18 является полная автономность и независимость от бурового насоса и цементирующего агрегата, что не замедляет процесс строительства нефтегазовой скважины. Также эти устройства быстрее диспергируют буровой раствор, что экономит временные и материальные ресурсы.

Исходя из целей экономии и повышения ресурсоэффективности, можем сделать вывод, что ультразвуковой диспергатор «Булава» может быть введён в производство, эта целесообразность высказана ранее [15].

Таким образом, для диспергирования РУО на данном месторождении может подойти как диспергатор «Булава», так и коллоидная мельница «КЛМ-18».

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной целью данного раздела является расчет сметной стоимости строительства наклонно-направленной эксплуатационной скважины, глубиной 2907,1 м Чаяндинского месторождения, расположенного в республике Саха (Якутия). Данная скважина была выбрана для расчета, так как она может быть отождествлена со средними значениями основных параметров для скважин Восточной Сибири. Расчет сметной стоимости включает расчет стоимости подготовительных и монтажных-демонтажных работ, бурения и крепления скважины, а также ее освоения. Помимо стоимости строительства скважины производится расчет времени на строительство скважины.

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 [21], а для трелевки древесины – ФЕР 01-02-100-01 [22]. 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 [23,24,25].

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 25.

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 – 426 мм, диаметр долота – 490 мм, глубина спуска – 60 м.
- Кондуктор: диаметр колонны – 244,5 мм, диаметр долота – 295,3 мм, глубина спуска – 900 м.
- Эксплуатационная колонна: диаметр колонны – 168,3 мм, диаметр долота – 215,9 мм, глубина спуска – 2157,5 м.
- Хвостовик: диаметр колонны – 114,3 мм, диаметр долота – 146,1 мм, глубина спуска – 2907,1 м.

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 19).

Таблица 19 – Данные для расчета продолжительности строительства скважины

Наименование показателей	Величины показателей
Буровая установка (тип)	БУ4200/250ЭЧК-БМ
Проектная глубина, м	2907,1
Способ бурения: - под направление - под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик	роторный комбинированный роторный
Конструкция скважины - направление - кондуктор - эксплуатационная колонна - хвостовик	d 426 мм на глубину 60 м d 244,5 мм на глубину 900 м d 168,3 мм на глубину 2157,5 м d 114,3 мм на глубину 2907,1 м
Оснастка талевой системы	5'6
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)	203 – 24м 178 – 72м 146 – 8м

Продолжение таблицы 19

Бурильные трубы: диаметр, мм длина свечи, м	127 25
Забойный двигатель (тип) - в интервале 0-60 м - в интервале 300-900 м - в интервале 900-2157,5 м - в интервале 2157,5-2907,1 м	не требуется ДР-120.7.43 IDT PowerDrive X6 675 PowerDrive X7 475

Продолжительность строительства скважины формируется из совокупности производственных процессов:

- подготовка к строительству;
- монтажные работы;
- подготовка к бурению;
- бурение и крепление скважины;
- испытание на продуктивность.

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» [26] и «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [27].

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 строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или

45 суток. Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

На следующем этапе производится расчет нормативного времени на механическое бурение. Для дальнейшего расчета необходимо определить 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.

Следующим этапом производился расчет временных затрат на наращивание. Для этого необходимо рассчитать количество труб для каждого интервала, поэтому необходимо определить длину неизменяемой части в процессе бурения (15,5 м для бурения под направления, 70 м для бурения под кондуктор и 12,1 м для бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик), а также длину разбуриваемого интервала. В неизменяемую часть входит квадрат (ведущая труба), винтовой забойный двигатель, переводник на долото. Норма времени для наращивания 1 трубы диаметром 127 мм составляет 0,2 часа.

Время на осуществление спуско-подъемных операций 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.

Следующим этапом определяется 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, а также время, необходимое для осуществления операций по заканчиванию скважины. В таблице 20 представлены результаты расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 20 – Нормативная продолжительность строительства скважины

	Интервал бурения, м		Время на бурение, сут	Время на заканчивание	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	60	0,65	0,72	11,30	33,60	0,30	20,00
Кондуктор	60	900	0,83	1,20				
Эксплуатационная колонна	900	2157	27,84	1,79				
Хвостовик	2157	2907	0,57	1				

После определения продолжительности цикла строительства скважины производится расчет показателей скорости бурения (таблица 21).

Таблица 21 – Механическая, рейсовая и коммерческая скорость бурения

Параметр	Результат расчета
Механическая скорость, м/час	22,83
Рейсовая скорость, м/час	12,23
Коммерческая скорость, м/ст.мес.	3475,3

Следующим этапом является составление линейного календарного графика выполнения работ (таблица 22), на основе расчетной продолжительности строительства скважины.

Таблица 22 – Линейный календарный график проведения работ

Производимые работы	Продолжительность, сут	Месяцы				
		1	2	3	4	5
Подготовительные работы (строительство)	20					
Строительно-монтажные работы	45					
Подготовительные работы (бурение)	5					
Бурение и крепление	20					

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 23.

Таблица 23 – 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	4342,852 8
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	224,05	12,83	2874,561 5
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 24.

Таблица 24 – 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
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 5.7.

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 заканчивания скважины, освоение скважины и ряд других работ и затрат представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Сводный сметный расчет

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г., руб.	Заработная плата рабочих, руб.
1	2	3	4	5
Часть 1				
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка древесины)	162383,12	23729,15
		ИТОГО по главе 1:	162383,12	23729,15
		ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (K1=1,445, K2=61,09) Kп=88,28:	14335181,83	2094809,362

Продолжение таблицы 25

Часть 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	21695	1603
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1690	459
		ИТОГО по главе 2:	23385	2062
		ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	2064427,8	182033,36
Часть 3				
4	3.1.	Работы по строительству скважины	31237171,00	3320527,23
5	3.2.	Работы по креплению скважины	661663,02	55390,73
		ИТОГО по главе 3:	31898834,02	3375917,96
		ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	31898834,02	3375917,96
Часть 4				
№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость строительства, руб.	Заработная плата рабочих, руб
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	7363,99	1557,77
		ИТОГО по главе 4:	7363,99	1557,77
		ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости:	650093,0372	137519,9356
Часть 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 $1,6\% \times 1,0 \times 1,08$	203057,5714	19328,2134
		ИТОГО по главе 5:	203057,5714	19328,2134
		ИТОГО по частям 1-5	46078089,87	4775725,32

Продолжение таблицы 25

Часть 6				
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	9215617,973	955145,0643
		ИТОГО по частям 1-6	55293707,84	5730870,39
Часть 7				
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	4423496,627	458469,6309
		ИТОГО по частям 1-7	59717204,47	6189340,02
Часть 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%	14033543,05	1454494,904
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	48647,60479	5232,971322
		ИТОГО по главе 8	14082190,65	1459727,875
		ИТОГО по частям 1-8	73799395,12	7649067,89
Часть 9				
		Авторский надзор		
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	147598,7902	
№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г., руб	Заработная плата рабочих, руб
Часть 10				
		Проектные и изыскательные работы		
		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		ИТОГО по частям 1-10	73946993,91	7649067,89
Часть 11				
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	1578959,037	162836,1572
		Всего с учетом резерва	80526910,89	8304644,02
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	650233,4024	
		Прочие работы и затраты в текущих ценах		

Продолжение таблицы 25

14	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2924576	
15	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3072737	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5997313	
		ВСЕГО по сводному сметному расчету	87174457,29	8304644,02
		Кроме НДС 20%	17434891,46	
		Всего с НДС	104609348,75	8304644,02

Таким образом, по результатам произведенного расчета, сметная стоимость строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2907,1 м газоконденсатного месторождения составляет 104,6 млн руб.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Настоящая магистерская диссертация посвящена исследованию влияния различных решений и добавления реагентов на технологические параметры буровых растворов. В связи с этим в данном разделе магистерской диссертации произведен анализ возможных опасных и вредных факторов при работе с реагентами в лабораторных условиях.

В качестве персонала рассматривается лаборант, рабочим местом которого является Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы» (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.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На должность лаборанта назначается лицо, имеющее среднее профессиональное образование без стажа работы или начальное

профессиональное образование со стажем работы по специальности не менее 2 лет. 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 №13-107 «По охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы» (далее – Инструкция №13-107), 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 №13-107.

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 [28]: 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) [28].

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 [44].

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) [44].

6.2. Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

6.3. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Недостаточная освещенность на рабочем месте

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 приложении В.

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. Коэффициент естественной освещенности (КЕО) представляет собой отношение освещенности, создаваемой в данной точке помещения светом неба, к одновременной освещенности точки, расположенной на горизонтальной плоскости вне этого помещения и освещенной рассеянным светом неба, выраженное в процентах. Нормативы искусственного, естественного и смешанного типов освещений согласно СП 52.13330 [39] представлены в таблице В.1 приложения Г. Оптимальные и допустимые нормативные значения показателей микроклимата согласно СанПин 1.2.3685 – 21 [40] приведены в таблицах В.1 и В.2 в приложении В.

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 [37], лаборатория по буровым растворам 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 буровыми 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 [38] 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).

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

Для достижения оптимальных значений естественного и искусственного освещения по СП 52.13330.2016 [39], 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 [40]. Для предотвращения получения химических ожогов и раздражения кожных покровов согласно ГОСТ 12.4.011-89 [42] 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 [40] 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.

6.4. Экологическая безопасность

6.4.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Объектами данного научного исследования являются системы полимерглинистых, минерализованных полимер-глинистых и биополимерных буровых растворов на водной основе, содержащих полимеры на основе полиакриламида.

Согласно ГОСТ 17.1.3.06–82 [43] к перечню источников загрязнения подземных вод относятся буровые скважины и другие горные выработки. Количество компонентов и их объемы, используемые при приготовлении

промывочных жидкостей, не регламентируются и ограничены только целесообразностью применения. Кроме того, многие компоненты современных буровых растворов являются биоразлагаемыми и не требуют какой-либо обработки для утилизации. Загрязнение окружающей среды может происходить, например, в результате нарушения обваловки и попадания бурового раствора за пределы кустовой площадки. Гораздо большую опасность представляет отработанный буровой раствор, содержащий шлам и примеси нефти. В этом случае производятся необходимые мероприятия по обезвреживанию отходов. Также могут происходить загрязнения подземных вод, используемых в качестве источников водоснабжения населения. Однако, это происходит уже после крепления скважины в результате возникновения заколонных перетоков, а не в результате попадания компонентов бурового раствора.

В случае некачественно проведенных подготовительных работ возможен разлив химикатов в непосредственной близости от фонтанной арматуры, установленной на устье скважины. При этом под воздействием на литосферу будет пониматься химическое загрязнение почвы, что приведет к повышению их кислотности. Закисленные почвы будут иметь заниженную скорость разложения органических веществ, поскольку большая часть грибков и почвенных бактерий погибают в кислой среде. Также повышенная кислотность приводит к растворению соединений алюминия и переходу их в раствор, соединения в котором оказывают токсическое воздействие на корневые системы растений. В результате химического выщелачивания в почве выделяются атомы тяжелых металлов, которые будут поступать в поверхностные воды, что приведет к их загрязнению. К тяжелым металлам относятся свинец, ртуть, марганец, железо, медь, цинк, кадмий и другие. Особо опасными для человека считаются свинец, ртуть и кадмий [44]. Загрязнение атмосферы при испарении кислот и конденсации в производственных условиях будет незначительным, т.к. работы осуществляются на открытой местности, что обеспечивает быстрое разбавление паров воздушными массами.

6.4.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Отходы, генерируемые в процессе исследования, с одной стороны могут оказывать значительное влияние на окружающую среду и здоровье человека, поскольку лаборатории зачастую находятся в зданиях с большим скоплением людей. С другой стороны, объем генерируемых отходов в рамках исследования незначителен и может нанести вред только лаборанту, не использующему СИЗ.

Негативное воздействие на атмосферу при работе в лаборатории может происходить в ходе попадания в нее различных испарений и пыли через систему вентиляции. Однако, те количества порошкообразных компонентов (не более 20г на один опыт) и их низкая опасность не представляют угрозы. Кроме того, наиболее опасный компонент – гидроксид натрия – находится в гранулированной форме и не производит пыли.

На гидросферу оказывается значительное воздействие, так как весь объем химических реагентов утилизируется через сплавную систему бытовых стоков. При отсутствии надлежащей обработки данных стоков, велика вероятность попадания химикатов в водную систему жилой местности (города), что вызовет отравление гражданского населения. В связи с этим, в случае использования опасных компонентов, например, кислот, производится их предварительная нейтрализация щелочами, после чего полученных отход сохраняется в специально предназначенной для этого емкости и утилизируется специализированными организациями. Воздействие на литосферу является следственным фактором от вышеописанного. Загрязненные сточные воды, попадая в водную систему местности начинают оказывать негативное влияние на почвы, вызывая отравление растительности, изменяя кислотный состав почв.

6.4.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

При выполнении опытов следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для данной лаборатории. Поскольку концентрации вредных испарений относительно небольшие, а их выделение в ходе проведения испытаний происходит только в вытяжном шкафу, то достаточным способом борьбы с ними является рассеивание их в атмосферном воздухе с помощью системы вытяжной вентиляции. Для очистки от механических примесей (например, пыли полимеров) применяются специальные фильтрыпылеуловители. Применение аппаратов мокрой очистки нецелесообразно, поскольку это вызовет набухание частиц полимера и загрязнение аппарата.

Для защиты гидросферы в условиях лаборатории необходимо применение устройств с физико-химическими методами очистки. Широко распространена адсорбционная технология с применением активированных углей, которая позволяет получать остаточные концентрации основных загрязняющих веществ ниже нормативных значений. Поскольку площади помещения лаборатории недостаточно для установки полноценных очистных сооружений, то предполагается установка емкости объемом суточного потребления воды в подвальном помещении, куда будут поступать стоки из лаборатории. Далее стоки будут забираться специальной машиной для проведения очистки сточных вод от химикатов и загрязнений.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе приготовления или обработки промывочной жидкости 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 [44]. 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 [41] 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 монтаж 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 включенные электрооборудование, находящееся под напряжением. К режимным мероприятиям относятся запрет курения в лаборатории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы были даны рекомендации по оптимизации программы промывки при бурении типовой скважины Чаяндинского НГКМ.

Проанализированы геологические данные и технико-экономические характеристики района работ. Несмотря на геологические особенности (низкие пластовые температуры, терригенный коллектор) можно сделать вывод о возможности оптимизации программы промывки.

Была спроектирована типовая скважина с глубиной по стволу 2907,1 м, горизонтальным участком протяженностью 200 м, фильтром-хвостовиком и применением технологии роторно-управляемых систем.

Для снижения загрязненности ПЗП и снижения количества скважин с незапланированным фактическим дебитом (рис. 5) разработаны ряд мероприятий. Планируется использовать РУО в интервале бурения под кондуктор (60-900 м) для снижения затрат, а также быстрого предотвращения катастрофических поглощений. Самым важным мероприятием для снижения загрязнения ПЗП является использование технологии «Бурение с регулируемым давлением». Это позволит снизить репрессию на пласт и сократятся затраты на сопровождение буровых растворов.

Для улучшения качества бурового раствора, его характеристик и стоимости предложены изменения в программе промывки. Оптимальным решением является использование РУО повторно для каждой новой скважины. Это позволит снизить затраты на строительство, а также улучшить экологический фактор. Поскольку в ходе строительства скважин наблюдались проблемы с электростабильностью бурового раствора, планируется внедрение новых диспергаторов типа «Булава» или «КЛМ-18» для улучшения диспергирования, и, как следствие, электростабильности бурового раствора.

Благодаря финансовому анализу вычисляем стоимость типовой скважины Чаяндинского НГКМ. Она составляет 104,6 млн. руб.

Список литературы

1. Мечты срываются // <https://lenta.ru/> URL: https://lenta.ru/articles/2020/05/28/the_power_of_lies/ (дата обращения: 17.05.2023)
2. Паспорт месторождения Чаяндинское // <http://reports.geologyscience.ru/> URL: http://reports.geologyscience.ru/kadastr_view_one.php?id=25570 (дата обращения: 17.05.2023)
3. П.П. Авдусин, М.А. Цветкова О классификации коллекторов нефти//Докл. АН СССР, новая серия, 1943, т. XVI, В 2, с. 79-81
4. Программа промывки горизонтальной скважины №2039, куста №83, Чаяндинского НГКМ, 2021, 93 с.
5. Программа промывки горизонтальной скважины №2111 КГС №25 Чаяндинского НГКМ, 2022, 83 с.
6. Хвощин П А Исследование и разработка инверсного эмульсионного раствора на основе термопластичной композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук : 25.00.15 / П.А. Хвощин. – Уфа, 2016. – 24 с.
7. Капитонов В.А. Повышение эффективности первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов на основе применения биополимерных растворов: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Капитонов Владимир Алексеевич. - СПб, 2007. - 115 с.
8. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нуцкова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. - № 19 (2). – С. 138-149.
9. СОСТАВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПОЛИЭМУЛЬСАН // <https://www.npo-polycell.ru/> URL: https://www.npo-polycell.ru/item/sostav_dlya_prigotovleniya_burovyh_emulsiy_poliemulsan/ (дата обращения: 17.05.2023)

10. ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ СЕПЕРАТОР VIST // <https://www.akros-llc.com/> URL: <https://www.akros-llc.com/products/ekologicheskie-reshenia/oborudovanie-ochistki-burovykh-rastvorov/pnevmaticheskiy-separator-vist/> (дата обращения: 17.05.2023)
11. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с
12. Насос буровой УНБТ-1180 // nprongro.ru URL: <http://nprongro.ru/nasos-burovoy-unbt-1180/> (дата обращения: 17.05.2023)
13. Расчет скорости воды в трубопроводе // kalk.pro URL: <https://kalk.pro/pipeline/skorost-vody-v-trube/> (дата обращения: 17.05.2023)
14. Трехплунжерный насос НТП-175 // izhneftemash.org URL: <http://izhneftemash.org/tovar/trekhplunzhernyy-nasos-ntp-175/> (дата обращения: 17.05.2023)
15. Коваль М С Обоснование и разработка технологии приготовления буровых растворов на углеводородной основе методом ультразвукового воздействия: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. Наук: 25.00.15 / М.С. Коваль. – Самара, 2020. – 94 с.
16. Кавитационный диспергатор // mill.globecore.ru URL: <https://mill.globecore.ru/tekh-resheniya/mashinostroitel'naya-promyshlennost/kavitacionnyj-dispergator.html> (дата обращения: 17.05.2023)
17. Диспергатор гидравлический ДГ-40 // remoil.ru URL: <https://remoil.ru/products/3/45> (дата обращения: 17.05.2023)
18. Кавитационный диспергатор // mill.globecore.ru URL: <https://mill.globecore.ru/tekh-resheniya/mashinostroitel'naya-promyshlennost/kavitacionnyj-dispergator.html> (дата обращения: 17.05.2023)
19. Диспергаторы роторные. Тип РДН // 100best.ru URL: <https://100best.ru/content/tovary-i-predpriyatiya?i1=11223&i2=42775> (дата обращения: 17.05.2023)

20. Коллоидная мельница для пасты КЛМ-18 // mill.globecore.ru URL: <https://mill.globecore.ru/katalog/kolloidnaya-melnica/klm-18.html> (дата обращения: 17.05.2023)

21. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см

22. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см

23. Ведомственные строительные нормы ВСН 39-86 "Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ"

24. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»

25. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II

26. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

27. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>

28. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)

29. 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".

30. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.

31. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.

32. 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"

33. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования

34. Инструкция № 13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

35. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ Классификация.

36. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА Классификация и общие требования безопасности

37. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

38. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования и номенклатура видов защиты.

39. СП 52.13330.2016 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ.

40. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

41. ПНД Ф 12.13.1-03 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ В АНАЛИТИЧЕСКИХ ЛАБОРАТОРИЯХ (ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ).

42. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РАБОТАЮЩИХ Общие требования и классификация

43. ГОСТ 17.1.3.06–82 Охрана природы. Гидросфера ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАНЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.

44. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования.

45. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ,
ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И
ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ.

46. Основная образовательная программа высшего профессионального
образования НИ ТПУ. Направление 21.03.01: Нефтегазовое дело. – Томск: Изд-
во Томского политехнического университета, 2014. – 84 стр.;

47. Булатов А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых
скважин: учебник для ВУЗов/ Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. –
Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003 – 1007 стр.;

48. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М.
Шаммазов. — 2-е изд., доп. и испр. — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 347
стр.;

49. Бурение нефтяных и газовых скважин / В. Вадецкий. — М:
Академия, 2003 – 457 стр.;

50. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные
двигатели. — М.: Недра, 1999 – 365 стр.;

51. Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин:
Учебное пособие. - СПб.: Санкт.-Петербур. гос. горный ин-т, 1996. - 499 стр.;

52. Лукьянов В.Т., Вевода Р. Б. Заканчивание скважин: - М: "Недра",
1989. - 205 стр.;

53. Редутинский Л. С. Расчёт параметров цементирования обсадных
колонн: - Томск: изд. ТПУ, 1997. - 47 стр.;

54. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых
скважин. - М: ВНИИТнефть, 1997. - 194 стр.;

55. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-
технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013.
— 288 стр.;

56. Чубик П. С. Практикум по тампонажным материалам. - Томск: Изд. ТПУ, 1999. - 82 стр.;
57. Трубы нефтяного сортамента/ Под науч. ред. В.И. Вихарева, В. Я. Кершембаума. - М: "Наука и техника", - 1997. - 344 стр.;
58. Противовыбросное оборудование: Каталог. - М: "ЦИНТИхимнефтемаш", 1990. - 30 стр.;
59. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.

Приложение А

Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Таблица А.1 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Литология	Плотность, кг/м ³	Крепость пород по промышленной классификации	Пористость, %	Проницаемость, мДа	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона
	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Четвертичные	7	10	суглинки, пески	1600	мягкие	-	-	-	0,3
Бордонская свита	10	35,7	мергель доломитовый	2700	средней	-	-	-	0,25
Метегерская свита	35,7	119,1	доломит известковый, мергель доломитовый, известняк доломитовый	2760	средней, слабой	-	-	-	0,25-0,44
Ичерская свита	119,1	160,8	аргиллит, известняк доломитовый, мергель доломитовый, известняк	2721	хрупкие, средней, слабой	-	-	-	то же
Чарская свита	160,8	365,2	известняк доломитовый, доломит известковистый, доломит глинистый, известняк	2756	средней	24,7*	-	-	то же
Олекминская свита	365,2	503	доломит известковистый, известняк доломитистый, мергель доломитовый, известняк, аргиллит доломитистый	2739	средней, слабой	10,5-20,0	-	-	то же

Толбачанская свита	503	840	ДОЛОМИТ известковистый, известняк, аргиллит известковистый, мергель глинисто- доломитовый, аргиллит, доломит глинисто- известковистый, ангидрит	2812	средней, слабой, вымываются	7,9-20,2	-	-	0,25-0,44; 0,28-0,33
	840	869	известняк доломитистый, ангидрит, доломит глинисто- известковистый	2851	вымываются, средней	11,4-19,3	-	-	то же
Нелбинская свита	869	927	аргиллит доломитистый, доломит глинисто- известковистый, ангидрит, мергель доломитовый	2832	вымываются, средней	-	-	-	то же
Юрегинская свита	927	1190	мергель доломитовый, ангидрит, соль, глина доломитовая	2465	растворяются, средней, вымываются, мягкие	-	-	-	0,25-0,44; 0,30-0,35; 0,28-0,33
Билирская свита	1190	1260.2	доломит глинисто- известковистый, соль, ангидрит, известняк доломитистый, известняк	2818	растворяются, вымываются, средней	7,2-10,9	0,4-30,0*	-	то же
Осинский горизонт I	1190	1241	известняк, ангидрит, известняк глинисто- доломитовый	2801	растворяются, вымываются, средней	к/н	к/н	-	0,25-0,44; 0,28-0,33

Осинский горизонт II	1241	1260.2	известняк доломитистый, ангидрит, доломит известковый	2857	вымываются, средней	к/н	к/н	-	то же
Юряхская свита	1260.2	1331.9	доломит известковистый, ангидрит, мергель глинисто-доломитовый	2837	вымываются, средней	5,5-8,5	-	-	то же
Юряхский I горизонт	1260.2	1309.5	доломит известковистый, ангидрит, мергель глинисто-доломитовый	2851	средней, вымываются	-	-	-	то же
Юряхский II горизонт	1309.5	1331.9	доломит известковистый, ангидрит, мергель глинисто-доломитовый	2819	средней, вымываются	-	-	-	то же
Кудулахская свита	1331.9	1424	доломит известковистый, ангидрит, мергель глинисто-доломитовый, мергель доломитовый	2802	вымываются, средней	-	-	-	то же
Успунская свита	1424	1507.6	мергель доломитовый, доломит глинистый, ангидрит	2797	средней, вымываются	-	-	-	то же
Бюкская свита	1507.6	1633.4	доломит известковистый, доломит глинисто-известковистый,	2729	средней, вымываются, хрупкие,	12-16*	96,16-566,74	-	0,25-0,44; 0,30-0,35; 0,28-0,33

			аргиллит, ангидрит, соль, мергель, известняк доломитовый, песчаник		растворяются, слабой				
Верхняя подсвета	1507.6	1633. 4	то же	2729	то же	-	-	-	то же
Паршинская свита	1633.4	1798. 5	песчаник глинисто- доломитовый, аргиллит алевритистый, мергель глинисто- доломитовый, песчаник, аргиллит	2679	средней	5-12*	0,47-296,9	-	0,298
Верхняя подсвета	1633.4	1736. 3	то же	2679	средней	5-12*	0,47-101,6	-	то же
Хамакински й горизонт	1689	1736. 5	аргиллит алевритистый, песчаник, аргиллит	2675	средней	8,15	296,9	44,71	0.308
Нижняя подсвета	1736.5	1800	аргиллит	2680	средней	-	-	-	0,28-0,33

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Плотность, кг/м ³	Крепость пород по промышленной классификации	Пористость, %	Проницаемость, мДа	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона, Пуас
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичные	-	-	-	-	-	-	-	-
Бордонская свита	-	-	-	-	-	-	-	-
Метегерская свита	-	-	-	-	-	-	-	-
Ичерская свита	-	-	-	-	-	-	-	-
Чарская свита	-	-	-	-	-	-	-	-

Олекминская свита	462	492	2760	средней, хрупкие	10,5-20,0*	-	-	0,25-0,44; 0,28-0,33
Толбачанская свита	492	746,9	2810	средней, хрупкие, слабой	7,9-20,2*	-	-	то же
толбачанская верхняя подсвита	492	683,7	2810	средней, хрупкие, слабой	-	-	-	то же
толбачанская нижняя подсвита	683,7	746,9	2820	средней, хрупкие, слабой, крепкие	-	-	-	то же
Эльгянская свита	746,9	784,5	2880	средней, хрупкие, крепкие	11,4-19,3	-	-	то же
Нелбинская свита	784,5	839,9	2750	средней, хрупкие, растворяются	-	-	-	0,25-0,44; 0,28-0,33; 0,30-0,35
Юрегинская свита	839,9	1118,7	2450	средней, хрупкие, растворяются, вымываются, слабой	-	-	-	то же
Билирская свита	1118,7	1199,2	2804	крепкие, средней, хрупкие, вымываются, слабой, растворяются	7,2-10,9*	0,4-30,0*	-	то же
Билирская верхняя подсвита Осинский горизонт I	1118,7	1173,5	2798	крепкие, средней, хрупкие, вымываются, слабой, растворяются	к/н*	к/н*	-	0,25-0,44; 0,28-0,33
Билирская нижняя подсвита Осинский горизонт II	1173,5	1199,2	2818	крепкие, средней, вымываются	к/н*	к/н*	-	то же

Юряхская свита	1199,2	1277,3	2876	вымываются, крепкие, хрупкие	5,5-8,5*	-	-	то же
Юряхская верхняя подсвита	1199,2	1245,0	2920	вымываются, крепкие	-	-	-	то же
Юряхская нижняя подсвита	1245,0	1277,3	2834	вымываются, крепкие, хрупкие	-	-	-	то же
Кудулахская свита	1277,3	1352,1	2834	вымываются, крепкие, хрупкие, мягкие, слабой	-	-	-	то же
Успунская свита	1351,1	1431,0	2818	мягкие, средней, слабой	-	-	-	то же
Бюкская свита	1431	1514,7	2741	средней, мягкие, растворяются, хрупкие	к/н	к/н	-	0,25-0,44; 0,28- 0,33; 0,30-0,35
Паршинская свита	1514,7	1715,3	2692	крепкие, средней, слабой	-	-	-	0,25-0,44; 0,28- 0,33
Верхняя подсвита	1514,7	1722,5	2645	крепкие, средней, слабой	-	-	-	то же
Хамакинский горизонт	1592	1622,5	2683	крепкие, средней	6,0-7,5	38,5-42,6	55,37- 69,14	0,293-0,315
Нижняя подсвита	1622,5	1415,3	2723	средней, крепкие	-	-	-	0,25-0,36
Талахская свита	1715,3	1790,4	2728	крепкие, средней, слабой	-	-	-	0,303-0,333
Талахский горизонт	1715,3	1790,4	2728	крепкие, средней, слабой	13,7	1,318	37,16- 54,86	0,303-0,333
Хоронокская свита	1790,4	1844,0	2651	средней, крепкие, вымываются	-	-	-	0,303-0,333*; 0,28-0,33
Талаканская свита	1844	1850	2640	вымываются, средней	-	-	-	0,28-0,33

Таблица А.3 – Градиенты давлений и температура по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Градиенты давления, кПа/м						Пластовая температура, °С
	от	до	пластового	в стволе скважины	обрушения пород (осыпания)	горного	поглощения бурового раствора	допустимой репрессии на пласт (по правилам безопасности)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Четвертичные	7	10	-	-	-	15,6	-	-	
Бордонская свита	10	35,7	-	-	-	26,4	-	-	2,3
Метегерская свита	35,7	119,1	9,33	10,29	-	27,0	-	2,65	2,3
Ичерская свита	119,1	160,8	9,68	10,29	-	26,7	-	2,61	2,4
Чарская свита	160,8	365,2	9,76-10,19	10,29	-	27,0	-	2,55	2,6
Олекминская свита	365,2	503	9,73	10,29	-	26,8	-	2,54	3,1
Толбачанская свита	503	840	9,80-9,82	11,62	-	27,6	-	2,7	4,8
Эльгянская свита	840	869	-	12,15	-	27,8	-	2,65	5,4
Нелбинская свита	869	927	9,83	12,15	-	27,5	-	2,65	5,8
Юрегинская свита	927	1190	9,81	12,15	-	23,4	-	1,71	6,7
Билирская свита	1190	1260,2	9,80	12,15	-	27,7	-	2,71	7,2
Осинский горизонт I	1190	1241	9,80	12,15	-	27,5	-	2,71	то же
Осинский горизонт II	1241	1260,2	9,80	12,15	-	28,0	-	-	то же
Юряхская свита	1260,2	1331,9	9,81	12,15	-	27,9	-	2,67	7,6
Юряхский I горизонт	1260,2	1309,5	9,81	12,15	-	27,9	-	2,67	то же
Юряхский II горизонт	1309,5	1331,9	-	12,15	-	27,8	-	-	то же

Кудулахская свита	1331,9	1424	9,82	12,15	-	27,4	-	2,58	8,1
Успунская свита	1424	1507,6	9,78	12,15	-	27,3	-	2,59	9,1
Бюкская свита	1507,6	1633,4	8,15	12,05	-	26,74	-	2,82	11,1-11,4
Верхняя подсвита	1507,6	1633,4	8,15	12,05	-	26,4	-	2,82	то же
Паршинская свита	1633,4	1798,5	7,42	11,56	-	26,3	11,77	2,82	11,7
Верхняя подсвита	1633,4	1736,3	7,42	11,56	-	26,3	11,77	2,81	то же
Хамакинский горизонт	1689	1736,5	7,42	11,56	1,2	26,3	11,77	2,86	10,73
Нижняя подсвита	1736,5	1800	-	11,56	-	26,4	11,77	-	13,3

Таблицы А.4 – Градиенты давлений и температура по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Градиенты давления, кПа/м						Пластовая температура, °С
	от	до	пластового	в стволе скважины	обрушения пород (осыпания)	горного	поглощения бурового раствора	допустимой депрессии (репрессии) на пласт	
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
Четвертичные	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бордонская свита	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Метегерская свита	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ичерская свита	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чарская свита	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Олекминская свита	462	492	9,21	10,3	-	27,16	-	0,79	1,18*
Толбачанская свита	492	746,9	9,9	11,37	-	27,04	-	1,4	2,24*
Толбачанская верхняя подсвита	492	683,7	9,91	11,14	-	27,53	-	1,26	2,24*
Толбачанская нижняя подсвита	683,7	746,9	9,86	12,07	-	25,6	-	1,8	2,94*
Эльганская свита	746,9	784,5	9,86	12,07	-	28,28	-	2,05	3,25*
Нелбинская свита	784,5	839,9	9,7	12,07	-	27,02	-	2,06	3,25*
Юрегинская свита	839,9	1118,7	9,86	12,07	-	22,48	-	2,12	4,93*
Билирская свита	1118,7	1199,2	9,78	12,07	-	27,60	-	3,52	6,45*

билирская верхняя подсвита Осинский горизонт I	1118,7	1173,5	9,78	12,07	-	27,66	-	3,48	6,45*
билирская нижняя подсвита Осинский горизонт II	1173,5	1199,2	9,78	12,07	-	27,48	-	3,61	6,45*
Юряхская свита	1199,2	1277,3	9,79	12,07	-	28,31	-	3,95	6,86*
юряхская верхняя подсвита	1199,2	1245,0	9,79	12,07	-	28,64	-	3,95	6,86
юряхская нижняя подсвита	1245,0	1277,3	9,79	12,07	-	27,82	-	3,95	6,86
Кудулахская свита	1277,3	1352,1	9,85	12,07	-	27,80	-	4,17	7,22
Успунская свита	1351,1	1431,0	9,75	12,07	-	27,70	-	4,48	7,94
Бюкская свита	1431	1514,7	8,82	12,01	-	26,4	-	4,48	7,98
Паршинская свита	1514,7	1715,3	-	11,58	-	26,32	-	4,8	7,94-13,99
верхняя подсвита	1514,7	1622,5	7,82	11,58	-	25,87	-	4,66	
Хамакинский горизонт	1592	1622,5	7,82	11,58	11,5	26,33	14,9	4,94	11-14
нижняя подсвита	1622,5	1715,3	7,53	11,58	-	26,69	-	4,97	
Талахская свита	1715,3	1790,4	-	11,58	-	26,96	-	5,19	
Талахский горизонт	1715,3	1790,4	6,75	11,58	13,1	26,96	16,4	5,19	12*
Хоронокская свита	1790,4	1844,0	7,08	11,58	-	26,05	-	5,4	
Талаканская свита	1844	1850	6,70	11,58	-	26,29	-	5,44	

Приложение Б

Таблица Б.1 – Экономический расчёт применения одного ультразвукового технологического аппарата серии «Булава»

Расчет денежного потока	НИР	ОПИ	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	ИТОГО
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Инвестиции без НДС	0,8	2,5										3,3
НДС	0,0	0,0										0,0
1. Доходы	0,0	0,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	
Экономия на суточной ставке по выборке скважин	0,0	0,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	
2. Эксплуатационные расходы	0,0	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Обслуживание рабочего комплекса		0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Амортизация рабочего комплекса		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8
Амортизация ОС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Финансовый результат	0,0	0,6	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,2	
Налогооблагаемая база		2,1	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	
Налог на имущество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Балансовая прибыль	0,0	0,6	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,2	
Налог на прибыль		-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	
Прибыль, ост. в распоряжении предприятия	0,0	0,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	
4. Коррекция денежных потоков												
Минус: Инвестиции с НДС	-0,8	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,3
Плюс: Амортизация	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,8
Плюс: Возмещение НДС по инвестициям	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
Чистый денежный поток	-0,8	-2,1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9	1,9
Расчет показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО
Чистая приведенная стоимость (NPV)												-0,60
Дисконтирующий множитель	0,91	0,76	0,63	0,53	0,44	0,37	0,31	0,25	0,21	0,18	0,15	
Дисконтированный денежный поток	-0,68	-1,59	0,45	0,38	0,18	0,15	0,12	0,10	0,09	0,07	0,13	11,3%
Внутренняя годовая норма доходности (IRR) [%]	-0,8	-2,1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9	

Срок окупаемости (DPP) [года]												>10,0
Кумулятивный дисконтированный денежный поток	-0,68	-2,28	-1,83	-1,45	-1,27	-1,12	-1,00	-0,89	-0,80	-0,73	-0,60	
		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Приведенная стоимости инвестиций (PVI)												2,6
Дисконтированный объем инвестиций (без НДС)	0,68	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Индекс прибыльности (PI)												0,8

Таблица Б.2 – Экономический расчёт применения пяти ультразвуковых технологических аппаратов серии «Булава»

Расчет денежного потока	НИР	ОПИ	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	ИТОГО
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Инвестиции без НДС	3,8	2,5										6,3
НДС	0,0	0,0										0,0
1. Доходы	0,0	2,3	3,8	3,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	1,0	
Экономия на суточной ставке по выборке скважин	0,0	2,3	3,8	3,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,0	
. Эксплуатационные расходы	0,0	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Обслуживание рабочего комплекса		0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Амортизация рабочего комплекса		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8
Амортизация ОС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Финансовый результат	0,0	2,4	4,0	4,0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,2	
Налогооблагаемая база		2,1	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	
Налог на имущество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Балансовая прибыль	0,0	2,4	4,0	4,0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,2	
Налог на прибыль		-0,5	-0,8	-0,8	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,2	
Прибыль, ост. в распоряжении предприятия	0,0	1,9	3,2	3,2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	0,9	
4. Коррекция денежных потоков												
Минус: Инвестиции с НДС	-3,8	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-6,3
Плюс: Амортизация	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,8
Плюс: Возмещение НДС по инвестициям	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
Чистый денежный поток	-3,8	-0,7	3,1	3,1	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	0,9	13,8
Расчет показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО
Чистая приведенная стоимость (NPV)												3,07
Дисконтирующий множитель	0,91	0,76	0,63	0,53	0,44	0,37	0,31	0,25	0,21	0,18	0,15	

Дисконтированный денежный поток	-3,42	-0,50	1,97	1,65	0,81	0,68	0,57	0,47	0,39	0,33	0,13	
												40,0%
Внутренняя годовая норма доходности (IRR) [%]	-3,8	-0,7	3,1	3,1	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	0,9	
Срок окупаемости (DPP) [года]												3,4
Кумулятивный дисконтированный денежный поток	-3,42	-3,92	-1,95	-0,30	0,51	1,19	1,75	2,22	2,62	2,95	3,07	
		1,00	1,00	1,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Приведенная стоимости инвестиций (PVI)												5,3
Дисконтированный объем инвестиций (без НДС)	3,42	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Индекс прибыльности (PI)												1,6

Таблица Б.3 – Экономический расчёт применения пяти ультразвуковых технологических аппаратов серии «Булава»

Расчет денежного потока	НП	ОИ	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Итого
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Инвестиции без НДС	7,5	2,5										10,0
НДС	0,0	0,0										0,0
1. Доходы	0,0	4,5	7,5	7,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	1,0	
Экономия на суточной ставке по выборке скважин	0,0	4,5	7,5	7,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0,0	
2. Эксплуатационные расходы	0,0	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Обслуживание рабочего комплекса		0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Амортизация рабочего комплекса		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8
Амортизация ОС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Финансовый результат	0,0	4,7	7,8	7,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	1,2	
Налогооблагаемая база		2,1	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	
Налог на имущество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Балансовая прибыль	0,0	4,7	7,7	7,7	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	1,2	
Налог на прибыль		-0,9	-1,5	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,2	
Прибыль, ост. в распоряжении предприятия	0,0	3,7	6,2	6,2	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	0,9	
4. Коррекция денежных потоков												
Минус: Инвестиции с НДС	-7,5	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-10,0
Плюс: Амортизация	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,8
Плюс: Возмещение НДС по инвестициям	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Чистый денежный поток	-7,5	1,1	6,1	6,1	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	0,9	28,6
Расчет показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Итого
Чистая приведенная стоимость (NPV)												7,67
Дисконтирующий множитель	0,91	0,76	0,63	0,53	0,44	0,37	0,31	0,25	0,21	0,18	0,15	
Дисконтированный денежный поток	-6,85	0,87	3,87	3,23	1,60	1,34	1,12	0,93	0,78	0,65	0,13	
Внутренняя годовая норма доходности (IRR) [%]	-7,5	1,1	6,1	6,1	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	0,9	48,6%
Срок окупаемости (DPP) [года]												2,6
Кумулятивный дисконтированный денежный поток	-6,85	-5,97	-2,10	1,13	2,73	4,07	5,19	6,12	6,89	7,54	7,67	
Приведенная стоимость инвестиций (PVI)												8,7
Дисконтированный объем инвестиций (без НДС)	6,85	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Индекс прибыльности (PI)												1,9

Приложение В

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, 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. Г.1). Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами:

H – высота помещения, м;

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

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

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

$h = h_{\text{п}} - h_{\text{рп}}$ – 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:

$$L = \lambda \cdot h \quad (\text{В.1})$$

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:

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

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

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.

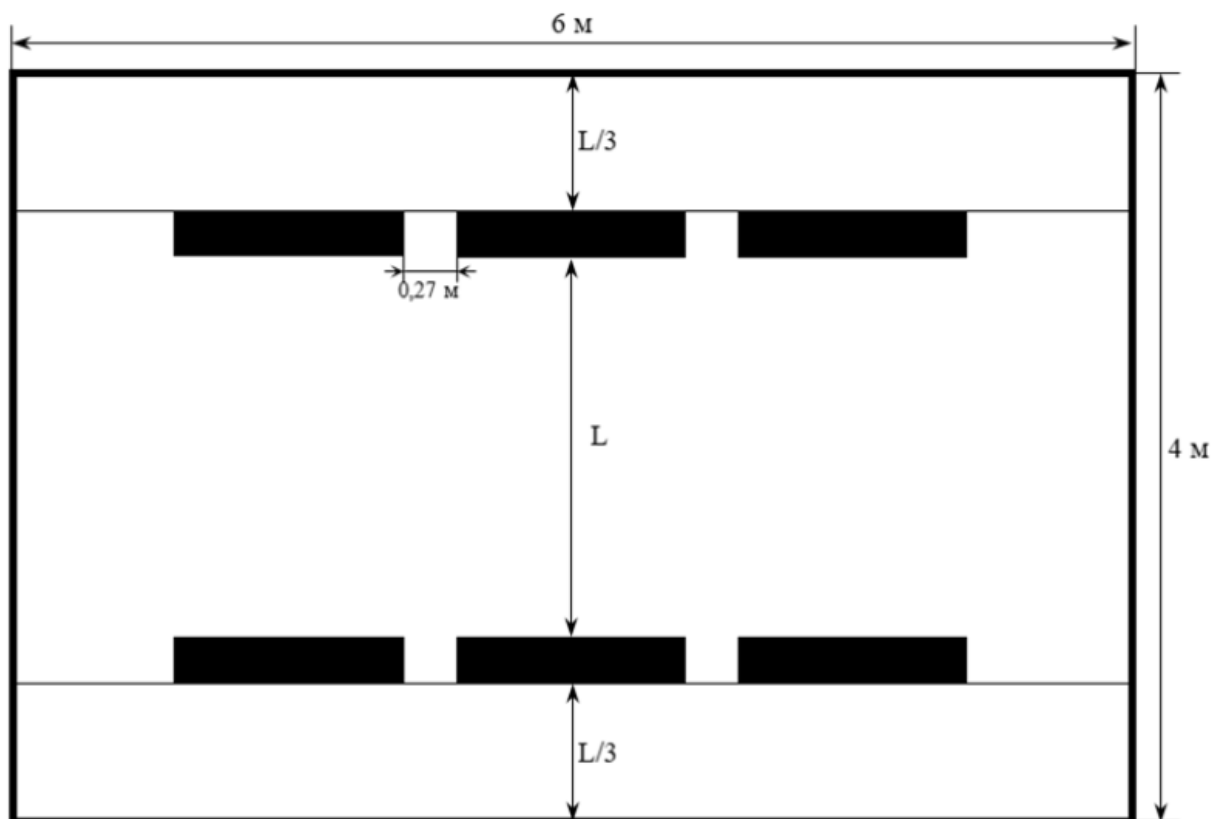


Рисунок В.1 – Схема размещения светильников

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 В.1.

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:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta},$$

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

S – площадь помещения, м^2 ;

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

Z – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

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

η – коэффициент использования светового потока.

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

$$i = \frac{S}{h} (A + B) \quad (\text{B.4})$$

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

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

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 0,7\% \leq +20\%$$

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 В.1; также был выбран

тип лампы – лампа ЛД 40 Вт 2300 лм; электрическая мощность осветительной системы составляет 480 Вт.

Приложение Г

Таблица Г.1 – Нормы освещения для аналитической лаборатории

Помещения, рабочие места	Плоскость нормирования освещенности и КЕО, высота плоскости над полом, м	Разряд и подразряд зрительной работы	Искусственное освещение							Естественное освещение		Совмещенное освещение	
			Средняя освещенность рабочих поверхностей, лк		Равно мерно сть распре делени я освещ енност и U_0 , не менее	Объед иненн ый показа тель диско мфорт а RUG, не более	Коэффициен т пульсации освещенност и, K_p , %, не более	Цилиндр ическая освещенн ость, E_c лк	Индек с цветоп ередач и источн иков света R_a	КЕО e_n , %		КЕО e_n , %	
			при комбин ированн ом освещен ии	при общем освещ ении						при верхнем или комбинир ованном освещени и	при боков ом освещ ении	при верхнем или комбинир ванном освещени и	при боков ом освещ ении
Аудитории, учебные кабинеты, лекционные залы, лаборатории профессиональ ных образовательн ых организаций и образовательн ых организаций высшего образования	Г-0,8 (горизон тальная)	А-2	750/300	500	0,6	19	10	–	90	3,5	1,2	2,1	0,7

Таблица Г.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	I6 (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый		22-24	21-25		

Таблица Г.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	I6 (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			

Приложение Д
(справочное)

**WAYS TO INCREASE ORF AND GRF IN THE CONSTRUCTION OF
TYPICAL WELLS. IMPROVING THE QUALITY OF DRILLING MUD**

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Сафаров Мехреддин Хасан угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

3. WAYS TO INCREASE ORF AND GRF IN THE CONSTRUCTION OF TYPICAL WELLS

Figure 5 illustrates that the flow rate of 80 wells in Chayandinskoe field on August 9, 2019, was below the intended target of 250 thousand m³/day.

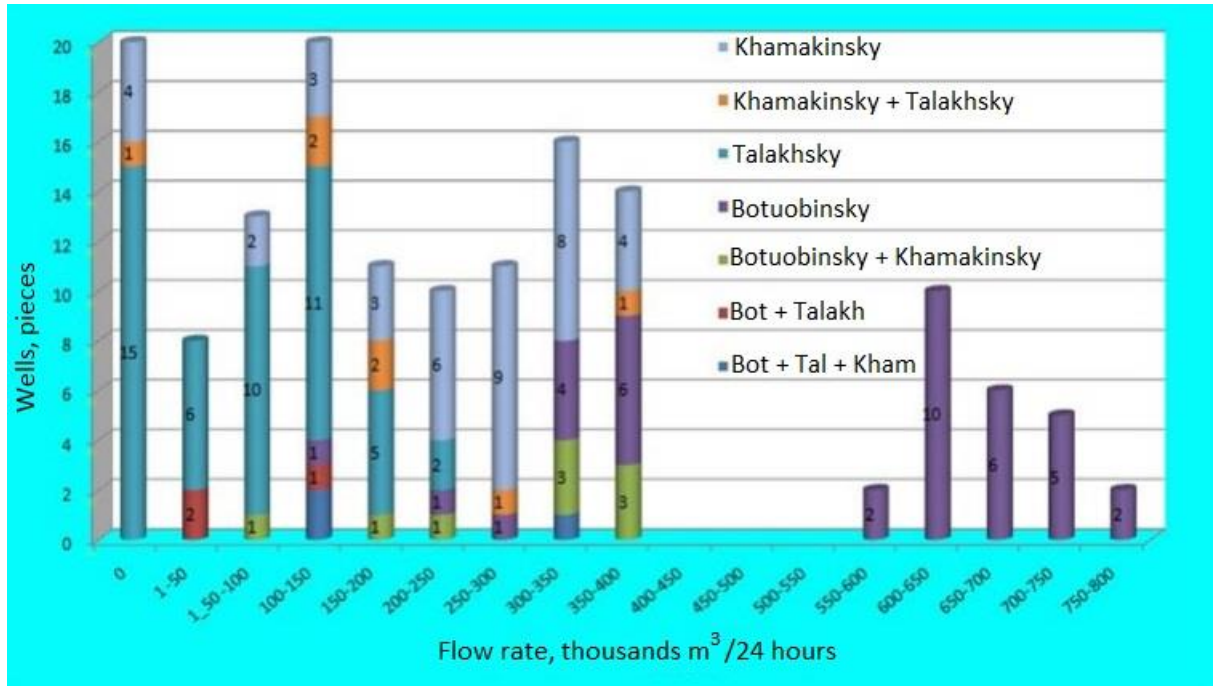


Figure 5 – Distribution of the actual flow rate of Unit 3 without considering the horizon Botoubinskiy of Unit 2 as of August 9, 2019.

Based on this information, it is crucial to identify and address any technical issues related to the flushing process in these wells, as well as rectify any factual errors in their construction. A thorough examination was conducted on two flushing programs implemented in 2021 and 2022 [4, 5] specifically for the Chayandiskoye oil and gas condensate field. Each program presents various technological solutions for drilling muds at different intervals.

Upon analyzing these programs for 2021 and 2022, the overall finding indicates the absence of any adjustments aimed at reducing OBM (oil base mud) contamination and enhancing the stability of Polyemulsan. Subsequent efforts will focus on outlining modifications to the flushing program and technical requirements to minimize OBM contamination and improve the quality of drilling fluid support.

3.1. Using the WBMs (water based mud) at the 60-900 m interval

Based on the flushing program [4, 5], it is specified that at a depth of 587 m, the well should be transitioned to drilling mud OBM (oil base mud). Throughout the drilling process, it is crucial to monitor the levels of chloride ions in the drilling mud. If the chloride ion content increases, it becomes necessary to discontinue the well deepening, perform at least one cycle of well flushing, and begin substituting the polymer-clay mud with OBM. To facilitate this, preparations must be made to separate buffer fluids. It is important to note that the interval of salt deposits may extend beyond the 587 m mark.

However, utilizing OBM for drilling the 587-900 m interval is deemed impractical for several reasons, which have emerged during the development and operation of the Chayandinskoe field:

- **Catastrophic absorptions:** In cases where catastrophic absorption occurs, we resort to using service water to inject into the well. Under such circumstances, the use of OBM is not technologically justified.
- **Timing:** The process of preparing OBM while simultaneously drilling with WBM for the conductor interval results in time wastage and reduces the ability to drill the well within an optimal timeframe.
- **Geological features:** These features can be effectively neutralized with inhibitory drilling muds. However, this approach does not allow using expensive equipment under the drilling conditions of this particular interval.

The most viable drilling mud would be to employ a water-based mortar, specifically a polymer-clay mud, between 60 and 900 m. This approach enables drilling through the highly viscous permafrost interval, thereby preventing the possibility of rock thawing. Additionally, it reduces the risk of catastrophic absorption in the interval beneath the conductor.

By implementing this approach, we would be able to save approximately 103 m³ of polyemulsan OBM. Further details regarding the cost of well construction are presented in Section 5.

3.2. Use of "Controlled Pressure Drilling" technology

By implementing pressure-controlled drilling (MPD) and underbalanced drilling (UBD) technology, it becomes feasible to regulate the pressure profile within the wellbore. This is achieved through the utilization of a closed circulation system, effectively minimizing the risks associated with unproductive downtime caused by loss of well control, sinking due to low reservoir pressure, and the challenges of drilling within a narrow operating window. Furthermore, this approach helps reduce the impact on the formation [6].

Consequently, it becomes possible to achieve a state of absence of formation repression and drill with minimal risk of contaminating the bottom-hole zone.

The red line in Figure 1 indicates the current drilling fluid density. As drilling progresses and flushing occurs, the bottom-hole formation zone expands, resulting in higher bottom-hole pressure. However, with the "Drilling with Controlled Pressure" technology, it is possible to reduce the bottom-hole formation zone to its lower limits, as indicated by the "green" line in Figure 1. This effectively aligns the bottom-hole pressure with the formation pressure, it also allows controlling gas leakage during drilling through the implementation of additional preventers and back-pressure control mechanisms.

4. IMPROVING THE QUALITY OF DRILLING MUD

Assessment of the possibility of regenerating the OBM

To address the specific conditions of the Chayandinskoe oil and gas condensate field, as well as the geological characteristics, a hydrocarbon-based mud (HBM)

known as "Polyemulsan" is employed starting from a depth of 587 m to mitigate potential complications. Next, we will examine the utilization of this particular agent.

When using any drilling muds in the well construction, it is essential to take into account both ecological and economic factors. In section 4.1.3, we will explore the feasibility of utilizing "Polyemulsan" OBM fluid.

4.1.1 Hydrocarbon based drilling muds

The drilling mud under discussion belongs to the category of inverse emulsions known as "water-in-oil." This type of mud can be formulated using mineral or synthetic oil, diesel fuel, or other types of oil.

The use of oil-based mud (OBM) offers several advantages compared to aqueous muds:

- Optimal parameters for effectively penetrating productive formations due to the similarity between the hydrocarbon base of the fluid used in the well and that of the reservoir.
- Inertness towards unstable rocks and sediments.

High lubricating and anticorrosive properties [7]. The dispersion medium for drilling fluids based on hydrocarbons is a non-polar liquid. While oil is the most commonly used dispersion medium due to its widespread availability and similar physical and chemical characteristics, there are alternative options available. Synthetic hydrocarbons offer a more environmentally friendly and less toxic alternative, along with enhanced resistance to bactericidal effects. However, synthetic bases tend to be relatively more expensive than their traditional counterparts such as oil and diesel fuel [8, 9]. Synthetic bases can include esters, polyalphaolefins, iso-merid-alphaolefins, and others. The alternative mentioned here, known as "Polyemulsan", developed by JSC NGO "POLICELL", is a newer option that offers a more environmentally friendly and less toxic mud compared to traditional OBM formulations.

4.1.2 OBM Polyemulsan

Polyemulsan is composed of olefin oligomerization products, mineral distillates, and residual oils [10]. According to the manufacturer's claims, the use of an inverted emulsion drilling mud like Polyemulsan helps prevent swelling of clay shale and maintains the natural permeability of productive formations.

Extensive laboratory tests conducted at TyumenNIIgiprogaz LLC, along with field tests, have resulted in the inclusion of the Polyemulsan drilling fluid system in the design documentation for well construction at Gazpromneft-Zapolyarye LLC fields.

The application of the Polyemulsan drilling fluid system has demonstrated a high inhibiting and blocking capacity, making it suitable for preventing rock slumping. This includes scenarios involving the drilling of active clays and permafrost.

4.1.3 Reducing the environmental factor

In order to minimize the environmental impact, it is necessary to implement measures for cleaning and preserving the prepared drilling mud for future use. According to the regulations outlined in the order of Rostekhnadzor dated 15.12.2020, No. 534 (revised on 19.01.2022) regarding the "Safety Rules in Oil and Gas Industry" in clause 394, a stock of drilling mud should be maintained at a minimum volume of two well volumes. This entails having one volume stored in the drilling rig vessels and the second volume available as materials and chemical agents for operational preparation.

To achieve this, several measures can be taken:

- Additional treatment with caustic soda and various chemical additives can be performed to prevent further biodegradation of the drilling mud.
- Cuttings can be dehydrated using a cuttings dehydrator or «VIST» system to enhance mud recovery and reduce the environmental impact when removing cuttings with high hydrocarbon content [11].
- The installation of an additional storage facility with a capacity of 100-150 m³ for OBM can be considered.

- The purified Polyemulsan OBM can be pumped from the working tank to a specialized storage facility.

Constructing an additional storage facility will make it possible to save approximately 100 m³ of Polyemulsan OBM, reduce the costs associated with drilling mud disposal, and improve the overall environmental impact.

4.2 Dispersion of drilling mud by new methods

Water-based drilling fluids do not possess certain disadvantages that are associated with oil-based mud (OBM). One of these drawbacks is the requirement for dispersion during its preparation. Since OBM consists of two phases, namely water and oil, it is crucial to ensure effective interaction between these components at the molecular level. The key factor in achieving stability is the size of the droplets of one phase within the other, as smaller droplets result in higher electrical stability and overall emulsion stability [11].

In the field, the necessary flow rate for the operation of the hydraulic dispersant DG-40 (as depicted in Figure 6) can be achieved using a drilling pump. However, a proposed mud to address this issue involves utilizing a cementing unit. It is important to note that the flow rate produced by a cementing unit is lower compared to that of a drilling pump. To make a comparison between these two flow rates, Formula (1) will be employed.

$$V = 1000 \cdot \frac{Q}{\pi \cdot \left(\frac{d^2}{4}\right)}, \quad (1)$$

where: V – flow rate of the substance, m/sec;

Q – liquid flow rate, l/sec;

D – inner diameter of the pipeline, mm.

Using the reference data, we get: $Q_{\text{drilling pump}} = 40-60$ l/sec; $Q_{\text{drilling pump}} = 25$ l/sec, $d_{\text{diameter of nozzle}} = 7-10$ mm [12,13,14]. Using formula (1), we calculate:

$$V_{\text{drilling pump}} = 1000 \cdot \frac{50}{\pi \cdot \left(\frac{10^2}{4}\right)} = 637 \text{ m/s}$$

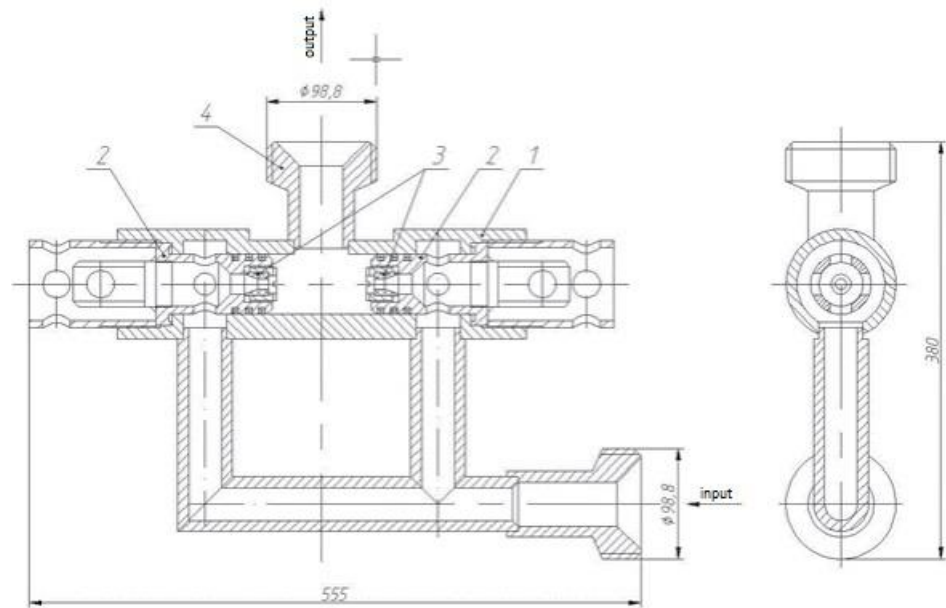
$$V_{\text{cementing unit}} = 1000 \cdot \frac{25}{\pi \cdot \left(\frac{10^2}{4}\right)} = 319 \text{ m/s}$$

There is a significant difference in outlet velocities between the drilling pump and cementing unit, with the latter being approximately half of the former. This disparity not only affects the rate of dispersion but also impacts its quality. The reduced collision rate between the two streams in the DG-40 dispersant (as shown in Figure 1) leads to larger particles in the oil and decreases the electrical stability of the drilling mud.

As a result, it is not feasible to achieve efficient dispersion of freshly prepared portions of OBM during the well drilling [11]. For instance, the process of preparing approximately 160 m³ of mud using DG-40 can take up to 3 days, leading to significant losses during well construction [15].

We will further examine three cavitation dispersants: DG-40, ultrasonic dispersant "Bulava," and the rotary-type KLM-18 homogenizer-dispersant. Cavitation involves reducing pressure below a critical level [16].

Let's consider the hydraulic dispersant DG-40 (depicted in Figure 6) [17]. The drilling mud enters the dispersant housing (1), and two high-speed jets collide in the supply pipes (2) due to the presence of cone-shaped nozzles (3). The high velocities result in cavitation, which facilitates the dispersion of the drilling mud.



1 – housing; 2 – supply pipes; 3 – conical nozzles; 4 – drain pipe

Figure 6 – Hydraulic dispersant DG-40

To achieve a fast flow of drilling mud while using DG-40 (depicted in Figure 6), an industrial drilling pump is required since the dispersant itself does not have a power drive.

Numerous hydraulic dispersants based on the same technology are available, such as DG-40/20 and DG-2. Among these options, the DG-40 model has gained a reputation as a reliable and straightforward technological drilling mud that does not involve significant costs for implementation. It can be utilized within a temperature range of -45°C to $+45^{\circ}\text{C}$ [17]. The use of DG-40 undoubtedly has a positive impact on the electrical stability of hydrocarbon-based drilling mud. This is due to the small nozzle diameter (7 and 10 mm) combined with a high flow rate from the drilling pump, which enables effective homogenization and dispersion.

Let us examine the ultrasonic dispersant "Bulava" (depicted in Figure 7). In this case, cavitation is induced through the repeated treatment of the substance within a high-intensity ultrasonic field [18].



Figure 7 – Ultrasonic dispersant «Bulava»

The initial proposal to introduce the "Bulava" installation for industrial drilling was made by Maxim Koval [15]. In his research, he conducted the analysis of the drilling mud preparation technology using ultrasonic exposure and obtained positive results. OBM that was dispersed with the assistance of the "Bulava" installation showed no signs of delamination, even after thermal aging and during sedimentation over a 14-day period.

Implementing the "Bulava" installation requires the additional cost of a submersible rust cleaner since it remains in constant contact with the drilling fluid. Moreover, the expenses for electricity and depreciation of the working complex are increased.

An assessment of the economic efficiency is provided (see Figure 8 and Application B). According to the results, the investment in equipping the drilling rig with 10 "Bulava" rigs would be recouped within one year of their usage [15].

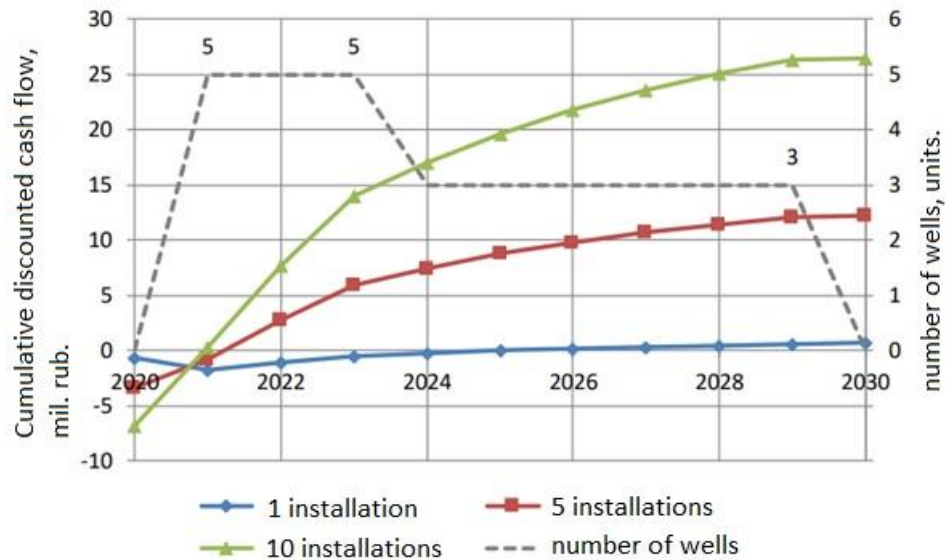


Figure 8 – Economic calculation of using 1. 5 and 10 “Bulava” installations

The analysis conducted lacks objectivity as the author only compares the two installations in terms of time-saving. However, it should be noted that the use of a drilling pump does not always result in downtime during the well construction process, for example, during cementing or when addressing breakdowns and other operational issues.

Nevertheless, there is a significant advantage to consider. Even if the "Bulava" installation is not three times more efficient but rather two times more efficient, it can still serve as a viable alternative to the standard hydraulic dispersion method.

Further research and literature review led to the discovery of another mud: an industrial homogenizer in the form of a rotary type disperser (Fig. 9).

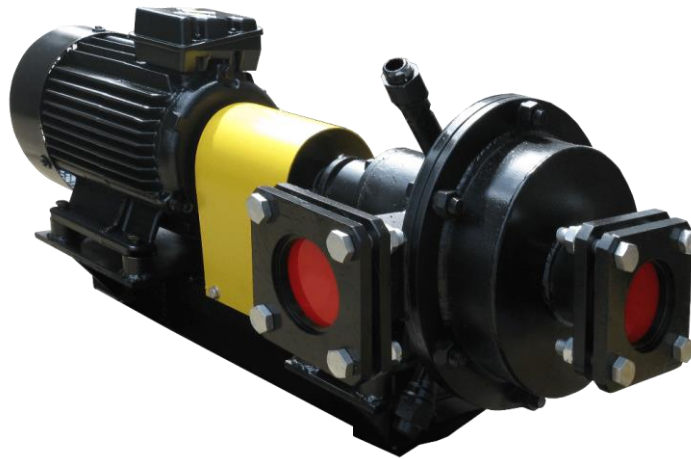


Figure 9 – Colloidal mill KLM-18

Cavitation is induced in the resonant chamber as a result of the reduction in hydrostatic pressure. This dispersant is equipped with a pumping unit, eliminating the need for a drilling pump for its full operation.

The KLM-18 colloidal mill has a water capacity of 18 m³/hour [20]. As we use denser and more viscous substances, the productivity is estimated to be around 5-10 m³/hour. Thus, it would take approximately 16-32 hours to prepare 160 m³ of OBM.

It should be noted that the rotor-stator mechanism of the colloidal mill does not interact well with abrasive particles. If the solution contains a high concentration of such particles, it can lead to rapid wear and breakdown of the mill.

Traditionally, this equipment has not been utilized in the field of oil and gas well drilling. Therefore, studying the effect of a colloidal mill on OBM dispersion becomes highly relevant.

To provide a comprehensive assessment, we will analyze various dispersants based on objective indicators, as outlined in Table 18.

Table 18 – Analysis of dispersants of various types

Dispersants	Hydraulic Dispersant DG-40	Ultrasonic dispersant "Bulava"	Colloidal mill KLM-18
Is it necessary to use a drilling pump?	Yes	No	No
Mud treatment duration (160 m ³ of drilling mud, h)	72	24	16-32
Economic analysis	Yes	Yes	No

Continuation of Table 18

Laboratory analysis of interaction with OBM	Yes	Yes	No
Sensitivity to the presence of abrasive particles in drilling mud	Low	Low	High

The main advantage of the "Bulava" ultrasonic dispersant and the KLM-18 colloid mill is their ability to operate independently from the drilling pump and cementing unit, ensuring uninterrupted oil and gas well construction process. Additionally, these devices provide faster dispersion of drilling mud, resulting in time and material savings.

Considering the objective of saving and improving resource efficiency, it can be concluded that implementing the "Bulava" ultrasonic dispersant into production is justified, as previously suggested [15].

Therefore, both the "Bulava" disperser and the KLM-18 colloid mill are suitable options for dispersing mud at this particular site.