

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.323:622.243.23/24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Королев Алексей Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) Ковалев А.В.
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Королев Алексей Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Кургасовский район)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения
	2. Интервал отбора керна: в пилотном стволе
	3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом
	4. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 40 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход на кровлю / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 500 метров
	5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2575 м
	6. Диаметр хвостовика: 114 мм
	7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый
	8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол
	9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
	1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ
	1.2. Геологические условия бурения
	1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)
	1.4. Зоны возможных осложнений
	1.5. Исследовательские работы
	2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
	2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины
	2.2. Обоснование конструкции скважины
	2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя
	2.2.2. Построение совмещенного графика давлений
	2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска
	2.2.4. Выбор интервалов цементирования
	2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

	2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 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
2БЗВ	Королев Алексей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Королеву Алексею Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Королев Алексей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Королеву Алексею Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении. Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяных месторождениях
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – пожароопасность; – взрывоопасность – электрический ток; – расположение рабочего места на значительной высоте.
2. Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и

– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Королев Алексей Сергеевич		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2017 года	3. Предварительная защита работы	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 с., 19 рис., 36 табл., 43 литературных источника, _16 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть, полимер, понизитель фильтрации, показатель фильтрации, суспензия.

Объектом исследования является Дуклинское нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на Дуклинском нефтяном месторождении. Разработка способов повышения скорости растворения реагентов понизителей фильтрации.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на Дуклинском нефтяном месторождении Томской области. Также проводились эксперименты по увеличению скорости растворения полимерных реагентов для буровых растворов путем перевода их в суспензионную форму.

В результате исследования было выявлено, что наибольшей эффективностью суспензионные формы полимерных реагентов обладают в соленасыщенных буровых растворах, и что чем выше степень замещения полимерного реагента, тем более выражен эффект от его суспендирования.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана эксплуатационная наклонно-направленная скважина с пилотным стволом и горизонтальным участком, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм и диаметр хвостовика 114,3 мм.

Область применения: суспензионные формы полимерных реагентов могут найти применение при приготовлении промысловых жидкостей для бурения скважин как нефть и газ, так и на твердые полезные ископаемые. Наибольшую применимость они найдут в случаях отсутствия оборудования для качественного приготовления бурового раствора.

В будущем планируется продолжить исследование на тему увеличения скорости растворения полимерных реагентов. Планируется: изучить возможность использования альтернативных способов предотвращения агрегатирования частиц полимера, таких как использование диспергаторов; в целях создания комплексных реагентов осуществить поиск альтернативных буферных жидкостей; провести дополнительные опыты по исследованию стабильности суспензий в различных условиях.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.
- **хвостовик:** потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.
- **газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.
- **полимер:** высокомолекулярное соединение, состоит из большого числа повторяющихся одинаковых или различных по строению атомных группировок – составных звеньев (мономеров), соединенных между собой химическими или координационными связями в длинные линейные или разветвленные цепи, а также пространственные трёхмерные структуры.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор лопастной с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
- ПАЦ – полианионная целлюлоза.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. -

минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

Содержание

Введение	15
1 Общая и геологическая часть.....	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	16
1.2 Геологические условия бурения.....	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	16
1.4 Зоны возможных осложнений	16
1.5 Исследовательские работы	16
2 Технологическая часть	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	23
2.3 Углубление скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора	28
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	35
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	38
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	39
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн	40
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	40
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	42
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	45
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	45
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	45

2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	45
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей	46
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины	46
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	47
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	47
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	48
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	49
2.5	Выбор буровой установки.....	50
3	Специальная часть	51
	Разработка и исследование суспензионной формы полимерных реагентов для буровых промывочных растворов	51
3.1	Актуальность проблемы.....	51
3.2	Методика эксперимента	53
3.2.1	Средства и материалы для проведения экспериментов.....	53
3.2.2	Порядок проведения экспериментов	53
3.3	Результаты и их обсуждение	53
3.3.1	Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в соленасыщенной системе бурового раствора.....	53
3.3.2	Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в пресной системе глинистого бурового раствора.....	55
3.3.3	Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в системе биополимерного безглинистого бурового раствора.....	57
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК)	61
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	61
4.1.2	Организационная структура управления предприятием	62
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	63
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	63
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	64
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ	65
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	65
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	67

5 Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Томской области	69
5.1 Производственная безопасность	70
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия	70
5.2 Экологическая безопасность	75
5.2.1 Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду.....	75
5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	75
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	77
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин	77
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
Заключение.....	80
Список публикаций студента	81
Список использованных источников.....	82
Приложение А Географо-экономическая характеристика района работ.....	86
Приложение Б Геологические условия бурения	88
Приложение В Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	93
Приложение Г Возможные осложнения по разрезу скважины.....	95
Приложение Д Исследовательские работы.....	97
Приложение Е Формулы, используемые в расчете БК на прочность	99
Приложение Ж Проектирование процессов испытания и освоения	102
Приложение И Методика проведения экспериментов	104
Приложение К Организационная структура СФ АО ССК	109
Приложение Л Нормативная карта.....	110
Приложение М Сметный расчет на бурение и крепление скважины	112
Приложение Н Сводный сметный расчет	117
Приложение П Расчет молниезащиты.....	120
Приложение Р Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.....	122
Приложение С Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 2580 метров	
Приложение Т Компоновка бурильной колонны при бурении интервала 2806-3042 м	
Оптический диск с электронной версией ВКР	

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день практически немыслима без сооружения скважин. Скважины в свою очередь в зависимости от назначения могут служить разным целям, таким как разведка и уточнение запасов углеводородного сырья, непосредственная добыча нефти и газа, закачка различных агентов в пласт в рамках системы поддержания пластового давления и пр.

Однако на сегодняшний день в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений и необходимостью поддержания уровня добычи на требуемом уровне требуется введение в разработку новых площадей с запасами, относимыми к трудноизвлекаемым. Таким образом, перед бурением все чаще ставятся задачи, связанные с проводкой скважин в осложненных условиях.

Такое положение дел вынуждает разрабатывать новые технологии, способствующие увеличению эффективности процесса бурения. Уже сегодня мы можем увидеть повсеместное внедрение систем верхнего привода, успешный опыт применения роторных управляемых систем, многокилометровые горизонтальные стволы, безопасное бурение на депрессии и др.

Несмотря на все плюсы новых технологий, их применение должно быть экономически обоснованно. Поэтому проектирование строительства скважин должно рассматривать этот процесс со всех возможных сторон.

Исходя из всего вышеизложенного, выполняемая работа является актуальной.

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении Томской области» были учтены перспективы и опыт развития нефтегазовой отрасли и предложены оптимальные технологические решения.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района работ представлена в приложении А в таблице А.1.

В таблице А.2 представлена экономическая характеристика района строительства и пути сообщения.

Обзорная карта района работ изображена в приложении А. на рисунке А.1.

1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении Б в таблице Б.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице Б.2.

В таблице Б.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

В таблице Б.4 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В в таблице В.1.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Г в таблице Г.1.

1.5 Исследовательские работы

Исследовательские работы представлены в приложении Д в таблице Д.1.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируемый пятиинтервальный профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке 1.

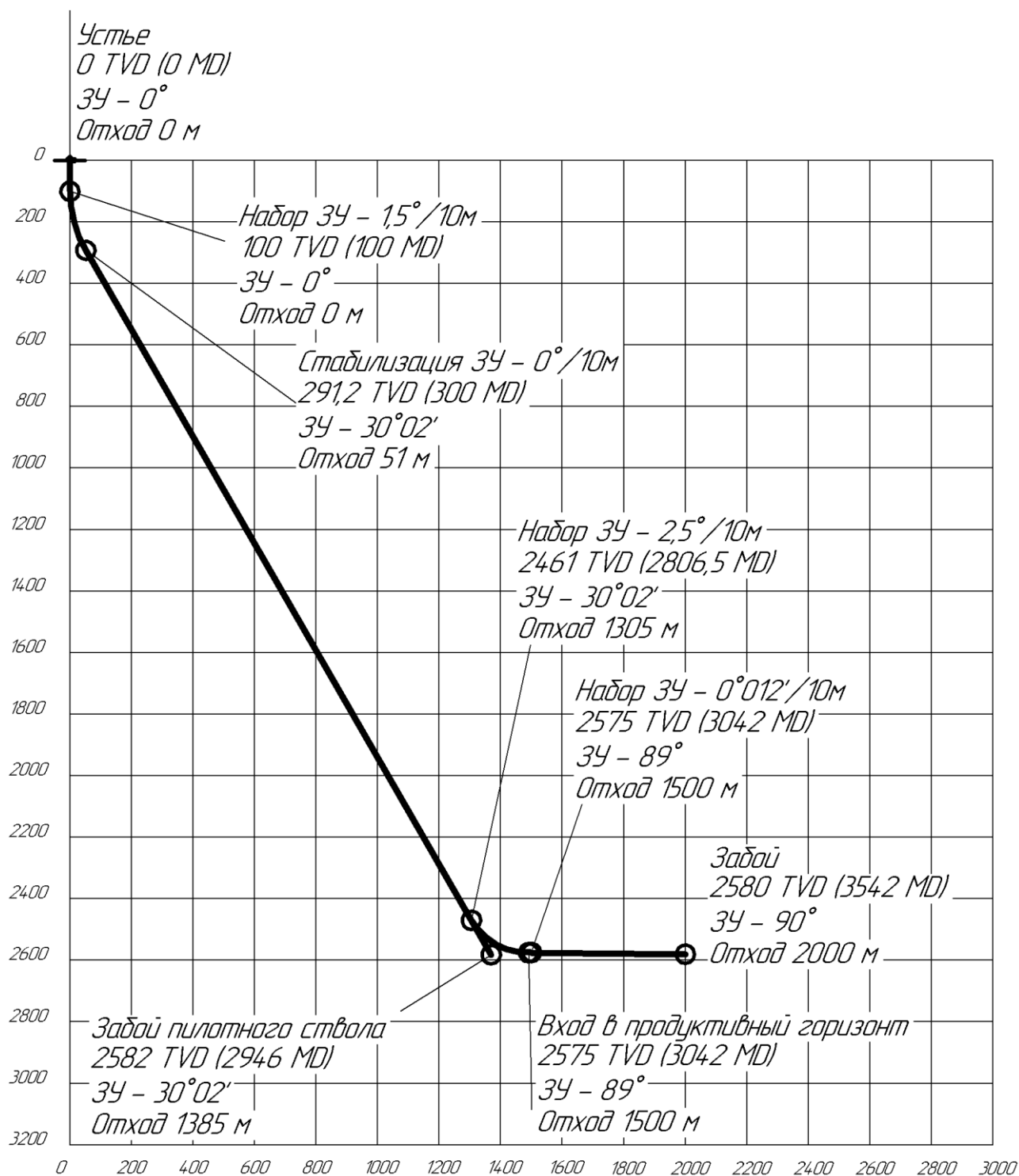


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Пятиинтервальный с горизонтальным участком ствола										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2580		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,15	
Глубина вертикального участка скважины, м				100		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				0,25	
Отход на кровлю, м				1500		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				500		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				0,002	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				5		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				30°02’	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				5		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				89°00’	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				90		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				89°00’	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0°00’	0°00’	0	100	100
2	100	291	191	0	51	51	0°00’	30°02’	100	300	200
3	291	2461	2170	51	1305	1254	30°02’	30°02’	300	2806	2506
4	2461	2575	114	1305	1500	195	30°02’	89°00’	2806	3042	236
5	2575	2580	5	1500	2000	500	89°00’	90°00’	3042	3542	500
Итого	Σ		2580	Σ		2000	-	-	Σ		3542

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Способ закачивания скважины согласно рекомендациям: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с открытым интервалом продуктивного пласта, в который спускается фильтр-хвостовик (диаметр хвостовика из технического задания 114 мм). Хвостовик щелевой. В качестве подвески примем подвесное устройство ПХН1.114/168, включающее в своей конструкции гидравлическую клиновую подвеску – якорь, основной гидравлический разъединитель и механический разъединитель в качестве резервного.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным Дуклинского месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Спуск технической колонны не требуется. Однако, ввиду того, что в конструкции скважины предусмотрен хвостовик, конструкция скважины двухколонная.

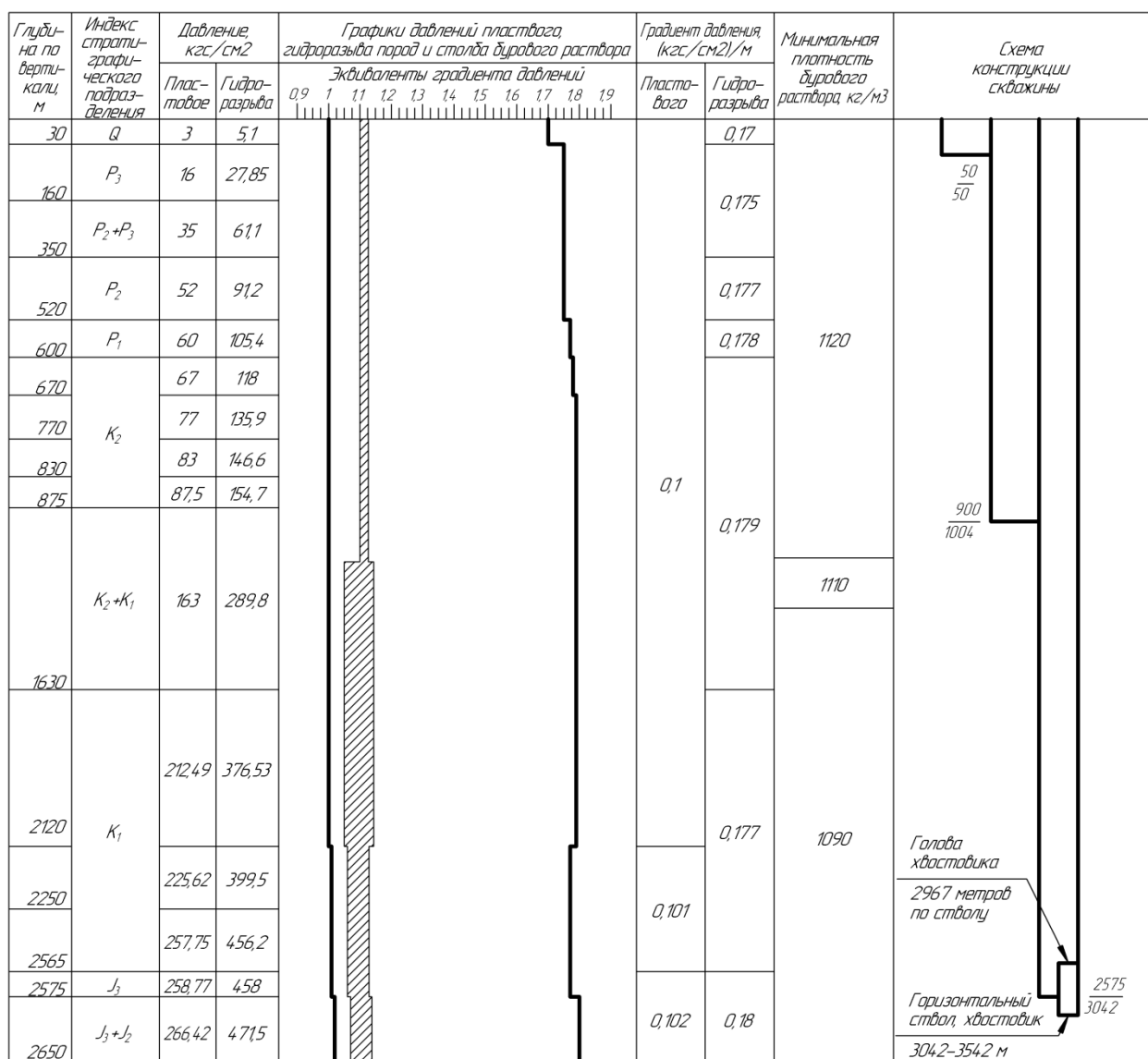


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Значение
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	25,3
P _{пл} , МПа	26
L, м	2580
P _ф , Г/см ³	0,829
gradP _{гр} , МПа/м	0,0176

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. С учетом опыта строительства скважин на данном месторождении примем глубину спуска направления 50 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора H_k определим по формуле (1):

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} = \frac{26 - 0,01 \cdot 2580 \cdot 0,829}{0,0176 - 0,01 \cdot 0,829} = 497,5 \text{ м}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – максимальное пластовое давление, МПа; L – глубина скважины, м; γ_{ϕ} – плотность пластового флюида, г/см³; $\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 900 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2575 м. Таким образом, колонна входит интервала продуктивного пласта 2575-2580 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину;
- Кондуктор цементируется на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м;

Фильтр-хвостовик с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика. Результаты проектирования конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектирован- ная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектирован- ная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	339,7	393,7
Кондуктор	497,5	900	656	1004	0-900	0-1004	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2575	2575	3042	3042	770- 2575	854 -3042	168,3	215,9
Хвостовик	2580	2580	3542	3542	-	-	114,3	142,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

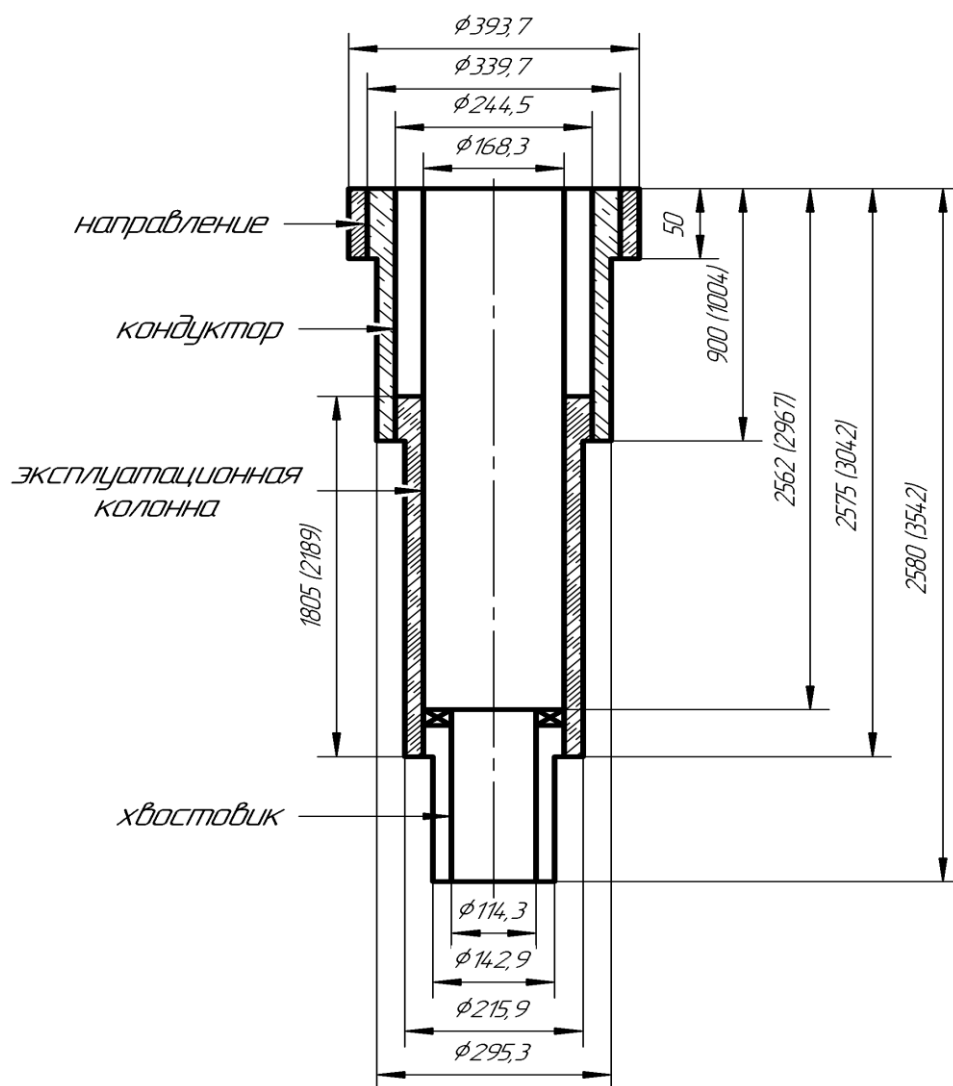


Рисунок 3 – Конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования и колонной обвязки для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

Максимальное устьевое давление составляет 5 МПа.

В соответствии с этим значением выбираем колонную головку ОКК1-21-168х245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 168 мм (ЭК) и 245 (кондуктор).

Примем 5 схему противовыбросового оборудования ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–50	Направление	Роторный
50–900	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
900–2461 2461–2575	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
900–2570	— (пилотный ствол)	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
2570–2582	— (пилотный ствол)	Роторный
2575–2580	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать четыре долота и одну бурголовку. Среди них только одно долото является шарошечным и применяется для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик, а также для бурения интервала отбора керна применяются долота с резцами PDC. Исходя из технико-экономических показателей этих долот, данный выбор является оптимальным. Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-900	900-2570 2461-2575	2570-2582	2575- 2580
Шифр долота		БИТ 393,7 Z1RSJ (М- ЦГВУ)	БИТ 295,3 ВТ 419 У	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	БИТ 214,3/100 В 913 О	БИТ 142,9 В 613 УЕ.30
Тип долота		Шаро- шечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	214,3	142,9
Тип горных пород		М	МС	СТ, Т	СТ	СТ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117	МК 162x4,233 x1:16	3–88
	API	7 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	-	3 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,40	0,39	0,37	0,17	0,31
Масса, кг		150	91	39	28	16
G, тс	Рекомендуемая	15-20	2-10	5-15	2-5	2-10
	Предельная	40	12	20	7	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	150-400	60-120	60-320
	Предельная	600	400	400	120	320
Калибратор		К-393,7 МС	КЛС- 295 МС	КЛС- 213СТ	-	-

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Согласно расчетной методике для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная приблизительно 4 тоннам, поскольку она обеспечит усилие, достаточное для разрушения горной породы, но при этом не вызовет значительного износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно известной методике. Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-900	900-2570	2570-2582	2461-2575	2575-2580
Исходные данные						
α	1					
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	7,16	12,30	26,54	44,10	44,10	44,10
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,43	21,59	14,29
η	1					
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	400	118	196	69	196	118
Результаты проектирования						
$G_1, \text{кН}$	21	51	65	93	108	62
$G_2, \text{кН}$	40	30	43	43	65	46
$G_3, \text{кН}$	400	94	157	55	157	94
$G_{проект}, \text{кН}$	40	51	65	55	108	62

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну и интервале пилотного ствола (900-2570 и 2461-2575 м) запроектировано большее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Такой выбор обусловлен рекомендациями производителя для данного долота. Также согласно зависимости [2] механической скорости проходки от частоты вращения лопастного породоразрушающего инструмента, увеличение частоты вращения приведет к увеличению механической скорости проходки. Поскольку предельная частота вращения для данных долот составляет 400 об/мин, данное увеличение не приведет к значительному росту износа [3].

Данные по проектированию частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-900	900-2570	2570-2582	2461-2575	2575-2580
Исходные данные						
$V_{л}, \text{м/с}$	3	1,8	1,2	1,1	1,1	1,1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2143	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	214,3	215,9
$\tau, \text{мс}$	6	-	-	-	-	-
z	24	-	-	-	-	-
α	0,8	-	-	-	-	-
Результаты проектирования						
$n_1, \text{об/мин}$	146	116	106	98	97	148
$n_2, \text{об/мин}$	271	-	-	-	-	-
$n_3, \text{об/мин}$	657	-	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$	150	120	150	100	150	150

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также обеспечит возможность сооружения интервала набора угла. Для бурения интервала под пилотный ствол и под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Для бурения интервала под хвостовик также выбирается винтовой забойный двигатель ДРЗ-127, его применение позволит добрать зенитный угол до 90 градусов и провести ствол скважины в достаточно тонком продуктивном пласте, толщина которого составляет 5 м.

Данные по проектированию параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-900	900-2570	2570-2582	2461-2575	2575-2580
Исходные данные							
D _д	м	-	0,2953	0,2159	-	0,2159	0,1429
	мм	-	295,3	215,9	-	215,9	142,9
G _{ос} , кН		-	51	65	-	108	62
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5	-	1,5	1,5
Результаты проектирования							
D _{зд} , мм		-	240	178	-	178	127
M _р , Н*м		-	2012	1889	-	3069	1227
M _о , Н*м		-	148	108	-	108	72
M _{уд} , Н*м/кН		-	37	27	-	27	19

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	50-900	240	8,025	1851	30-50	84-144	13,0-16,0	90-191
ДГР-178М.7/8.37	900-2572; 2461-2575	178	6,984	1036	25-35	96-144	9,0-12,0	62-128
ДРЗ-127М.7/8.37	2575-2580	127	5,740	418	10-20	120-240	3,8-5,5	33-96

2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаление шлама с забоя, вынос шлама из скважины, предотвращение размыва стенок скважин, предотвращение

прихватов. Согласно известной методике из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора. При этом выбор должен удовлетворять проверочным расчетам, которые учитывают обеспечение устойчивой работы забойного двигателя и производительности буровых насосов. Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-900	900-2572	2572-2582	2461-2575	2575-2580
Исходные данные						
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2159	0,2143	0,2159	0,1429
K	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
K_k	1,30	1,24	1,14	1,10	1,10	1,10
$V_{кр}, м/с$	0,1500	0,1300	0,1100	0,1100	0,1100	0,1100
$V_m, м/с$	0,0097	0,0083	0,0056	0,0035	0,0035	0,0035
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}, м$	0,254	0,240	0,165	0,178	0,165	0,108
$d_{нмах}, м$	0,020	0,010	0,008	0,004	0,008	0,004
n	3	6	8	9	8	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5					
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02					
$\rho_p, г/см^3$	1,110	1,110	1,080	1,080	1,080	1,080
$\rho_{п}, г/см^3$	2,337	2,434	2,549	2,621	2,545	2,600
Результаты проектирования						
$Q_1, м^3/с$	0,073	0,034	0,011	0,011	0,011	0,005
$Q_2, м^3/с$	0,073	0,038	0,015	0,010	0,009	0,004
$Q_3, м^3/с$	0,140	0,052	0,031	0,023	0,028	0,016
$Q_4, м^3/с$	0,073	0,036	0,015	0,014	0,014	0,006
$Q_5, м^3/с$	0,035	0,035	0,037	0,021	0,037	0,014
$Q_6, м^3/с$	-	0,030-0,050	0,025-0,035	-	0,025-0,035	0,010-0,020

Продолжение таблицы 10

Дополнительные проверочные расчеты						
$Q_{\text{табл}}, \text{м}^3/\text{с}$	-	0,045	0,030	-	0,030	0,015
$\rho_{\text{табл}}, \text{кг}/\text{м}^3$	-	1000	1000	-	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг}/\text{м}^3$	-	1120	1090	-	1090	1090
$M, \text{Н} \cdot \text{м}$	-	2012	1889	-	3069	1227
$M_{\text{табл}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	-	14500	10500	-	10500	4650
m	-	2	2	-	1	1
n	-	0,9	0,9	-	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{с}$	-	0,032	0,032	-	0,028	0,028
$Q_{\text{пров1}}, \text{м}^3/\text{с}$	-	0,016	0,012	-	0,016	0,007
$Q_{\text{пров2}}, \text{м}^3/\text{с}$	-	0,057	0,057	-	0,025	0,025
Области допустимого расхода бурового раствора						
$\Delta Q, \text{м}^3/\text{с}$	0,073- 0,140	0,038- 0,050	0,025- 0,030	0,014- 0,023	0,025- 0,028	0,014- 0,016
Запроектированные значения расхода бурового раствора						
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	0,080	0,040	0,030	0,018	0,028	0,015
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)						
$Q_{\text{тн}}, \text{м}^3/\text{с}$	-	0,045	0,030	-	0,030	0,015
$\rho_1, \text{кг}/\text{м}^3$	-	1000	1000	-	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг}/\text{м}^3$	-	1120	1090	-	1090	1090
$M_{\text{тн}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	-	14500	10500	-	10500	4650
$M_{\text{тб}}, \text{Н} \cdot \text{м}$	-	12832	9970	-	9970	5069

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице 11 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе.

Далее представлен расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины под пилотный ствол. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

Исходные данные и принятые обозначения величин для расчета представлены в таблице 12.

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	18,28	3153,3
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19 (Е)	127	408	12811
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	49,3	3500
2	ТБТ-127	127	49,3	3500
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19 (Е)	127	2424	76113

Таблица 12 – Исходные данные и обозначения в формулах

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Длина верт. участка $H_{\text{верт}}$, м	100	Диаметр НУБТ $D_{\text{убт } 1}$, м	0,1780
Зенитный угол α_1 , рад	0,524	Удельная масса НУБТ $q_{\text{убт } 1}$, кг/м	174,1
Радиус кривизны R_1 , м	382	Диаметр БТ D , м	0,1270
Глубина H , м	2570	Толщина стенки δ , м	0,0092
Длина участка стабилизации $L_{\text{шт}}$, м	2633	Внутренний диаметр БТ d , м	0,1086
Осевое усилие G , Н	64981	Удельный вес БТ q , Н/м	314,12
Плотность бур. раствора $\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	1090	Модуль Юнга E , Па	$2,1 \cdot 10^{11}$
Плотность стали $\rho_{\text{ст}}$, кг/м ³	7850	Модуль сдвига G , Па	$0,8 \cdot 10^{11}$
Перепад давления в ВЗД ΔP , Па	$6,7 \cdot 10^6$	Диаметр долота D_d , м	0,2159
Вес ВЗД $G_{\text{ВЗД}}$, Н	10163	Длина ТБТ $l_{\text{ТБТ}}$, м	98,64
Коэффициент Архимеда k_A	0,861	Длина яса $l_{\text{яс}}$, м	5,12
Осовой момент сопротивления W , м ³	$9,357 \cdot 10^{-5}$	Площадь сечения металла БТ F , м ²	0,0034

Продолжение таблицы 12

Полярный момент сопротивления W_p , м ³	0,000187	Площадь проходного сечения БТ $F_{п}$, м ²	0,00926
Осевой момент инерции I , м ⁴	$5,94 \cdot 10^{-6}$	Осевое усилие на корпусе ВЗД $F_{ВЗД}$, Н	62062
Полярный момент инерции I_p , м ⁴	$1,188 \cdot 10^{-5}$	Вес КНБК $G_{КНБК}$, Н	46004

Формулы, использованные в расчете, приведены в приложении Е.

Расчетная длина превышает проектируемую, следовательно, данные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны.

Все величины, рассчитанные по формулам, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов

Расчет на наружное избыточное давление					
р _{вн} , МПа	65,5	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)			
Δр(0), МПа	13,1				
n _{вн}	4,985	Да	Нет		
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
Силы, действующие на участке стабилизации					
l _{УБТ} [*] , м	l _{БТ} , м	G _{БТ} , кН	р _{заб} , Па	F _А , Н	
-328,9	2870	9·10 ⁵	2,72·10 ⁷	92,70·10 ³	
F _{тр.КНБК} , Н	9,70·10 ³	Включение в КНБК дополнительных секций УБТ не требуется			
N(l _{БТ}), Н	2,09·10 ⁴				
F _{пз} , Н	3,95·10 ³				
F _{трз} , Н	1,60·10 ⁵				
N _з , Н	9,40·10 ⁵				
Напряжения в верхнем сечении и сечении изгиба					
F _{п2} , Н	-4,93·10 ⁵	M _и , Н*м	3266		
F _{тр2} , Н	9,87·10 ⁴	σ _и , МПа	3,49·10 ⁷		
G _{БК} , Н	7,30·10 ⁵	σ(Н), МПа	3,50·10 ⁸		
F _{тр} , Н	2,56·10 ⁵	σ(0), МПа	3,24·10 ⁸		
N(Н), Н	1,07·10 ⁶	σ _т (Н), МПа	4,90·10 ⁸		
N(0), Н	1,10·10 ⁶	σ _т (0), МПа	4,54·10 ⁸		
Наиболее опасным является сечение изгиба					
Для полученного значения σ _т (Н) ближайшей подходящей категорией прочности БТ является «Е» с σ _т = 517 МПа, т. е. фактический k _{ст} = 1,46					
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной длины секции бурильных труб					
q, Н/м	G _{КНБК} , Н	k _А	F _п , м ²	F, м ²	ΔР, Па
314,12	46004	0,861	0,0093	0,0034	6,7·10 ⁶

Продолжение таблицы 13

Q_{mk} , Н	$1,76 \cdot 10^6$	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м	4922
C	0,9		
Q_{mk}^C , Н	$1,60 \cdot 10^6$		
n	1,15		
K_t	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м	3632
K	1,15		
n	1,45		
σ_t , Па	$5,17 \cdot 10^8$		

Запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	150	0,40	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор К-393,7 МС	380	0,90	
			Переводник П-201/177	75	0,52	
			УБТС2-254	2689	9,82	
			Переводник П-177/201	75	0,52	
			Переводник П-161/177	62	0,46	
			УБТ-203	1717	8,00	
			Переводник П-122/161	63	0,53	
			УБТ-165	1011	8,00	
			Переводник П-133/122	70	0,53	
			ПК-127х9,19 Е	754	27,86	
Σ			7044	51,86		
2	50	100	БИТ 295,3 ВТ 419 У	91	0,38	Бурение интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КЛС-295 МС	70	0,70	
			Забойный двигатель ДГР-240М.7/8.41	1756	8,27	
			Переводник П-152/171	63	0,40	
			Клапан переливной КП-210	93	0,60	
			Клапан обратный КОБ-203	155	0,77	
			Установочный переводник УВНО-203	180	0,86	
			НУБТ-203 (с ТМС)	2027	9,20	
			НУБТ-203	2027	9,20	
			Переводник П-122/152	54	0,36	
			УБТ-165	1087	8,00	
			Переводник П-133/122	59	0,45	

Продолжение таблицы 14

			ПК-127х9,19 Е (ост.)	30898	984,00	
			Σ	38559	1024,20	
3	1004	2932	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	39	0,37	Бурение интервала под эксплуатацио нную колонну, интервала пилотного ствола
			Калибратор КЛС-215,9 СТ	60	0,60	
			Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1036	6,98	
			Клапан переливной КП-172	97	0,81	
			Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	
			Переводник П-133/147	114	0,42	
			Установочный переводник УВНО-172	150	0,74	
			НУБТ-178 (с ТМС)	1591	9,14	
			НУБТ-178	1591	9,14	
			ПК-127х9,19 Е (25св.)	12811	408,00	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
			ЯГБ-172	640	2,17	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	75586	2407,00	
			Σ	100824	2945,00	
4	2933	2946	БИТ 215,9/100 В 913 О.02	30	0,17	Отбор керна в пилотном стволе
			СКИ 178/100	1120	17,10	
			П-147/133	70	0,53	
			УБТС-178	5184	36,00	
			Переводник П-133/147	70	0,53	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	91939	2904,00	
			Σ	97659	2958,30	
5	2806	3042	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	39	0,37	Зарезка основного ствола и пилотного, набор угла в интервале под эксплуата- ционную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуата- ционной колонны
			Калибратор КЛС-215,9 СТ	60	0,60	
			Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1036	6,98	
			Клапан переливной КП-172	97	0,81	
			Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	
			Переводник П-133/147	114	0,42	
			Уст. переводник УВНО-172	150	0,74	
			НУБТ-178 (с ТМС)	1591	9,14	
			НУБТ-17	1591	9,14	
			ПК-127х9,19 Е (25св.)	16010	408,00	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
			ЯГБ-172	640	5,12	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
			ПК-127х9,19 Е (ост.)	76867	2520,00	
			Σ	104366	3060,70	

Продолжение таблицы 14

6	3042	3542	БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	16	0,31	Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
			Забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37	418	5,74	
			Клапан переливной КП-120	30	0,43	
			Клапан обратный КОБ-120	18	0,35	
			Уст. переводник УВНО-120	50	0,74	
			НУБТ-121 (с ТМС)	451	9,14	
			НУБТ-121	451	9,14	
			ПН-89х9,4 Е (25св.)	12720	600,00	
			УБТС-121 (8 тр.)	3869	52,00	
			ЯГБ-124	330	2,10	
			УБТС-121 (7 тр.)	3385	45,50	
			ПН-89х9,4 Е (ост.)	60038	2832,00	
Σ			81775	3557,40		

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый; для интервала под кондуктор – полимерглинистый; для бурения пилотного ствола и интервала под эксплуатационную колонну – полимер-карбонатный; для бурения интервала под хвостовик, в том числе для вскрытия продуктивного пласта – биополимерный хлоркалийевый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает преимущественно импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 15. В таблице 16 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора [5].

Таблица 15 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	50	0,10	0,49	50	9,81	1100-1170	2337	1,5	0,010	
50	1004	0,10	8,83	900		1100-1170	2429		0,008	
1004	1360	0,10	11,76	1200		1100-1130	2458		0,008	
1360	3042	0,05	25,79	2575		1075-1140	2507		0,005	
3042	3542	0,05	25,81	2580		1075-1140	2507		0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , фунт/100фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100фут ²	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, фунт/100фут ²	ПВ, сПз
от	до									
0	50	1,12	6-10	12-20	50-80	<12	8,0-8,5	1,5	12-20	10-12
50	1004	1,12	5-8	10-16	40-70	<10	8,0-9,0	<1,5	8-16	15-20
1004	1360	1,11	4-6	8-15	35-50	8	8,5-10,0	<1,0	12-25	10-20
1360	3042	1,09	4-6	8-15	35-50	8	8,5-10,0	<1,0	12-25	10-20
3042	3542	1,09	8-10	15-20	40-45	4-5	8,5-9,5	<0,5	20-30	10-15

Таблица 16 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH.
50	1010	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Polypac R, Polypac ELV, SAPP, ВПРГ, барит
1010	1360	Полимер-хлоркалийевый Вода пресная, NaOH, Polypac R, Polypac ELV, Duovis NS, KCl, Poly-Plus, SAPP, ВПРГ, МК-100, МК-60, МК-20
1360	3042	Полимер-хлоркалийевый Вода пресная, NaOH, Realub, Пента-465, Polypac R, Polypac ELV, Duovis NS, KCl, Poly-Plus, SAPP, ВПРГ, МК-100, МК-60, МК-20
3042	3542	Биополимерный хлоркалийевый Вода пресная, NaOH, Polypac R, Polypac ELV, Duovis NS, Realub, Пента-465, Reatrol, ИКВАС, KCl, МК-100, МК-60, МК-20

В случае высокой жесткости технической воды – произвести обработку кальцинированной содой (Na_2CO_3).

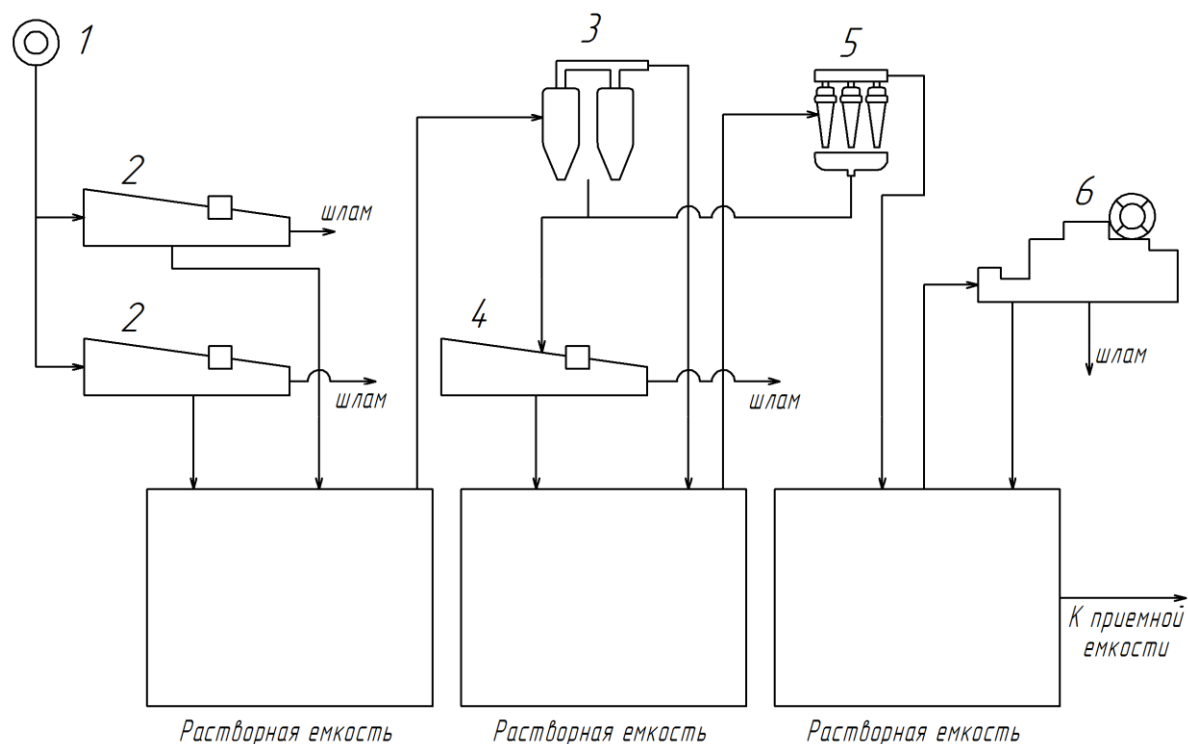


Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3 – пескоотделитель Derrick Desander (часть СГЦС); 4 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner; 5 – илоотделитель Derrick Desilter (часть СГЦС); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице 17 представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну. В таблице 18 представлены результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3042	0,2159	1,144	25,72	44,87	2507
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,028	УНБТ-950	0,0035	0,0125	12,5	1090

Продолжение таблицы 17

КНБК			
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м
ДГР-178М.7/8.37	0,178	6,98	-
НУБТ-178	0,178	18,28	0,0810
ТБТ-127	0,127	98,64	0,0760
Яс-171,5	0,171	5,12	0,0760
ПК-127х9,19 Е	0,127	2928,00	0,1086

Таблица 18 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1440,5	0,9948	0,231	0,958	6,70	0,15
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,22	4,74	80	0,00034	3,5	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР-178М.7/8.37	11832,9	7602,3	32,1	0,0098	-
НУБТ-178	11832,9	7602,3	32,1	0,0258	-
ТБТ-127	23391,5	8685,5	108,4	0,0600	-
Яс-171,5	13341,5	7734,7	40,5	0,0061	-
ПК-127х9,19 Е	23391,5	8685,5	108,4	1,7950	0,0480
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_t	
НУБТ-178	18046,5	38379,5	0,0299	0,0110	
ТБТ-127	16910,4	40904,5	0,0301	0,0810	
Яс-171,5	15562,8	44410,6	0,0304	0,0064	
ПК-127х9,19 Е	24511,8	28620,3	0,0294	0,3950	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Буринтех» БИТ 215,9/100 В 913 О.02. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал по глубине, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2572-2582	СКИ – 178/100	6	100	13,5-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1075
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обль}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1875
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	829	глубина скважины, м	2575,0
высота столба буферной жидкости h_1 , м	770,0	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	325,0
высота цементного стакана $h_{см}$, м (длина по стволу, м)	0,4 (10,0)	динамический уровень скважины h_0 , м	1717,0

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны изображена на рисунке 5. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 21.

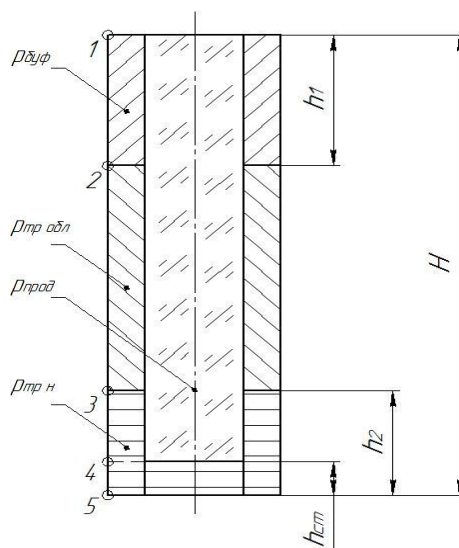


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 21 – Результаты расчета наружного избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	770,0	2250,0	2574,6	2575,0
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,6	7,8	10,6	10,6

Поскольку $P_z = 15,45 \text{ МПа} > P_{кз} = 6,98 \text{ МПа}$, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому дальнейшие расчеты наружного избыточного давления будут производиться для этого случая.

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины изображена на рисунке 6. Результаты расчета наружных избыточных давлений для случая, соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета наружного избыточного давления в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	770,0	1717,0	2250,0	2575,0
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,1	18,6	20,1	21,9

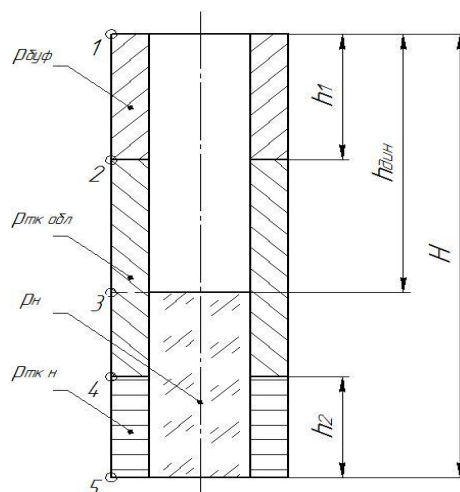


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

Эпюра наружных избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина–наружное избыточное давление» изображена на рисунке 7.

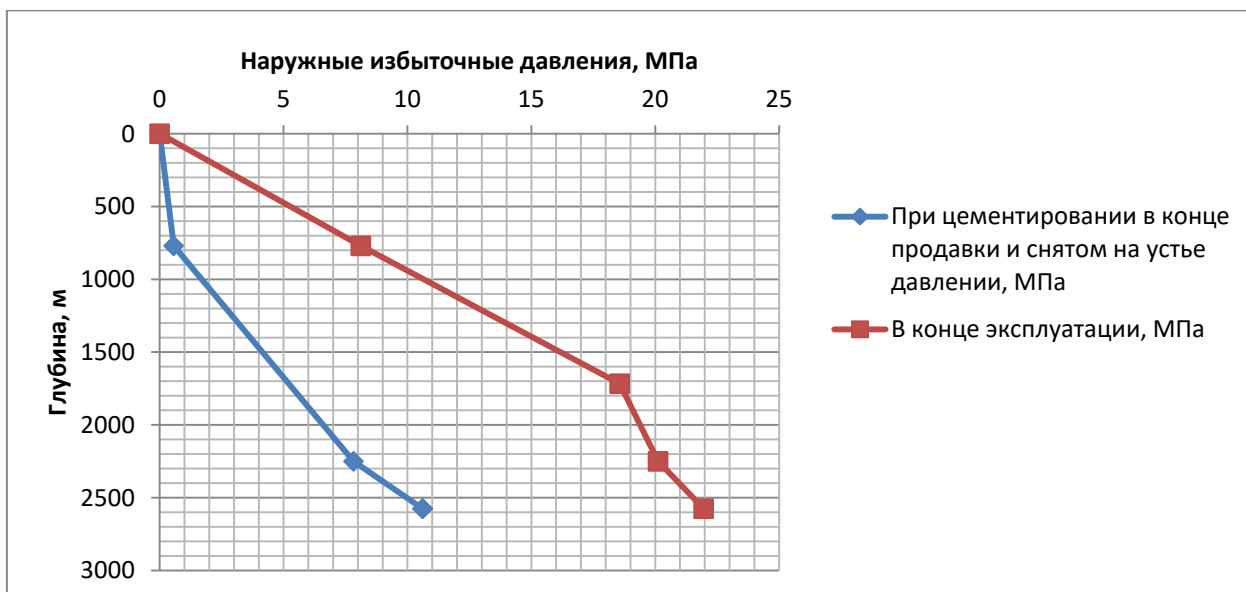


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, изображена на рисунке 8.

Максимальная величина давления на цементировочной головке составляет $P_{цг} = 19,1$ МПа.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для случая в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлены в таблице 23.

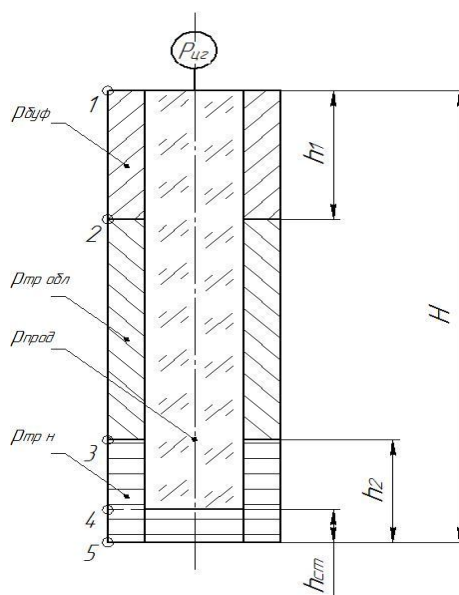


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 23 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	770,0	2250,0	2574,6	2575,0
Внутренне избыточное давление, МПа	19,1	18,5	11,2	8,5	8,5

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 9. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье $P_{оп} = 5,5$ МПа. Но минимальное давление опрессовки для выбранного диаметра эксплуатационной колонны: $P_{оп\ мин} = 11,5$ МПа. Минимальное требуемое давления больше расчетного, так что расчет производится для давления $P_{оп\ мин}$ [6].

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

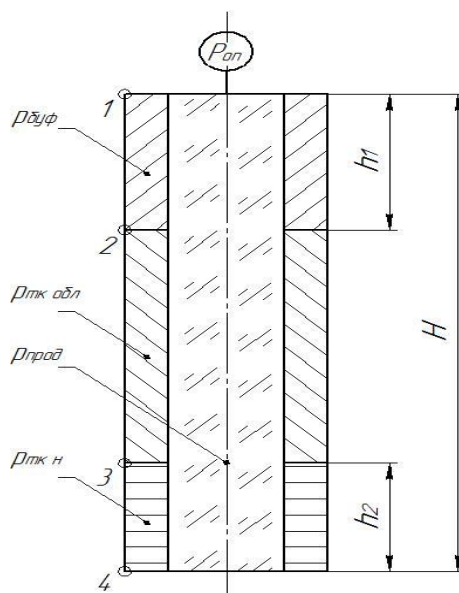


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 24 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления при опрессовке эксплуатационной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	770,0	2250,0	2574,6
Внутренне избыточное давление, МПа	11,5	10,9	9,1	7,8

Эпюра внутренних избыточных давлений в координатах «глубина – внутреннее избыточное давление» изображена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,9	50	36,00	1800	1800	2569-2575
2		8,0	1230	32,34	39778	41578	1561-2569
3		7,3	1530	29,90	45747	87325	230-1561
4		8,0	240	32,34	7762	95087	0-230

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (2):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп}, \quad (2)$$

42,6 МПа > 36,1 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – I – 100 с водоцементным отношением $m_n = 0,46$.

Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ – III – Об (4-6) – 100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 0,95$ [7].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора	Требуемый объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{трн} = 1875 \frac{кг}{м^3}$	10,6	14108,1	7,0 м ³
$\rho_{тробл} = 1500 \frac{кг}{м^3}$	33,5	26509,2	27,5 м ³
Сумма	44,1	40617,3	34,5 м ³

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

Для приготовления буферной жидкости предполагается использование МБП-СМ (материал буферный порошкообразный структурировано-моющий) в смеси с водой. Данный материал пригоден для приготовления буферных жидкостей плотностью 1020-2300 кг/м³ и используется в скважинах с температурами до 100 °С [8].

В таблице 27 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 27 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	18,8
Продавочная жидкость	57,5

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементировки скважины

Максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке $P_{цг} = 13,5$ МПа не превышает ранее рассчитанного значения $P_{цг\text{ расч}} = 19,1$ МПа. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины $P_z = 36,3$ МПа не превышает давления гидроразрыва $0,95P_{gp} = 42,6$ МПа.

Следовательно, дальнейшие расчеты не требуют корректировки.

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, изображенную на рисунке 11.

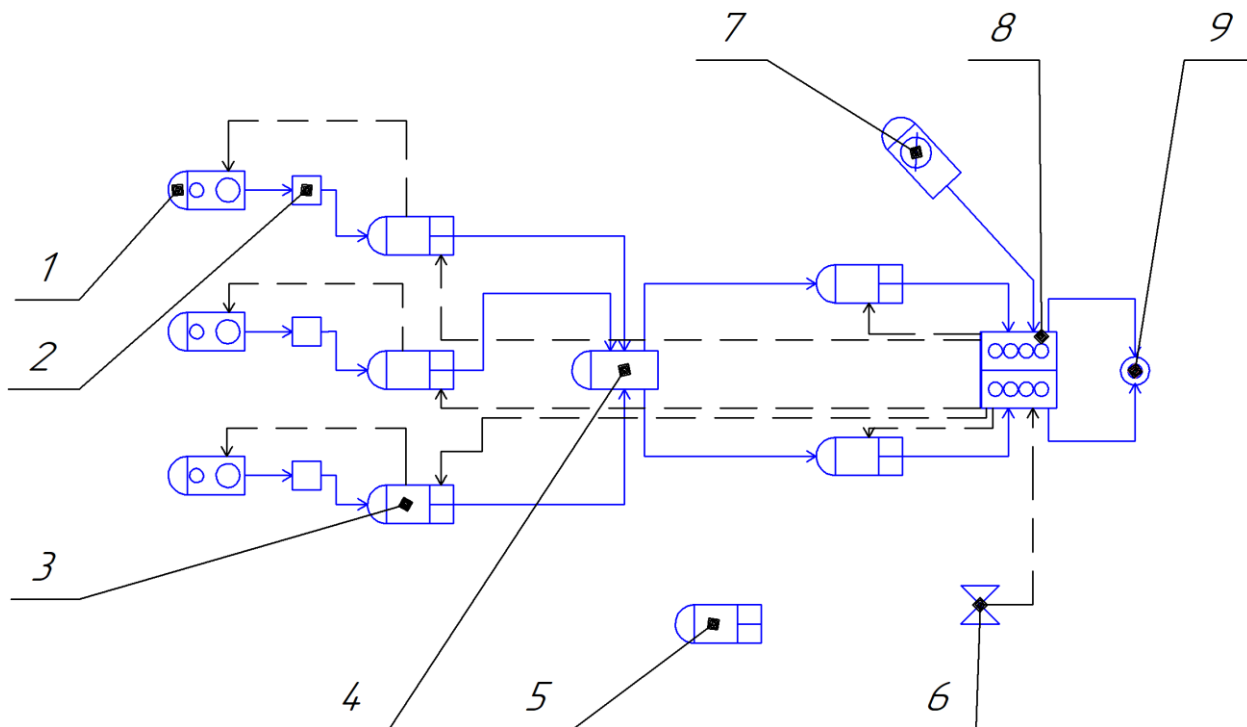


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

По полученным в ходе расчета значениям давлений построим график изменения давления на цементировочной головке, который изображен на рисунке 12:

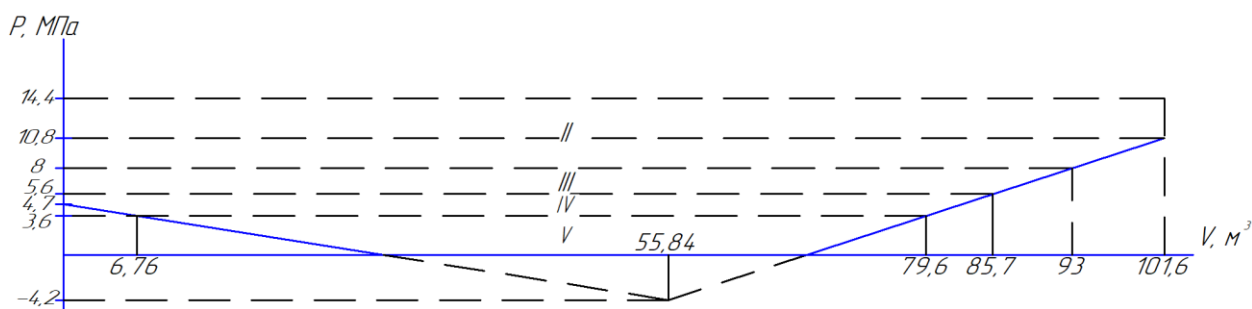


Рисунок 12 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 28 показаны сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 28 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	72,84
IV	12,86
III	7,30
II	8,60

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ = 68,8 мин не превышает 75% времени загустевания, которые составляют 90 минут.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку:

- Башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- Цементировочный клапан обратный дроссельный типа ЦКОД-168-1-ОТТМ;
- Головка цементировочная типа ГЦУ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- Разделительные пробки типа КРПФ 140-168;
- Центраторы пружинные типа ЦЦ-168/216-245-1 (интервалы их установки и количество представлены в таблице 29).

Таблица 29 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по стволу, м	Обозначение центратора	Количество, шт
980-1000	ЦЦ-168/216-245-1	2
1000-2806		37
2806-3042		24
Итого		63

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2575-2580 м в пилотном стволе с применением трубного пластоиспытателя МИГ-127. Достоинством данного пластоиспытателя является возможность проведения многоцикловых испытаний, т.е. при однократном спуске проводится несколько полных циклов испытаний пласта.

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке Ж.1 в приложении Ж.

Для освоения скважины применим метод свабиrowания. Этот метод освоения является одним из самых простых, экономичных и технологически безопасных на данный момент. Схематически сваб изображен на рисунке Ж.3. Для непосредственного использования примем «Комплект инструмента для свабиrowания, геофизических и ремонтных работ», выпускаемый по ТУ 3666-009-50265270-0. Комплект скважинного оборудования включает: замок канатный, карабин, груз, яс ударный, стандартный сваб с манжетой типа TUF для НКТ с внутренним диаметром 62 мм (наружный 73 мм) и шаблон. В среднем за рейс сваб выносит 0,5-0,7 м³ жидкости. Схематически процесс свабиrowания изображен на рисунке Ж.2

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	104,4	$Q_{\text{бк}} / [G_{\text{кр}}]$	0,52
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{об}}$)	95,09	$Q_{\text{об}} / [G_{\text{кр}}]$	0,48
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	135,7	$Q_{\text{пр}} / [G_{\text{кр}}]$	0,68
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	200,0		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, тс ($Q_{\text{влб}}$)	208,0	$k_{\text{по}} = P_{\text{o}} / P_{\text{бо}}$ ($k_{\text{по}} > 1,25$)	2,5
Вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	104,4		
Вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{ок}}$)	91,0		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{\text{п}}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, тс ($Q_{\text{бр}}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{\text{бо}}$)	17		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	34	1200	
3	60	500	
4	8	400	

3 Специальная часть

Разработка и исследование суспензионной формы полимерных реагентов для буровых промывочных растворов

3.1 Актуальность проблемы

Дальнейшее успешное развитие скважинной горной технологии, и как следствие нефтегазодобывающей отрасли промышленности, напрямую связано с эффективным и экономически выгодным процессом сооружения скважин. Причем получение положительного эффекта достигается не только сокращением сроков строительства скважин, но и сокращением затрат на ликвидацию аварий и осложнений при бурении.

Огромная роль в процессе бурения скважин отводится буровому раствору, представляющему собой сложный комплекс химических реагентов. Регулирование одних из основных технологических параметров, таких как реологические свойства и показатель фильтрации, производится путем обработки раствора синтетическими и природными модифицированными полимерными реагентами различного состава. Самыми распространенными из них являются реагенты понизители фильтрации, включающие следующие наиболее часто используемые полимеры: КМЦ, ПАЦ, модифицированные крахмалы. Эффективность применения данных реагентов зависит как от концентрации их в буровом растворе, так и от скорости растворения полимера, которая зависит от способа ввода реагента при обработке промывочной жидкости. Использование для обработки раствора высокоочищенных и высокозамещенных карбоксиметилловых эфиров целлюлозы приводит к тому, что при контакте с водой на поверхности агломератов вводимого полимерного реагента очень быстро образуется гидратная оболочка, результатом появления которой является образование труднодиспергируемых структур, также называемых «рыбий глаз», растворение которых существенно замедляется.

Процесс растворения полимерного электролита отличается от низкомолекулярных электролитов, в которых скорость растворения

определяется скоростью отвода растворяемого вещества от его поверхности в объем растворителя. Для полимеров механизм представлен иначе и в общем случае состоит из двух процессов: диффундирование молекул растворителя в поверхностный слой полимера и «распутывание» его цепей. В результате образуется слоистая структура, условно подразделяемая на следующие виды слоев: слой чистого полимера, слой инфильтрации, слой твердого набухшего полимера, гелеобразный слой, слой перешедшего в раствор полимера, чистый полимер (рисунок 13) [9].

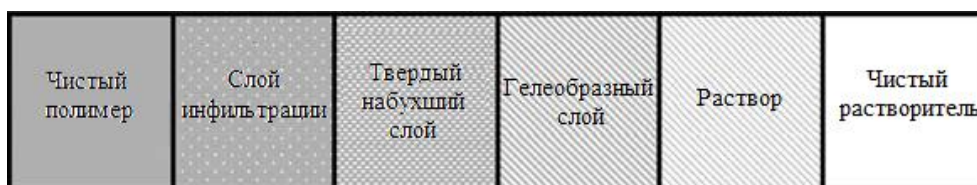


Рисунок 13 – Слои, образующиеся в процессе растворения полимера

Таким образом, решение проблемы длительного растворения полимера сводится к уменьшению размеров растворяемых частиц и предотвращению их агрегатирования. Исходя из этого для повышения эффективности использования полимерных реагентов понизителей фильтрации предложено применение суспензий полимеров. Предлагаемая суспензия образована инертной жидкой фазой, так называемой буферной жидкостью, и твердой фазой – требуемым полимером.

Данный принцип решения проблемы плохой растворимости полимеров не является абсолютно новым. Ранее в других областях промышленности для тех же целей было предложено в качестве буферной жидкости использовать водные растворы солей аммония [10, 11], минеральные масла, масла животного и растительного происхождения, эфиры жирных кислот [12, 13], водно-спиртовые смеси, в которых используются одноатомные спирты от метанола до пентанола и их изомеры [14], дизель, керосин [15].

Главной особенностью применяемых жидкостей является их инертность по отношению к полимерному реагенту. В случае применения суспензий в приготовлении бурового раствора к буферной жидкости также

предъявляется требование наименьшего влияния на его технологические параметры.

3.2 Методика эксперимента

3.2.1 Средства и материалы для проведения экспериментов

Все средства и материалы, необходимые для проведения экспериментов приведены в приложении И.

3.2.2 Порядок проведения экспериментов

Порядок проведения экспериментов приведен в приложении И.

3.3 Результаты и их обсуждение

3.3.1 Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в соленасыщенной системе бурового раствора

Результаты представлены в таблице 31. Для удобства записи модельный буровой раствор, приготовленный согласно п.2 порядка проведения эксперимента, назван в таблице «Основа 2».

Таблица 31 – Результаты исследования в соленасыщенной системе бурового раствора

Образец	Время перемешивания, мин	Показатель фильтрации, см ³		PV, сПз	УР, фунт/100 фут ²	AV, сПз
		7,5 мин	30 мин			
Основа 2	-	41,5	83,0	7,5	6	10,5
Основа 2 + Образец 1	5	41,5	77,0	8,0	0	8,0
	10	34,5	60,0	8,5	0	8,5
	15	26,5	48,0	9,0	0	9,0
	30	15,5	28,0	9,5	0	9,5
	Полное растворение	6,5	10,4	13,0	0	13,0
Основа 2 + Образец 1 (сusp.)	5	6,4	10,6	20,0	1	20,5
	10	5,0	8,4	21,5	1	22,0
	15	4,4	7,7	21,0	3	22,5
	30	4,0	6,9	22,0	4	24,0
	Добавление пеногасителя	5,2	8,6	14,0	0	14,0
Основа 2 + Образец 2	5	29,0	56	18	4	20,0
	10	28,0	55	9	3	10,5
	15	28,0	54	10	3	11,5

Продолжение таблицы 31

Основа 2 + Образец 2	30	21,5	41	10	2	11,0
	Полное растворение	21,5	41	10	2	11,0
Основа 2 + Образец 2 (сусп.)	5	15,5	27,5	11	4	13,0
	10	14,5	23,5	11	4	13,0
	15	14,0	23,0	11	0	11,0
	30	13,6	21,0	10	0	10,0
	Добавление пеногасителя	14,0	22,0	10	1	10,5

На рисунке 14 представлен график зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания раствора после ввода в него полимерного реагента.

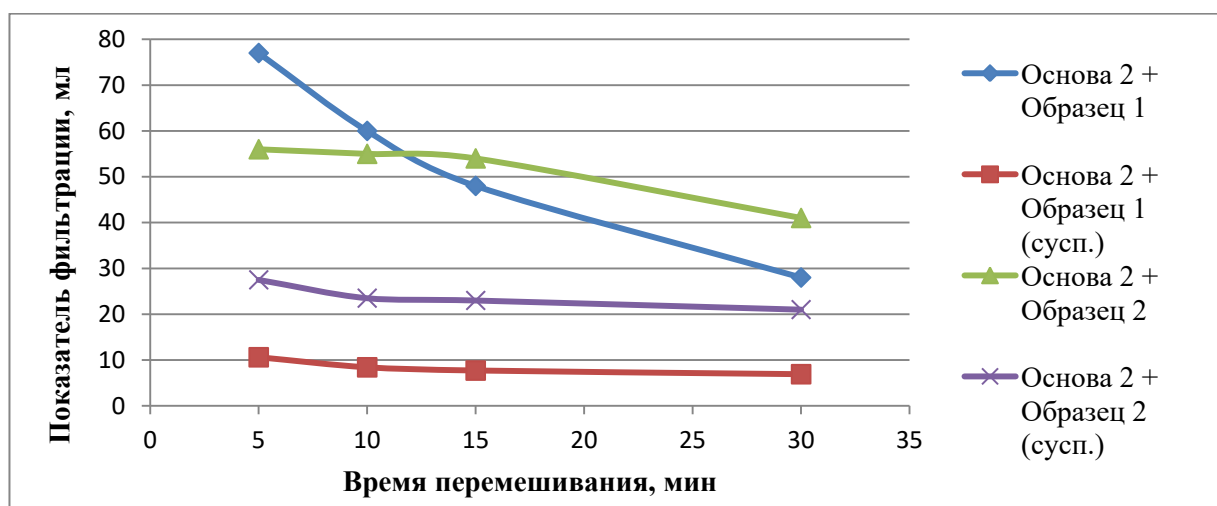


Рисунок 14 – График зависимости показателя фильтрации (за 30 мин) от времени перемешивания

Из полученных результатов видно, что буровой раствор, в который введен суспендированный полимерный реагент, достигает минимального значения показателя фильтрации за значительно более короткий промежуток времени. Для сравнения для полного растворения полимерного реагента «образец 1» при его сухом вводе и требуется не менее часа времени перемешивания, суспендированный же полимерный реагент придает раствору те же характеристик за минимальное фиксируемое методикой время перемешивания (5 мин). Однако при вводе суспендированного полимерного реагента наблюдается незначительное негативное пенообразование,

вызванное действием буферной жидкости. Для предотвращения этого эффекта в раствор добавляется 2-этилгексанол в качестве пеногасителя в концентрации 0,02% от массы раствора.

Эффект от ввода суспендированного полимера наглядно демонстрируется на рисунке 15 – агрегатирование существенно сократилось.



Рисунок 15 – Фотографии фильтрационных корок. Слева – сухой ввод «Образца 1», справа – суспензионный, время перемешивания 5 минут

3.3.2 Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в пресной системе глинистого бурового раствора

Результаты представлены в таблице 32. Модельный буровой раствор, приготовленный согласно п.1 порядка проведения эксперимента, назван в таблице «Основа 1».

Таблица 32 – Результаты исследования в пресной системе глинистого бурового раствора

Образец	Время перемешивания, мин	Показатель фильтрации, см ³		PV, сПз	УР, фунт/100 фут ²	AV, сПз
		7,5 мин	30 мин			
Основа 1	-	15,0	27,0	1,0	8,0	5,0
Основа 1 + Образец 1	5	9,0	14,0	17,5	14,0	24,5
	10	8,0	13,5	19,0	15,0	26,5
	15	8,0	13,5	18,5	15,0	26,0
	30	8,0	13,5	18,0	15,5	25,8
	Полное растворение	8,0	13,5	18,0	12,0	24,0

Продолжение таблицы 32

Основа 1 + Образец 1 (сусп.)	5	9,0	14,0	21,0	13,5	27,8
	10	8,0	13,5	21,0	14,0	28,0
	15	9,0	14,0	21,5	14,5	29,0
	30	8,0	13,5	22,0	14,5	29,5
	Добавление пеногасителя	9,0	14,0	17,0	11,0	23,0
Основа 1 + Образец 2	5	8,0	13,0	7,5	5,0	10,0
	10	8,0	13,0	8,5	3,5	10,3
	15	7,0	12,0	7,5	3,5	9,3
	30	7,0	12,0	7,5	3,5	9,3
	Полное растворение	7,0	12,0	8,0	0	8,0
Основа 1 + Образец 2 (сусп.)	5	8,0	13,0	11,0	3,0	12,5
	10	7,0	12,0	11,0	4,0	13,0
	15	7,0	12,0	10,5	4,5	12,8
	30	7,0	12,0	11,0	4,0	13,0
	Добавление пеногасителя	7,5	12,0	8,0	1,0	8,5

На рисунке 16 представлен график зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания суспензии после ввода в нее полимерного реагента.

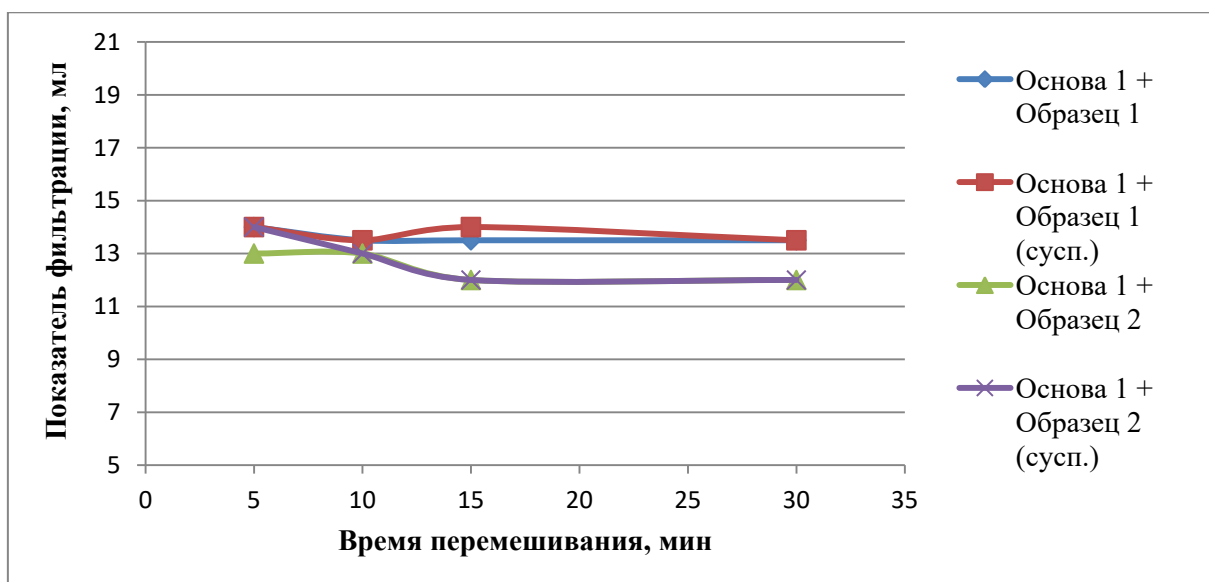


Рисунок 16 – График зависимости показателя фильтрации (за 30 мин) от времени перемешивания

Из полученных результатов видно, что для пресного глинистого бурового раствора применение суспендированного полимера неоправданно

ввиду высокой скорости растворения. Это явление обусловлено отсутствием полимера в исходной рецептуре раствора. При вводе суспендированного полимерного реагента наблюдается значительное негативное пенообразование, вызванное действием буферной жидкости. Этот факт также является основанием для отказа от применения данной суспензии в пресном глинистом буровом растворе.

На рисунке 17 приведены примеры фотографий фильтрационных корок.

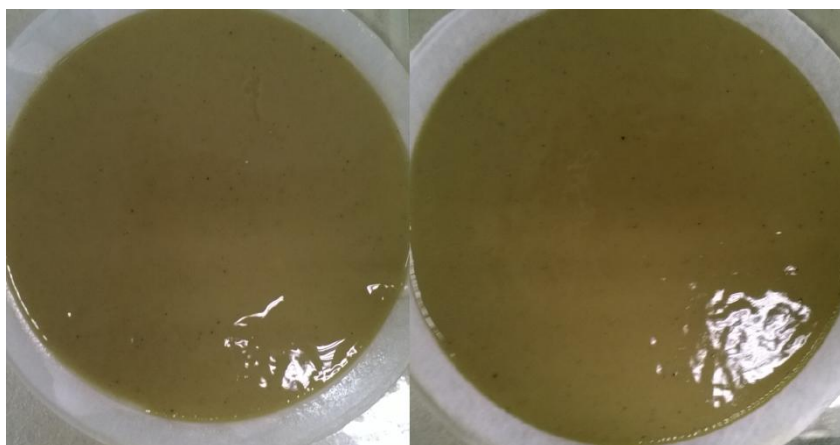


Рисунок 17 – Фотографии фильтрационных корок. Слева – сухой ввод «Образца 1», справа – суспензионный, время перемешивания 5 минут

3.3.3 Исследование применения суспензионной формы полимерных реагентов в системе биополимерного безглинистого бурового раствора

Результаты представлены в таблице 33. Модельный буровой раствор, приготовленный согласно п.3 порядка проведения эксперимента, назван в таблице «Основа 3».

Таблица 33 – Результаты исследования в системе биополимерного безглинистого бурового раствора

Образец	Время перемешивания, мин	Показатель фильтрации, см ³		PV, сПз	УР, фунт/100 фут ²	AV, сПз
		7,5 мин	30 мин			
Основа 3	-	15,0	25,0	8,0	9,0	12,5
+ Образец 1	5	10,5	15,5	10,5	11,5	16,3
	10	10,0	15,0	14,5	13,5	21,3
	15	10,0	15,0	15,5	15,0	23,0

Продолжение таблицы 32

	30	10,0	14,5	17,5	15,0	23,0
	Полное растворение	10,0	14,0	17,5	15,0	23,0
Основа 3 + Образец 1 (сusp.)	5	10,5	14,0	15,5	15,5	23,3
	10	10,0	14,0	17,0	16,5	25,3
	15	9,5	13,5	17,0	17,0	25,5
	30	10,0	14,0	17,0	17,0	25,5
Основа 3 + Образец 2	5	15,0	21,5	10,5	9,5	15,3
	10	13,0	19,2	11,5	10,0	16,5
	15	12,8	18,8	11,5	11,0	17,0
	30	12,4	18,2	12,0	10,0	17,0
	Полное растворение	12,0	18,0	10,5	10,0	15,5
Основа 3 + Образец 2 (сusp.)	5	12,0	17,6	11,0	10,0	16,0
	10	11,8	17,2	11,5	11,0	17,0
	15	11,5	17,0	10,5	9,5	15,3
	30	12,0	17,0	10,5	9,5	15,3

На рисунке 18 представлен график зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания раствора после ввода в него полимерного реагента.

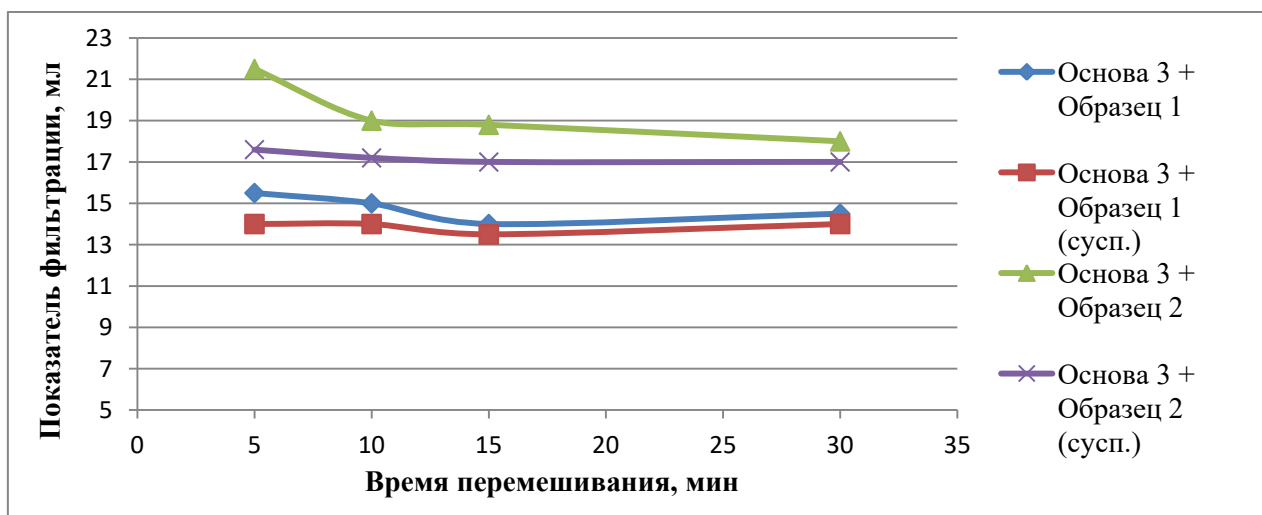


Рисунок 18 – График зависимости показателя фильтрации (за 30 мин) от времени перемешивания

Полученные результаты однозначно не свидетельствуют о высокой эффективности применения суспендированных полимеров.

Так при увеличении времени перемешивания образца 1 не происходит изменения показателя фильтрации, однако изменение реологических свойств

позволяет сказать, что в биополимерных буровых растворах также имеет место уменьшение скорости растворения полимеров. Тем не менее, в рассматриваемом случае введение суспензии полимерного реагента обеспечивает сокращение времени с 30 до 10 минут на придание раствору требуемых технологических параметров.

Образец 2 выглядит иначе: изменения реологических свойств с увеличением времени перемешивания не наблюдается, но видно изменение показателя фильтрации, который достигает своего конечного значения через 30 минут перемешивания. Для сравнения, введенная суспензия данного полимера обеспечивает конечное значение показателя фильтрации уже через 5 минут перемешивания.

Дополнительно стоит отметить, что при вводе суспензий полимера в биополимерный буровой раствор не наблюдалось пенообразование, которое было характерно для двух предыдущих рецептур. Таким образом дополнительный ввод пеногасителя не требуется.

Эффект от ввода суспензии наиболее наглядно отразился на внешнем виде фильтрационной корки, а именно в отсутствии на ней агрегатированных частиц. Фотографии фильтрационных корок приведены на рисунке 19.



Рисунок 19 – Фотографии фильтрационных корок. Слева – сухой ввод «Образца 1», справа – суспензионный, время перемешивания 5 минут

На основании вышеприведенной информации можно сделать следующие выводы:

– суспензии полимеров наиболее эффективно показали себя в буровых растворах, в составе которых присутствуют соли одновалентных и двухвалентных металлов и полимеры. При этом чем выше их концентрация, тем более выражен эффект;

– применение в качестве буферной жидкости оксаля Т-92 в глинистых буровых растворах вызывает пенообразование, что требует дополнительного введения 2-этилгексанола в качестве пеногасителя в количестве 20 г на каждый килограмм введенного оксаля Т-92;

– благодаря высокой скорости растворения суспензии могут найти широкое применение в следующих случаях: когда необходимо приготовление большого количества бурового раствора за коротких срок, при отсутствии оборудования для качественного приготовления бурового раствора, при осуществлении механизированного ввода реагентов;

– среди минусов отмечены логистические проблемы: полимер в суспендированном виде имеет большую массу, поскольку его доля в составе на данный момент составляет 33%, поэтому для завоза запланированной массы полимера необходимы дополнительные затраты на завоз массы буферной жидкости. Также предполагается снижение практичности использования полимеров при использовании в качестве тары бочек.

В завершение хотелось бы наметить направления дальнейших исследований:

1. повышение стабильности суспензий; при хранении;
2. поиск и разработка новых буферных жидкостей для создания комплексных реагентов, например использование в качестве буферных жидкостей смазочных добавок к буровым растворам.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК)

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Согласно единому государственному реестру юридических лиц компания зарегистрирована 24 декабря 1999 года. 1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

С июля 2016 года Стрежевской филиал сменил территориальное расположение и в настоящее время располагается в городе Новый Уренгой.

Основными заказчиками Стрежевского филиала АО «ССК» являются: ООО «Новатэк Таркосаленефтегаз», АО «Сибнефтегаз», ООО ЯРГЕО, АО «Роспан интернешнл», АО «Томскнефть» ВПК, ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Томская нефть» [16].

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику РИТС подчинены начальники смен РИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В РИТС входят четыре буровые бригады.

На 1.09.2014. в СФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек.

Стоимость основных фондов на 2015 год составляет порядка 1,5 млрд руб.

Организационная структура СФ АО ССК изображена в приложении К на рисунке К.1.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [17]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (3):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (3)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [18].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [19].

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Дуклинском нефтяном месторождении приведена в приложении Л.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3542}{193,62} = 18,3 \text{ м/ч}, \quad (4)$$

где H – длина скважины, м; t_M – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_p = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3542}{193,62 + 35,76} = 15,4 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (6):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3542 \cdot 720}{559,20} = 4560,5 \text{ м/ст. мес}, \quad (7)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (8):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3542}{5} = 708,4 \text{ м}, \quad (8)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.2.3 Лине́йный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Дуклинском нефтяном месторождении приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	23,3												
3.Испытание	10,4												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [20], в части II – на строительные и монтажные работы [21], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [22].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [23] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении М в таблицах М.1 и М.2.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [24].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Н.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{271064812-9226504}{3542} = 73923,9 \text{ руб/м.}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2575	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1004-2933 2806-3042	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1929 + 236 = 2165	

Продолжение таблицы 35

10	Количество долблений	$2165/3200 = 0,677$	$2165/4500 = 0,481$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2165/25,5 = 84,90$	$2165/28 = 77,30$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,90 + 13,83 = 98,73$	$77,30 + 13,83 = 91,03$
13	Экономия времени, ч	$98,73 - 91,03 = 7,70$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\,600 * 0,677 = 258\,343$	$773\,400 * 0,481 = 372\,091$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$98,73 * 45825,4 = 4\,524\,341$	$77,3 * 45825,4 = 3\,542\,303$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$258\,343 + 4\,524\,341 = 4\,782\,684$	$372\,091 + 3\,542\,303 = 3\,914\,394$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\,782\,684 - 3\,914\,394 = 868\,290$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$868\,290/2165 = 401$	
20	Экономический эффект на долото	$401 * 4500 = 1\,804\,759$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400/1\,804\,759 = 0,43$	

5 Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Томской области

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спуско-подъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой химических реагентов для приготовления буровых растворов.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Для выбора факторов, обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 36.

Таблица 36 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: 1) механическое бурение; 2) спуско-подъемные операции; 3) приготовление и обработка бурового раствора; 4) крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 5) обслуживание и ремонт оборудования буровой установки;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Пожаро- и взрывоопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте.	СП 52.13330.2011 [25] СНиП 2.04.05-91 [26] МР 2.2.7.2129-06 [27] РД 10-525-03 [28] РД 34.21.122-87 [29] СНиП 4557-88 [30] ГН 2.2.5.1313-03[31]

Вредные производственные факторы

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону [27].

Превышение уровней шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), он не

должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

Превышение уровней вибрации. Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 – 300 мг/м³; нефть – 10 мг/м³; сероводород H_2S в присутствии углеводородов (C_1 – C_5) – 3 мг/м³; сернистый газ (SO_2) – 10 мг/м³; оксид углерода (CO) – 20 мг/м³ [31].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [25]. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32]. Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Опасные производственные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при не выполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности.

Для устранения причин необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32].

Кроме того, необходимо:

- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам.

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствии

защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [33], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [34];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже 4.

Пожаро- и взрывоопасность. Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной и на складе ГСМ. В двадцати метрах от кульбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017

года) [35], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [29]. Расчет молниезащиты буровой приведен в приложении П.

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. Для нормирования могут применяться расчетные величины НПВ, который может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м^3 . Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. % [36];
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [32] все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики),

защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [32].

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в приложении Р в таблице Р.1.

5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения чрезмерного загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод на основании СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин» [38] необходимо установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. Так для выбранной буровой установки отводимые земли составляют 2,1 га.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять спец. транспортом (цементовозы, смесительные машины) [39];

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар [32].

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых перетоков;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 100 метров. [40].

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и шлама на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- удаление строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
- засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение мелиоративных и противоэрозионных работ;
- покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка [32].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной один раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией в журнале.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Вскрытие продуктивного горизонта должно осуществляться на буровом растворе в соответствии по параметрам и качеству, указанными в проекте на строительство скважины, со своевременным проведением контроля его газонасыщенности.

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- действовать в соответствии с планом ликвидации аварии [41].

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

– глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В случае если предотвратить ГНВП не представляется возможным, и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью) [32].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как вахтовый метод работы и определенные ограничения на список допущенных к работе лиц.

Так глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [42] определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. В статье 298. «Ограничения на работы вахтовым методом» говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Также эта глава регулирует продолжительность вахты, учет рабочего времени, режим труда и отдыха, гарантии и компенсации.

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [43] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

Заключение

Выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра является заключительным этапом в обучении и требует от обучающегося всех его полученных знаний и навыков. Важной особенностью выполнения работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении Томской области» было возможность получить и наработать навыки в проектировании эксплуатационной скважины.

В ходе работы был проведен анализ геологических условий разреза, водоносность, нефтеносность, приведен список возможных осложнений, условия их возникновения и способы предотвращения.

Исходя из технического задания, был спроектирован профиль скважины с требуемым отходом и длиной горизонтального участка. Опираясь на этот профиль, были предложены соответствующие технологии и операции для его успешной проводки.

Также была рассчитана сметная стоимость проектируемой скважины и рассмотрены аспекты экологического влияния проектируемого решения.

Специальная часть, посвященная реагентам для приготовления буровых растворов и раскрывает проблему низкой скорости растворения полимерных реагентов и способов ее повышения.

Выполнение данной работы потребовало не только хорошего усвоения преподаваемого ранее материала, но и проведения собственного исследования на лабораторном оборудовании.

Список публикаций студента

1. Королев, А.С. Разработка и исследование суспензионной формы полимерных реагентов для буровых промывочных растворов / А.С. Королев, Р.Р. Сагитов, А.С. Захаров // Тезисы конференции, 71-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2017» / РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – Москва, 2017. – С. 252.

2. Королев А.С. Разработка и исследование способов повышения скорости растворения полимерных реагентов для буровых промывочных растворов / А.С. Королев // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всерос. науч.-практ. конф. Т. I. 24-28 апр. 2017 г., г. Тюмень / Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2017. – 324 с.

Список использованных источников

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
2. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 428 с.
5. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
6. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
7. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
9. Beth A. Miller-Chou, Jack L. Koenig A review of polymer dissolution// Prog. Polym. Sci. 28 – 2003. – С. 1223-1270.
10. Пат. 5028263 США МПК C08K 3/00. Suspension of water-soluble polymers in aqueous media containing dissolved salts Charles L. Burdick. Заявлено 21.08.1989; Опубл. 02.07.1991. – 9 с.

11. Пат. 8728230 США МПК C04B 26/28. Temperature-stable liquid aqueous polysaccharide suspensions and use thereof as thickening agents in cementitious compositions Faber Fabbri, Soraya MEHALEBI. Заявлено 21.11.2012; Опубл. 20.05.2014. – 9 с.
12. Пат. 4325861 США МПК C08K 5/01. Rapidly dissolved water-soluble polymer composition David B. Braun, Meyer R. Rosen. Заявлено 03.04.1980; Опубл. 20.04.1982. – 9 с.
13. Пат. 4312675 США МПК C08J 3/02. High concentration polymer slurries Patrick A. Pickens, Thomas A. Lindroth, Robert D. Carico. Заявлено 21.04.1980; Опубл. 26.12.1982. – 4 с.
14. Пат. 3894879 США МПК C08B 25/00. Process of suspending soluble xanthan gum and pumpable compositions so produced George T Colegrove. Заявлено 04.11.1974; Опубл. 15.07.1975. – 3 с.
15. Пат. 4726912 США МПК B01J 13/00. Stable suspensions of carboxymethyl cellulose and their preparation Marshall D. Bishop, Robert M. Parlman. Заявлено 27.08.1986; Опубл. 23.02.1988. – 3 с.
16. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 14.05.2017).
17. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 16.05.2017).
18. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 16.05.2017).
19. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).

20. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

21. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

22. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

23. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

24. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

25. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

26. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

27. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

28. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

29. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

30. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

31. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

32. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

34. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

35. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

36. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37. – С. 140 – 153.

37. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

38. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».

39. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».

40. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

41. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.

42. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.

43. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

Приложение А

Географо-экономическая характеристика района работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района работ

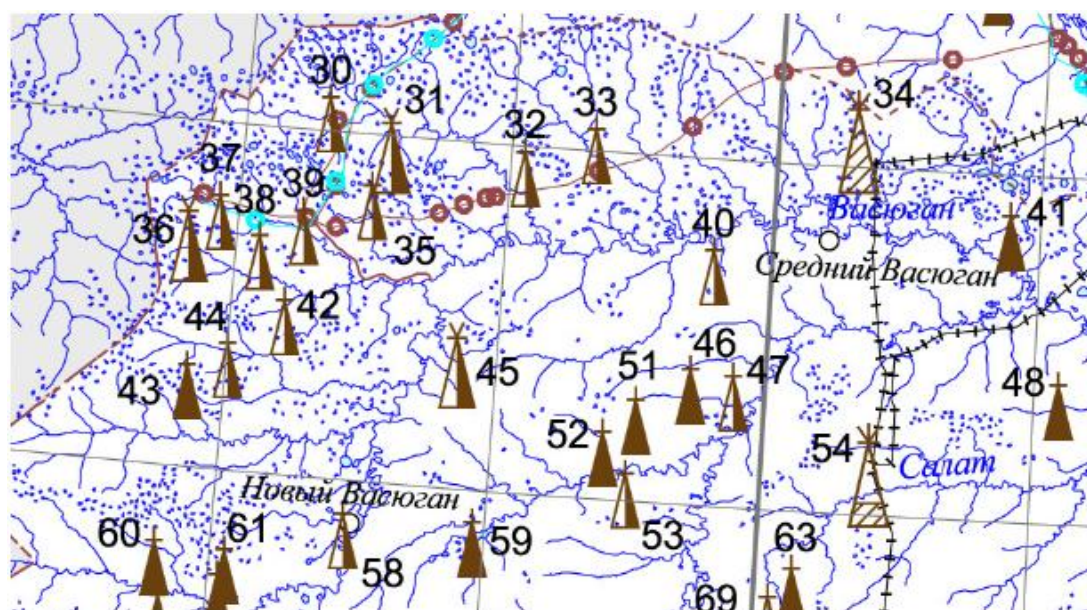
Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Дуклинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1,6 +36,0 -54,0
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица А.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2

Продолжение таблицы А.2

Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Вахтовый поселок Пионерный (20 км) Катыльга (30 км) Новый Васюган (50 км) Каргасок (260 км)



Обозначение месторождений

Тип месторождения	Размер месторождения		
	Крупное (К)	Среднее (С)	Малое (М)
Нефтяное (Н)			
Нефтегазовое, газонефтяное (НГ, ГН)			
Нефтегазо-конденсатное (НГК)			
Газо-конденсатное (ГК)			
Бурый уголь			

Условные обозначения

	Административные центры субъектов Российской Федерации
	Административные центры
	Города
	Прочие населенные пункты
	Нефтепроводы
	Газопроводы
	Конденсатопроводы
	Автомобильные дороги
	Железные дороги
	Границы субъектов Российской Федерации
	Границы районов Томской области

Рисунок А.1 – Обзорная карта района работ. 38 – Западно-Катыльгинское, 39 – Катыльгинское, 40 – Средневасюганское, 41 – Головное, 42 – Дуклинское, 43 – Волковское, 44 – Лонтын-Яхское, 45 – Южно-Черемшанское, 46 – Пуглалымское,

Приложение Б

Геологические условия бурения

Таблица Б.1 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	30	30	четвертичная	Q	1,30	—
30	160	130	некрасовская	P ₃ /nkr	1,30	—
160	350	190	тавдинская + черталинская	P ₃ +P ₂ /tv	1,25	—
350	520	170	люлинворская	P ₂ /llv	1,25	—
520	600	80	талицкая	P ₁ /tl	1,25	—
600	670	70	ганькинская	K ₂ /gn	1,25	—
670	770	100	славгородская	K ₂ /sl	1,20	—
770	830	60	ипатовская	K ₂ /ip	1,20	—
830	875	45	кузнецовская	K ₂ /kz	1,20	—
875	1630	755	покурская	K ₂ + K ₁ /pkr	1,20	—
1630	2120	490	киялинская (вартовская)	K ₁ /kln	1,10	—
2120	2250	130	тарская	K ₁ /tr	1,10	—
2250	2565	315	куломзинская	K ₁ /klm	1,10	—
2565	2575	10	баженовская	J ₃ /bg	1,10	—
2575	2650	75	васюганская	J ₃ + J ₂ /vs	1,10	—
2650	2880	230	тюменская	J ₂ /tm	1,05	—

Таблица Б.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески	40
			супеси	30
			суглинки	30
P ₃ /nkr	30	160	пески	30
			глины	70
P ₃ +P ₂ /tv	160	350	пески	70
			глины	30
P ₂ /llv	350	520	глины	100
P ₁ /tl	520	600	песчаники	30
			алевролиты	70
K ₂ /gn	600	670	глины	100
K ₂ /sl	670	770	глины	80
			алевролиты	20
K ₂ /ip	770	830	глины	100
K ₂ /kz	830	875	глины	100
K ₂ + K ₁ /pkr	875	1630	глины	40
			песчаники	30
			алевролиты	30
K ₁ /kln	1630	2120	глины	40
			алевролиты	20
			песчаники	40
K ₁ /tr	2120	2250	песчаники	60
			алевролиты	20
			аргиллиты	20
K ₁ /klm	2250	2565	песчаники	20
			аргиллиты	15
			алевролиты	15
			глины	50
J ₃ /bg	2565	2575	аргиллиты	100
J ₃ + J ₂ /vs	2575	2650	песчаники	20
			аргиллиты	60
			алевролиты	20
J ₂ /tm	2650	2880	песчаники	40
			алевролиты	30
			аргиллиты	30

Таблица Б.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	пески	2,40	25-30	2500	30	8	I	мягкая
			супеси	2,25	-	0	-	2	I	мягкая
			суглинки	2,20	25-30	0	-	1	I	мягкая
P ₃ /nkr	30	160	пески	2,40	20	0	-	8	II	мягкая
			глины	2,40	30	<450	95	2	II	мягкая
P ₃ +P ₂ /tv	160	350	пески	2,40	25	10	10	8	II	мягкая
			глины	2,40	40	<450	95	2	II	мягкая
P ₂ /llv	350	520	глины	2,40	25	0	95	2	II	мягкая
P ₁ /tl	520	600	песчаники	2,60	32	<250	5	10	II	мягкая
			алевролиты	2,70	11	0	18	6	III	средняя
K ₂ /gn	600	670	глины	2,40	25	0	95	2	III	мягкая
K ₂ /sl	670	770	глины	2,40	25	<250	95	2	III	мягкая
			алевролиты	2,60	30	10	8	10	IV	средняя
K ₂ /ip	770	830	глины	2,40	16	0	95	2	III	мягкая

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₂ /kz	830	875	глины	2,40	16	0	95	2	III	мягкая
K ₂ + K ₁ /pkr	875	1630	глины	2,40	32	<1000	95	2	III	мягкая
			песчаники	2,60	14	9	5	10	IV	средняя
			алевролиты	2,69	38	<1450	18	6	IV	средняя
K ₁ /kln	1630	2120	глины	2,40	22	0	100	4	IV	средняя
			алевролиты	2,70	14	0-10	0-20	6	IV	средняя
			песчаники	2,60	20	0	10	10	IV	средняя
K ₁ /tr	2120	2250	песчаники	2,60	24	10-30	5	10	IV	средняя
			алевролиты	2,69	20	0-10	30	6	IV	средняя
			аргиллиты	2,70	16	0	100	4	IV	средняя
K ₁ /klm	2250	2565	песчаники	2,60	22	10-20	5	10	V	средняя
			аргиллиты	2,70	15	0	80	4	V	средняя
			алевролиты	2,70	20	0-10	15	6	V	средняя
			глины	2,40	22	0	90	4	V	средняя
J ₃ /bg	2565	2575	аргиллиты битуминозные	2,67	0	0	80	4	VI	твердые
J ₃ + J ₂ /vs	2575	2650	песчаники	2,60	15	0	80	10	VI	твердые
			аргиллиты	2,70	15	0		4	VI	твердые
			алевролиты	2,70	15	0		6	VI	твердые
J ₂ /tm	2650	2880	песчаники	2,60	15	10-20	20	10	VI	твердые
			алевролиты	2,70	10	0-10	25	6	VI	твердые
			аргиллиты	2,70	15	0	100	4	VI	твердые

Таблица Б.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	-	0,100	-	0,100	-	0,170	-	0,214	6
P ₃ /nkr	30	160	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,175	0,214	0,227	9
P ₃ +P ₂ /tv	160	350	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,227	0,229	13
P ₂ /llv	350	520	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,176	0,229	0,231	14
P ₁ /tl	520	600	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,231	0,231	21
K ₂ /gn	600	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	0,231	0,231	26
K ₂ /sl	670	770	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	31
K ₂ /ip	770	830	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36
K/kz	830	875	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	63
K ₂ +K ₁ /pkr	875	1630	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	65
K ₁ /kln	1630	2120	0,100	0,101	0,100	0,101	0,179	0,177	0,232	0,232	80
K ₁ / tr	2120	2250	0,101	0,101	0,101	0,101	0,177	0,177	0,232	0,233	84
K ₁ /klm	2250	2565	0,101	0,102	0,101	0,102	0,177	0,180	0,233	0,233	96
J ₃ /bg	2565	2575	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,233	0,233	97
J ₃ +J ₂ /vs	2575	2650	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,233	0,234	99
J ₂ /tm	2650	2880	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	104

Приложение В

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица В.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфии- ческого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₃ /vs (Ю ₁ ¹⁻²)	2575	2580	порový	829	25,3	47,3	–
Газоносность							
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют							
Водоносность							
Q	0	30	порový	1000	450,0	–	Да. Минерализ. – 0,04-0,05 г/л. ГКН
P ₃ /nkr-P ₃ +P ₂ /tv	30	350	порový	1000	450,0	–	Да. Минерализ. – 0,13-0,64 г/л. Хим. состав (преобладающий): HCO ₃ ⁻ - 232 мг/л, Na ⁺ - 47 мг/л
P ₁ /tl	520	600	порový	1003	550,0	–	Нет. Минерализ. – 5,00-8,20 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 3386 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 196 мг/л
K ₂ +K ₁ /pkr	875	1630	порový	1007	1350,0	–	Нет. Минерализ. – 15,30-19,20 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 10107 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 5888 мг/л

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ /kln	1630	2120	поровый	1010	282,7	—	Нет. Минерализ. – 20,60-23,60 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 15248 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 8272 мг/л
K ₁ /klm	2250	2565	поровый	1020	10,0-80,0	—	Нет. Минерализ. – 20,80-29,80 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 15457 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 9218 мг/л
J ₃ +J ₂ /vs	2575	2650	поровый	1024	до 50,0	—	Нет. Минерализ. – 35,30 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 21188 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 12768 мг/л

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 1 нефтеносным и 7 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2575-2580 м. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 350 м для эксплуатации водоносного горизонта 30-350 м.

Приложение Г

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
$Q - P_3 + P_2 / tv$	0	350	Поглощение бурового раствора	Поглощение частичное, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохой очистки бурового раствора, недопустимо высоких скоростей спуска бурильного инструмента
$K_2 + K_1 / pkr$	875	1630		
$Q - P_3 + P_2 / tv$	0	350	Осыпи и обвалы горных пород	Возникают при несоответствии параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточном противодавлении столба бурового раствора на стенки скважины, повышенной водоотдачи бурового раствора, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъеме бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдении режима долива скважины, несоответствии режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам.
P_2 / llv	350	520		
$K_2 / gn + K_2 / kz$	600	875		
$K_2 + K_1 / pkr$	875	1630		
J_3 / bg	2565	2575		

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5
$K_2 + K_1/pk, kl, klm$	875	2565	Водопроявление	Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, превышении скорости подъема инструмента
$J_3 + J_2/vs$	2575	2650	Нефтепроявление	
$Q - P_1/tl$	0	600	Прихват от перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут
$P_1/tl + K_2 + K_1/pkr$	600	1630	Прихват из-за сальникообразования и заклинки КНБК, дифференциальный прихват от перепада давления	
$K_1/kln - K_1/klm$	1630	2650		
P_2/llv $K_2/gn, K_2/kz$	350 600	520 875	Посадки и заклинка обсадной колонны кондуктора	Недостаточная очистка ствола скважины от выбуренной породы, сужение ствола скважины, образование сальников из выбуренных глинистых пород и оставление их в стволе скважины при шаблонировании
$P_1/tl K_2 + K_1/pkr$	520 875	600 1630	Разжижение бурового раствора с потерей его свойств	Применение бурового раствора соответствующей плотности, исключение длительных простоев необсаженного ствола скважины
J_3/bg	2565	2575	Лавинное обрушение стенок скважины и заполнение ствола плитчатыми кусками аргиллитов и глинистых сланцев	Осмотический массоперенос воды (фильтрат бурового раствора) из ствола скважины в пласт с последующим набуханием и разрушением глинистых пород в зоне разгрузки горного давления

Приложение Д

Исследовательские работы

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Кондуктор				
0	900	Стандартный зонд, ПС	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М
50	900	Кавернометрия, Инклинометрия (ГК)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД, ГК-ИМА-42
0	900	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	900	Акустическая цементировка (АКЦ с записью ФКД); плотностная цементировка; радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц; ЦМ–8-12; РК5-76
Эксплуатационная колонна				
900	2580	Стандартный каротаж, ПС, ИК, БКЗ, МБК+МКВ, МКЗ, БК, АКШ, резистивиметрия, ГГК-П, ВИКИЗ	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	К1А-723-М, Кедр-М-МК-76, АКШ-43, СГП-2, ВИКИЗ
900	2580	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	ИОН-1
900	2580	Профилеметрия; радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т); гамма-спектрометрия (ГГК-С)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Кедр-80 СКПД; РК5-76; СГК-1024
900	2580	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»

Продолжение таблицы Д.1

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
Эксплуатационная колонна				
2570	2582	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 214,3/100 В 913 О, СКИ – 178/100
2575	2580	Испытание продуктивного пласта	2 цикла промывки после проработки	МИГ-127
0	2575	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД); плотностная цементометрия; радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц; ЦМ–8-12; РК5-76
Хвостовик				
2575	2580	ПС, ГК + НКТ, ВИКИЗ, резистивиметрия, инклинометрия	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Алмаз-2
2575	2580	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
2575	2580	Свабирование	Свабирование	КС-62

Приложение Е

Формулы, используемые в расчете БК на прочность

Длина и число УБТ определяются по формуле (Е.1):

$$l_{УБТ}^* = \frac{1,25}{q_{УБТ} \cdot \cos \alpha} \cdot (G - G_{зд} k_A \cos \alpha - F_{зд} - G_{КНБК \text{ ост}} k_A \cos \alpha), \quad (E.1)$$

В связи с тем, что в результате расчета получается отрицательная величина, делаем вывод о ненужности установки дополнительных УБТ в добавок к уже запроектированным.

Длина колонны бурильных труб определяется по формуле (Е.2):

$$l_{БТ} = L - l_{КНБК} - l_{ТБТ} - l_{яс}, \quad (E.2)$$

Сила тяжести бурильных труб определяется по формуле (Е.3):

$$G_{БТ} = q_{БТ} l_{БТ}, \quad (E.3)$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб определяется по формуле (Е.4):

$$p_{заб} = \rho g(L - l_{КНБК} \cos \alpha), \quad (E.4)$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении, определяется по формуле (Е.5):

$$F_A = p_{заб} F, \quad (E.5)$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

- в открытом стволе $f_3 = 0,4$;
- внутри обсадной колонны $f_2 = 0,2$.

Сила трения КНБК о стенку скважины и продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб определяются по формулам (Е.6) и (Е.7):

$$F_{тр.КНБК} = f_3 (G_{КНБК} + G_{ВЗД}) k_A \sin \alpha_2, \quad (E.6)$$

$$N(l_{БТ}) = (G_{КНБК} + G_{ВЗД}) k_A \cos \alpha_1 + F_{тр.КНБК} + F_{зд} - F_A, \quad (E.7)$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации, определяется по формуле (Е.8):

$$F_{пз} = (q(L_{III} - l_{КНБК} - l_{ТБТ,яс}) + G_{КНБК} + G_{зд} + G_{ТБТ,яс}) k_A \sin \alpha, \quad (E.8)$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации определяется по формуле (E.9):

$$F_{\text{тр}3} = f_3 F_{\text{п}3}, \quad (E.9)$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации определяется по формуле (E.10):

$$N_3 = N(l_{\text{от}}) + (q(L_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ,Яс}}) + G_{\text{ТБТ,Яс}}) \cos \alpha + F_{\text{тр}3} - F_{\text{тр.КНБК}}, \quad (E.10)$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля определяется по формуле (E.11):

$$F_{\text{п}2} = qR_1(2(1 - \cos \alpha) - \alpha \sin \alpha) - N_3 \alpha, \quad (E.11)$$

Отрицательное значение говорит о том, что колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке искривления определяется по формуле (E.12):

$$F_{\text{тр}2} = f_2 |F_{\text{п}2}|, \quad (E.12)$$

Продольное усилие в сечении изгиба определяется по формуле (E.13):

$$N(H) = N_3 + qh + F_{\text{тр}2}, \quad (E.13)$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости определяется по формуле (E.14):

$$G_{\text{БК}} = ((G_{\text{ВЗД}} + G_{\text{КНБК}}) \cos \alpha + q(L - L_{\text{КНБК}} \cos \alpha)) k_A, \quad (E.14)$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля определяется по формуле (E.15):

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{тр}2} + F_{\text{тр}3}, \quad (E.15)$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны по формуле (E.16):

$$N(0) = N(H) + qH, \quad (E.16)$$

Изгибающий момент определяется по формуле (E.17):

$$M_{\text{и}} = \frac{EI}{R_1}, \quad (E.17)$$

Напряжение изгиба определяется по формуле (E.18):

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M_{\text{и}}}{W} = \frac{ED}{2R_1}, \quad (E.18)$$

Нормальное напряжение:

- в сечении изгиба определяется по формуле (E.19):

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{\text{и}}, \quad (E.19)$$

- в верхнем сечении определяется по формуле (E.20):

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F}, \quad (E.20)$$

Наиболее опасным сечением является то, в котором нормальные напряжения достигают максимальной величины. В данном случае они наблюдаются в сечении изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности $k_{\text{ст}} = 1,4$.

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

- в сечении изгиба определяется по формуле (E.21):

$$\sigma_{\text{т}}(H) = k_{\text{ст}}\sigma(H), \quad (E.21)$$

- в верхнем сечении определяется по формуле (E.22):

$$\sigma_{\text{т}}(0) = k_{\text{ст}}\sigma(0), \quad (E.22)$$

Группа прочности материала труб, отвечающая требуемому пределу текучести: E ($\sigma_{\text{т}} = 517$ МПа, фактический $k_{\text{ст}} = 1,46$) [4].

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате с учетом коэффициента охвата $C = 0,9$ определяется по формуле (E.23):

$$Q_{\text{тк}}^C = Q_{\text{тк}} \cdot C \cdot F, \quad (E.23)$$

Наибольшая длина спуска КБТ в клиновом захвате с учетом коэффициента запаса $n = 1,15$ определяется по формуле (E.24):

$$l_{\text{к1}} = \frac{\frac{Q_{\text{тк}}^C}{n} - G_{\text{КНБК}}}{q \cdot k_A}, \quad (E.24)$$

Полученная величина больше длины принятой колонны бурильных труб, соответственно трубы данной прочности допускается использовать.

Максимальная длина секции бурильных труб определяется по формуле (E.25):

$$l_{\text{бк}} = \frac{\frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F}{n \cdot k_{\text{т}}} - K \cdot G_{\text{КНБК}} - \Delta P \cdot F_{\text{п}}}{K \cdot q \cdot k_A}, \quad (E.25)$$

Приложение Ж

Проектирование процессов испытания и освоения

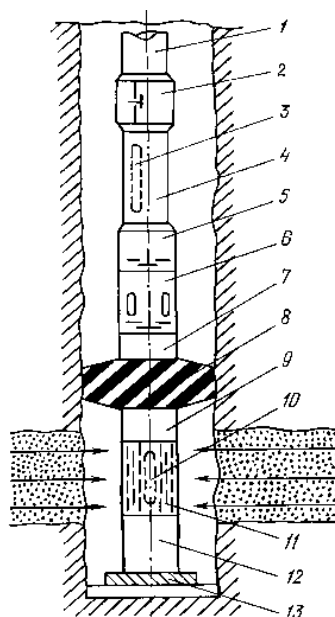


Рисунок Ж.1 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр, 5 –запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель, 7 – ясс, 8 – пакер, 9, 12 – УБТ, 10 – нижний манометр, 11 – фильтр, 13 – упорный башмак

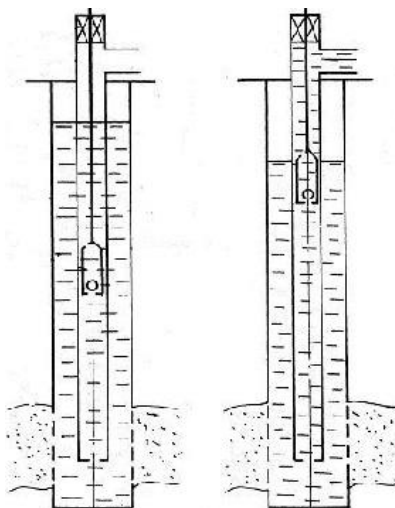


Рисунок Ж.2 – Процесс свабиrowания скважины

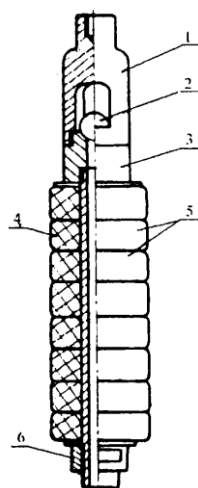


Рисунок Ж.3 – Конструкция сваба: 1 – клапанная сетка, 2 – шариковый клапан, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – прорезиненные манжеты, 6 – гайка

Приложение И

Методика проведения экспериментов

Средства и материалы для проведения экспериментов

Для создания суспензий в качестве буферных жидкостей был предложен ряд реагентов, являющихся отходами химической промышленности: оксали Т-66, Т-90, Т-92, антраценовое масло и полигликоли. Подобный выбор обусловлен их относительно низкой стоимостью, а также тем фактом, что добавленный в них полимер не набухает и не растворяется. В дальнейшем был осуществлен выбор в пользу реагента Т92, показавшего наилучшие результаты, для последующего приготовления и исследования суспензий. Выбор был сделан исходя из наименее существенного влияния буферной жидкости на приготовленный модельный буровой раствор.

Приготовление суспензий осуществлялось таким образом, чтобы обеспечить содержание в них 33% масс. полимерного реагента.

Для исследования скорости растворения полимерного реагента были приняты три различных модельных буровых раствора: пресный глинистый, соленасыщенный глинистый и биополимерный безглинистый.

Исследование скорости растворения проводилось на двух образцах полианионной целлюлозы разных производителей. Первый образец относится к категории средневязких реагентов понизителей фильтрации и в результатах отмечен как «образец 1», второй – к категории низковязких (LV) и отмечен как «образец 2».

Для перемешивания вводимого полимера использовалась верхнеприводная мешалка ES-8300D с ромбовидными лопастями. Данная мешалка обладает максимальной частотой вращения 3000 об/мин.

Для измерения реологических параметров модельных буровых растворов использовался 8-скоростной ротационный вискозиметр OFITE 800.

Для определения показателя фильтрации использовался 6-секционный фильтр-пресс OFITE и набор измерительных цилиндров объемами 10, 25 и 50 см³.

Порядок проведения экспериментов

1. Приготовление пресного глинистой суспензии выполняется следующим образом:

Готовят раствор щелочи, в цилиндрическом стакане объёмом 1000 см³, наливают необходимое количество дистиллированной воды, добавляют 0,05% каустической соды и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Далее добавляют в перемешиваемый щелочной раствор 4% глины (ПБМБ) и перемешивают в течение $15 \pm 0,1$ мин. на верхнеприводной мешалке 1000 об/мин. После перемешивания в течение 10 мин $\pm 0,1$ мин., извлекают емкость из мешалки и очищают ее стенки шпателем для удаления глины, прилипшей к стенкам стакана, а также и к лопалям мешалки. Контролируют, что бы весь материал, был перемещен в суспензию. Снова помещают емкость в мешалку и продолжают перемешивание в течение еще 5 мин $\pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. После приготовления разделяют суспензию на порции по 500 г. Далее порцию перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Затем снижают скорость вращения мешалки до 350 об/мин, чтобы избежать налипания частиц полимера на лопасти. Далее вводят исследуемый полимер в концентрации 0,5 % от массы порции бурового раствора и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. в течение времени, предусмотренного данной методикой (5, 10, 15 и 30 мин).

2. Приготовление соленасыщенного глинистого раствора выполняется следующим образом:

Готовят раствор щелочи, в цилиндрическом стакане объёмом 1000 см³, наливают необходимое количество дистиллированной воды, добавляют 0,1% каустической соды и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Далее добавляют в перемешиваемый щелочной раствор 7% глины (ПБМБ) и перемешивают в течение $15 \pm 0,1$ мин. на

верхнеприводной мешалке 1000 об/мин. Не выключая мешалку в стакан с суспензией добавляют 1 % CaCl_2 , 31,1 % NaCl . Перемешивают в течение $10 \pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. Далее добавляют полимер полиакриламид (Сайпан, производитель Спринг) в количестве 0,4 % от массы получившегося бурового раствора и перемешивают в течение $10 \pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. После перемешивания в течение 10 мин $\pm 0,1$ мин., извлекают емкость из мешалки и очищают ее стенки шпателем для удаления глины и полимера, прилипших к стенкам стакана, а также и к лопастьям мешалки. Контролируют, что бы весь материал, был перемещен в суспензию. Снова помещают емкость в мешалку и продолжают перемешивание в течение еще 5 мин $\pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. После перемешивания выдерживают суспензию в течение 16 ч $\pm 0,5$ ч. в запечатанной или закрытой емкости при температуре $25^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$.

По истечению 16 ч $\pm 0,5$ ч. суспензию перемешивают в течение $5 \pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. Разделяют раствор на порции по 500 г. Далее порцию перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Затем снижают скорость вращения мешалки до 350 об/мин, чтобы избежать налипания частиц полимера на лопасти. Далее вводят исследуемый полимер в концентрации 0,5 % от массы порции бурового раствора и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. в течение времени, предусмотренного данной методикой (5, 10, 15 и 30 мин).

3. Приготовление биополимерного безглинистого раствора выполняется следующим образом:

Готовят раствор щелочи, в цилиндрическом стакане объемом 1000 см³, наливают необходимое количество дистиллированной воды, добавляют 0,05% каустической соды и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Далее добавляют в перемешиваемый щелочной раствор 8% KCl и перемешивают в течение $5 \pm 0,1$ мин. на верхнеприводной мешалке 1000 об/мин. Далее добавляют полимер ксантановую смолу (DUO-VIS NS) в количестве 0,3 % и перемешивают в течение $30 \pm 0,1$

мин. со скоростью 1000 об/мин. Затем в получившийся раствор добавляют 8% мраморной крошки и перемешивают в течение $10 \pm 0,1$ мин. со скоростью 1000 об/мин. После приготовления разделяют раствор на порции по 500 г. Далее порцию перемешивают со скоростью 1000 об/мин. на верхнеприводной мешалке в течение 1 мин. Затем снижают скорость вращения мешалки до 350 об/мин, чтобы избежать налипания частиц полимера на лопасти. Далее вводят исследуемый полимер в концентрации 0,5 % от массы порции бурового раствора и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. в течение времени, предусмотренного данной методикой (5, 10, 15 и 30 мин).

4. Испытание по определению реологических параметров выполняется следующим образом (определение пластической вязкости (PV), динамического напряжения сдвига (YP), кажущейся вязкости (AV)). Готовят модельный буровой раствор по вышеприведенным пунктам. В чашу прибора наливают буровой раствор до отметки и устанавливают ее на подставку прибора так, чтобы уровень раствора совпадал с отметкой на роторе. Устанавливают переключатель скорости на вискозиметре в положение “STIR” и перемешивают буровой раствор несколько секунд. Далее переводят переключатель скорости в положение “600” и фиксируют максимальное отклонение стрелки. Затем переводят переключатель скорости в положение “300” и фиксируют максимальное отклонение стрелки.

Пластическая вязкость вычисляется по формуле (И.1):

$$PV = 600 \text{ об/мин} - 300 \text{ об/мин}, \quad (И.1)$$

где PV – пластическая вязкость, сПз, 600об/мин и 300об/мин – значения ротационного вискозиметра OFITE 800 в положении “600” и “300”

Кажущаяся вязкость вычисляют по формуле (И.2):

$$AV = \frac{600 \text{ об/мин}}{2}, \quad (И.2)$$

где AV – кажущаяся вязкость, сПз.

Динамическое напряжение сдвига вычисляют по формуле (И.3):

$$YP = 300 \text{ об/мин} - PV, \quad (И.3)$$

где Y_P – динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут².

5. Испытание по определению показателя фильтрации выполняется следующим образом. Готовят модельный буровой раствор по вышеприведенным пунктам. Собирают ячейку фильтр-пресса OFITE низкого давления следующим образом: крышка основания, резиновая прокладка, сетчатый элемент, 1 лист фильтровальной бумаги (фильтровальная бумага «белая лента»), резиновая прокладка, корпус камеры. Заполняют собранную ячейку пробой бурового раствора, так что бы до верхнего края оставалось примерно 13 миллиметров, а патрубок отвода фильтрата был перекрыт пальцем. Далее ячейку помещают в каркас и закрепляют Т-образным винтом. Закрывают обратный клапан, заблаговременно подставив под патрубок отвода фильтрата чистый, сухой мерный цилиндр. Устанавливают регулятор в положение, обеспечивающее создание давления в 100 ± 5 фунтов на кв. дюйм (690 ± 35 кПа) в течение 30-секундного или более короткого промежутка времени, при этом отсчет времени начала испытания начинают с момента исходной опрессовки камеры. По истечении 7,5 и 30 мин. проводят измерение объема собранного фильтрата. Перекрывают ток воздуха через регулятор давления и осторожно открывают обратный клапан. Записывают объем собранного фильтрата в см³ точностью до 1/10 см³.

Приложение К **Организационная структура СФ АО ССК**

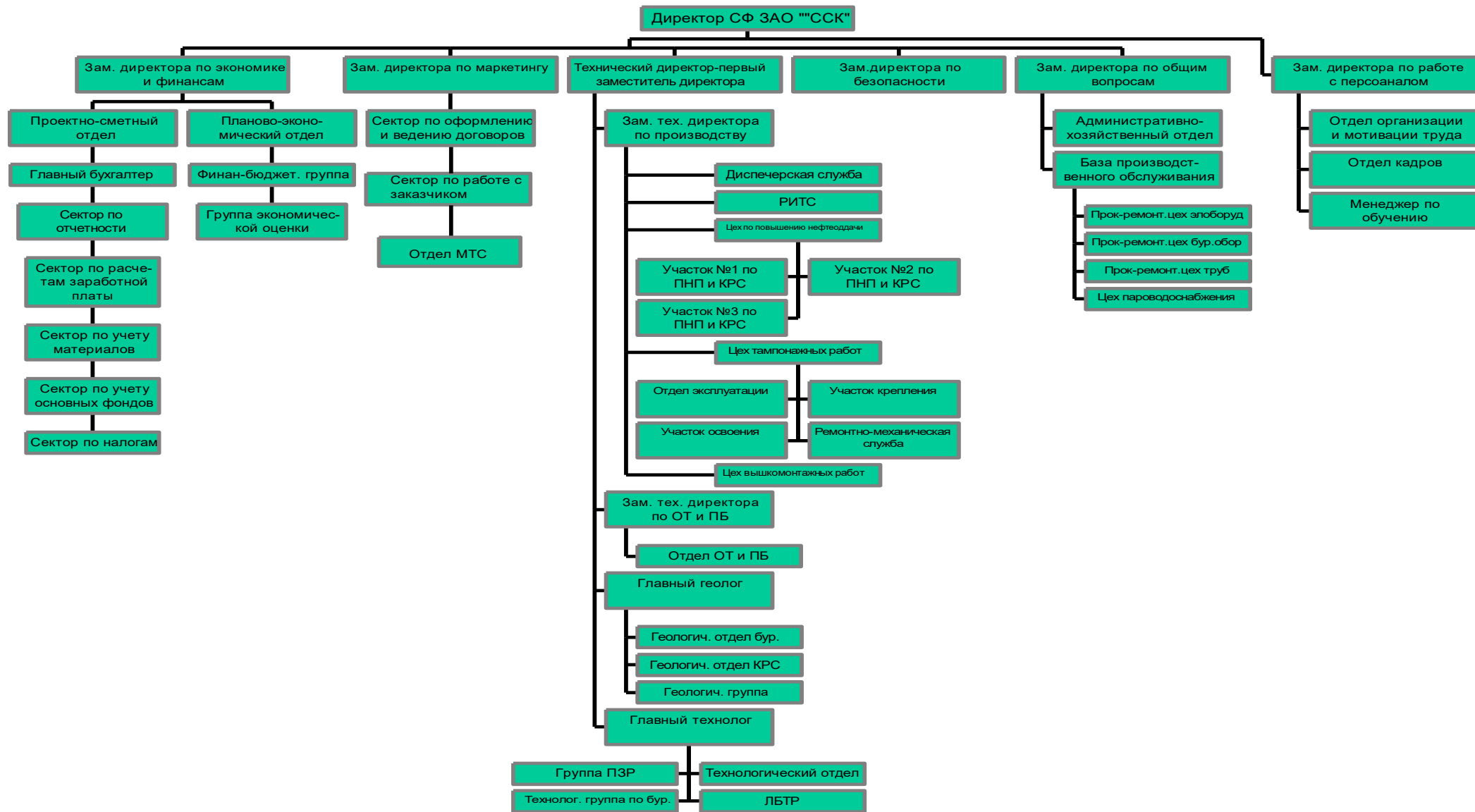


Рисунок К.1 – Организационная структура СФ АО ССК

Приложение Л

Нормативная карта

Таблица Л.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	0	50	350	0,02	50	0,14	1,00	0,12	1,12 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,30 28,79
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 295,3 ВТ 419 У	50	1004	3200	0,03	954	0,30	28,62	3,12	31,74 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,60 51,30 5,45 4,80 0,90 101,83
Бурение под пилотный ствол Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	1004	2933	2500	0,05	1929	0,77	96,50	5,57	102,10 0,78 10,90 0,24 0,43 0,47 0,20

Продолжение таблицы Л.1

ПГИ (ЕНВ)										14,98
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,80
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										138,10
Бурение под отбор керна	БИТ	2933	2947	1500	0,09	14	0,01	1,26	8,09	9,35
Промывка (ЕНВ)	214,3/100									1,67
Наращивание (ЕНВ)	В 913 О									0,26
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,80
Установка и вывод УБТ за палец										0,20
ПГИ (ЕНВ)										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,58
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:										30,37
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9	2806	3042	3200	0,09	236	0,09	21,24	8,26	29,50
Промывка (ЕНВ)	ВТ 616									1,13
Наращивание (ЕНВ)	УЕС.38									1,33
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,20
Крепление (ЕНВ)										68,40
ПГИ (ЕНВ)										10,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,90
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										118,53
Бурение под хвостовик	БИТ 142,9	3042	3542	2000	0,09	500	0,25	45,00	10,60	55,60
Промывка (ЕНВ)	В 613									1,03
Наращивание (ЕНВ)	УЕ.30									2,80
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,12
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										140,90
Испытание скважины на продуктивность										248,40

Приложение М

Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица М.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,91	1,19	164,45	4,96	685,40	1,88	259,80
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04	-	88,33
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42	1,88	27,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	5,83	-	24,28	-	9,20
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,40	0,05	12,64	1,19	300,90	4,96	1254,19	1,88	475,38
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317,00	4,00	5732,00	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68	1,88	2694,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,00	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,60	1,88	174,20
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	453,00
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут.	8,90	4,00	35,60	0,27	2,40	2,10	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,10	15,83	4,96	37,40	1,88	14,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,10	313,9	4,96	741,42	1,88	281,02
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,10	226,65	4,96	535,33	1,88	202,91
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,05	1,70	1,19	40,36	8,19	277,80	1,88	63,77
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28	1,88	188,75
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,00	22,12	0,27	1,49	2,10	11,61	4,96	27,43	1,88	10,39
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49	1,88	318,26
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	17,00	1281,80	22,00	1658,80	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,20	175,04	0,20	175,04	0,30	262,56	0,30	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,10	18,33	0,10	18,33	0,10	18,33	0,10	18,33
KCl	т	215,60	-	-	-	-	-	-	20,00	4312,00	44,00	9489,40
Polypac R, Polypac ELV	т	983,00	-	-	0,50	491,50	0,50	491,50	0,20	491,50	0,50	491,50
Realub, SAPP	т	1054,00	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,60	-	-	10,00	1986,00	10,00	1986,00	10,00	1986,00	15,00	2979,00
Еctazan-С, Праестол	т	1491	-	-	-	-	0,50	745,60	0,50	745,60	2,00	2982,40
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,80	10,60	176,80	18,00	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,80	558,22	33,30	668,66	36,40	730,90	66,90	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,30		4697,40		9506,90		28818,30		28663,60
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686,40	-	-	0,14	376,10	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 У	шт	4852,70	-	-	-	-	0,30	1455,80	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 О.02	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
БИТ 142,9 В 613 УЕ.30	шт	6971,20	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,80
Калибратор 295,3	шт	458,90	-	-	-	-	0,40	183,60	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.1

Калибратор 215,9	шт	442,60	-	-	-	-	-	-	0,80	354,10	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		473,05		1767,75		5189,36		2048,43	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		5170,47		11274,64		34007,61		30711,99	
Всего по сметному расчету, руб	172145,5											

Таблица М.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,10	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42	-	89,50
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,10	2,31	26,80
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	9,92	-	8,04
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49	2,31	17,42
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,80	2,14	541,12	2,85	720,65	2,31	584,10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,30	2,31	968,80
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84	2,31	320,84

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,80	2,85	287,39	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36	2,31	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14	2,31	231,92
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,90	2,14	362,30	2,85	482,48	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44	2,31	42,50
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,60	2,85	96,67	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,40	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,50	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	-	-	-	-	1,00	45,50		
Башмак колонный БК-114	шт	32,00	-	-	-	-	-	-	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	-	-	15,00	381,00	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,70	-	-	-	-	63,00	1178,10	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,60	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,10	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-168	шт	105,00	-	-	-	-	1,00	105,00	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,50	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1,00	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементируочная ГЦУ-339	шт	3960,00	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-168	шт	2880,00	-	-	-	-	1,00	2880,00	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	7109,95		10244,79		12539,4		7394,47	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60,00	2232,60	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050,00	29956,50	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60,00	1197,60	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47					1600,00	26352,00	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500,00	35505,00	-	-

Продолжение таблицы М.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600,00	8556,00
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	14,10	422,30	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32,00	-	-	-	-	26,50	848,00	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,80	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	-	-
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,00	247,84	24,00	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,80	652,85	80,40	1508,30	10,50	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,33	3,00	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268,00								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортнировки вахт, руб	-	-	2948,02		32977,22		68715,53		8865,54	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	113506,30									
Всего по сметному расчету, руб	157146,50									

Приложение Н

Сводный сметный расчет

Таблица Н.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	172 146	35 152 114
3.2	Крепление скважины	157 146	32 089 309
	Итого по главе 3	329 292	67 241 423
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 373	8 039 854
	Итого по главе 5	39 373	8 039 854

Продолжение таблицы Н.1

6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 382
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	754 948	154 160 466
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	188 737	30 369 612
	Итого по главе 7	188 737	30 369 612
1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 495	9 226 504
	Итого по главе 8	75 495	9 226 504
	ИТОГО по главам 1-8	1 019 180	193 756 581
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 844	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 372	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	34 457 523
	ИТОГО по гл 1-9	1 412 095	228 214 104
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038	423 979
	Итого по главе 10		

Продолжение таблицы Н.1

12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	70 608	1 501 839
	Итого по главе 12	70 605	1 501 839
	ИТОГО	1 484 738	229 715 942
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		229 715 942
	НДС		41 348 870
	ВСЕГО с учетом НДС		271 064 812

Приложение II

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке П.1.

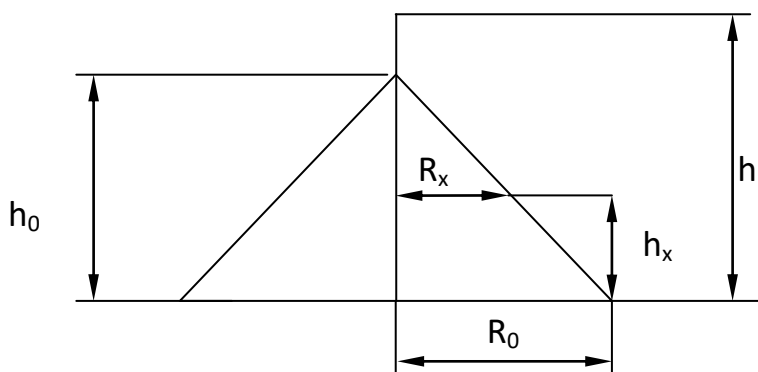


Рисунок П.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h = 46$ м); h_0 – высота вышки ($h_0 = 45$ м); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [29].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (П.1):

$$N = (S + 6 \cdot h_x) \cdot (L + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (П.1)$$

где S – ширина основания буровой, м ($S = 18$ м); L – длина основания буровой, м ($L = 36$ м); n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 (для Томской области $n = 6$); h_x – отметка пола буровой, м ($h_x = 4$ м).

$$N = (18 + 6 \cdot 4) \cdot (36 + 6 \cdot 4) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3):

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 42) \cdot 42 = 42,7 \text{ м}, \quad (П.2)$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right) = (1,1 - 0,084) \cdot \left(42 - \frac{4}{0,85} \right) = 37,9, \quad (П.3)$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.

Приложение Р

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица Р.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия [37]

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2.Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.

Продолжение таблицы Р.1

	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия