

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

Факультет - Институт геологии и нефтегазового дела
Направление подготовки (специальность) - «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра - Бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ И КОМБИНИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ (ПЛАСТ М ₁) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, ПАРАБЕЛЬСКИЙ РАЙЗОН)

УДК 622.243.23:622.243.24:622.323(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу		

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. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу -

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт М ₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7 февраля 2018 года
--	---------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1300 метров / 400 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3075 метров 8. Диаметр эксплуатационной колонны: 168x127 мм 9. Диаметр долота для бурения под секцию 127 мм: 155,6 мм 10. Тип бурового раствора при бурении под комбинированную колонну: РУО 11. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): двухступенчатый 12. Конструкция забоя (выбрать): закрытый забой 13. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 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 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
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	Вершкова Елена Михайловна, старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, ст. преп-ль 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
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу -		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
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 Н 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. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
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: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт М ₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; - повышение уровня шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - электрический ток; - пожароопасность; - взрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность 2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду; 2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	2. Экологическая безопасность: 2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;	3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера – (лесные пожары);
3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:
4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;	4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);
4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Нгуен Тхань Хиеу		

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

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

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 ст., 13 рисунков, 42 таблицы, 41 источника, 12 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, комбинированные эксплуатационные колонны, буровой раствор, режим бурения, заканчивание скважин, освоение, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт M_1) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район).

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 3075 м (по вертикали) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о повышении эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных системах буровых растворов.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на диске (в конверте на обороте обложки). Расчеты и графический материал выполнен в электронных таблицах Microsoft Excel и в программе «Инженерные расчеты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» (представлены вместе с ВКР).

Определения, Обозначения, Сокращения, Нормативные Ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина - горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины. Бурение скважин проводят с помощью специального бурового оборудования.

Направленное бурение - это бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважины обязательно подвергается контролю и управлению.

Горизонтальными - называются такие скважины, которые вскрывают продуктивный пласт на интервале не менее, чем вдвое превышающем толщину пласта.

Комбинированная эксплуатационная колонна - это обсадная колонна многономинальных размеров, у которой диаметр верхней части больше диаметра нижней, предназначена для решения проблем, связанных с прочностью обсадных труб, для закрепления стенок скважины, установки оборудования для многостадийного гидроразрыва пласта и дальнейшей эксплуатации скважины; бурение секции под комбинированную эксплуатационную колонну до проектного забоя происходит в один рейс; нет необходимости замены бурильного инструмента и бурового раствора; сокращается количество спуско-подъемных операций; нет необходимости в ремонте противовыбросового оборудования.

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; Г/ВЗД – гидравлический / винтовой забойный двигатель; КНБК – компоновка низа бурильной колонны; ПРИ – породоразрушающий инструмент; КБТ – компоновка бурильных труб; УБТ – утяжеленные бурильные трубы; УБТН – немагнитные утяжеленные бурильные трубы; ТБТН – немагнитные толстостенные бурильные трубы; ПК – бурильные трубы с комбинированными насадками; ПВ – бурильные трубы с наружными насадками; КЛС – калибратор лопастной спиральной; 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.

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. 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.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
1.1. Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	16
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	17
1.4. Зоны возможных осложнений.....	17
1.5. Исследовательские работы	18
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	19
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	21
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	21
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	25
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	25
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины.....	27
2.3. Углубление скважины.....	28
2.3.1. Выбор способа бурения.....	28
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	30
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.6. Расчет требуемых расходов бурового раствора	32
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	34
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	38
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	44
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	46
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	46
2.4.1. Расчет обсадных колонн	46
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	48
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	48
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	51
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	51
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	51
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	51

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	52
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	53
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования..	53
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	54
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	54
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	56
2.5. Выбор буровой установки	57
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: Повышение эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных системах буровых растворов.....	58
3.1. Полисахаридные реагенты	58
3.2. Актуальная проблема	58
3.3. Методика эксперимента.....	59
3.3.1. Средства и материалы для проведения экспериментов.....	60
3.3.2. Порядок проведения экспериментов	60
3.4. Результаты и их обсуждение	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	60
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «НК «Роснефть» »	60
4.1.1. Основные направления деятельности предприятия.....	60
4.1.2. Организационная структура управления предприятием	61
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	61
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	61
4.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	62
4.2.3. Линейный календарный график выполнения работ	63
4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	64
4.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	65
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1. Производственная безопасность	67
5.1.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	68
5.2. Экологическая безопасность	72
5.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на среду	72
5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	72
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75

5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	76
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
ИСПОЛЬЗОВАННЫЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	79
Приложение А.....	82
Приложение Б	84
Приложение В.....	91
Приложение Г	93
Приложение Д.....	98
Приложение Е	99
Приложение Ё	100
Приложение Ж	104
Приложение З.....	105
Приложение И.....	107
Приложение Й.....	113
Приложение К.....	115
Приложение Л Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 3075 м	
Приложение М Компоновка бурильной колонны при бурении интервала 1028 - 3835 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 комбинированной эксплуатационной колонной (пласт М1) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)» были учтены перспективы и опыт развития нефтегазовой отрасли и предложены оптимальные технологические решения.

В специальной части дипломного проекта рассмотрен вопрос о повышении эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных системах буровых растворов.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо – экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в приложении А в таблице А.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице А.2. Обзорная карта района работ изображена в приложении А на рисунке А.1.

1.2. Геологические условия бурения

При прохождении интервалов строения скважины предвещается снижение гидродинамических давлений в открытом стволе скважины, предотвращение нарушения устойчивости стенок скважины, поглощений промывочной жидкости и флюидопроявлений. Предупреждение эффекта «поршневания». Для этого идет ограничение скорости спуска и подъема бурильного инструмента при бурении под эксплуатационную колонну: Для предотвращения обвалов стенок скважины и флюидопроявлений производят постоянный контроль долива скважины при подъеме инструмента. Постоянный контроль параметров в процессе бурения для оперативного управления процессами строительства скважины, предотвращение аварий и осложнений.

В интервалах 2726 – 3100 м забойные температуры могут достигать 93°C - 107°C, что может стать причиной преждевременного загустевания цементного раствора при тампонировании. Поэтому для успешного заканчивания скважины проектируется использование метода двухступенчатого цементирования.

Интервалы 0-2265 м сложен «шоколадными» глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью. Поэтому в данных интервалах во избежание осложнений проектируется использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Интервалы, несовместимые по условиям бурения, отсутствуют.

Стратиграфическая характеристика разреза скважины представлена в приложении Б в таблице Б.1.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице Б.2.

Физико-механические свойства горных пород по разрезе скважины представлена в таблице Б.3.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлена в таблице Б.4.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Разрез представлен 4 нефтеносными, 7 водоносными пластами и газонасыщенные пласты в разрезе отсутствуют. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3050-3100 м (пласт Pz (M₁) -нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Не смотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 185 м для эксплуатации водоносного горизонта 20-180 м.

Нефтегазоводоносность месторождения по разрезу скважины представлена в приложении В. Нефтеносность в таблице представлена В.1, водоносность представлена в таблице В.2.

1.4. Зоны возможных осложнений

Осложнения, описанные в таблицах 9 – 13, являются типичными для горных пород, из которых сложен разрез. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность (1-1.5 м³/час), что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 680-715 м прогнозируется высокая вероятность ковернообразования и сужения ствола, поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума.

В интервалах 675-1560 м, 1605-2330 м, 3050-3100 ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания, диспергирования глин, соблюдение технологической скорости бурения и проработка ствола скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

1. Перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
2. Соблюдать установленную скорость спуска колонн;
3. Постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
4. Минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн.

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Г. Поглощение бурового раствора представлено в таблице Г.1;

Осыпи и обвалы стенок скважины представлены в таблице Г.2;

Нефтегазоводопроявления представлены в таблице Г.3;

Прихватоопасные зоны представлены в таблице Г.4;

Прочие возможные осложнения представлены в таблице Г.5.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в приложении Д в таблице Д.1.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Для получения максимальных значений дебита данной скважины желательно пустить горизонтальную часть ствола по середине пласта (3075 м). В данном случае скважина будет иметь значительное отклонение скважин от вертикали, поэтому принимаем тип профиля - пятиинтервальный профиль скважины.

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

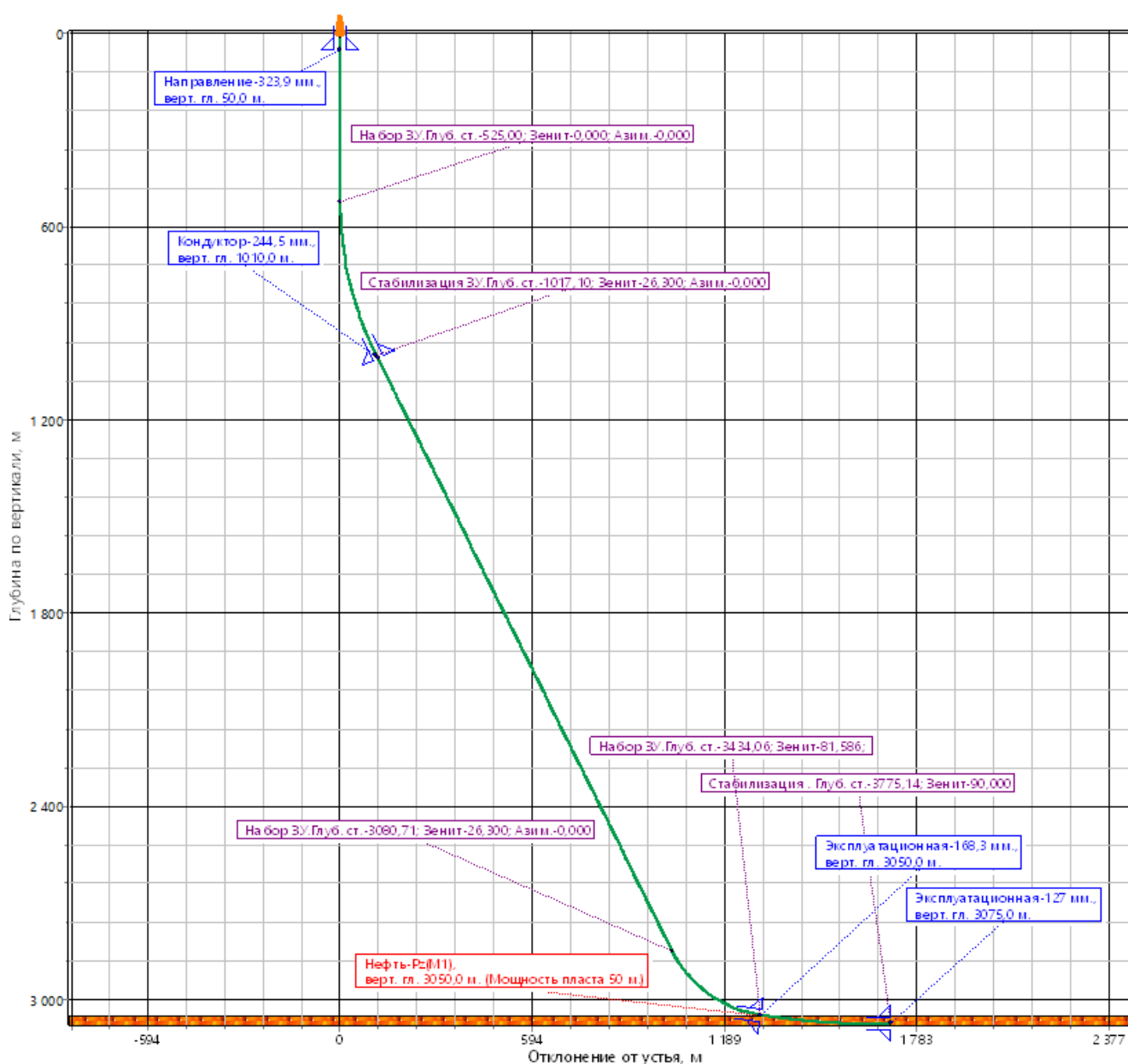


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины.

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Пятиинтервальный профиль с горизонтальным участком ствола										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3075			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,053		
Глубина вертикального участка скважины, м	525			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					0,156		
Отход скважины, м	1300			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	400			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,025		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					26,30		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					81,586		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	90			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					81.586		
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0	525	525	0	0	0	0	0	0	525	525
2	525	1000	475	0	110.97	110.97	0	26.3	525	1017.1	492.1
3	1000	2850	1850	110.97	1025.30	914.33	26.3	26.3	1017.1	3080.71	2063.61
4	2850	3050	200	1025.30	1300	274.7	26.3	81.586	3080.71	3434.06	353.35
5	3050	3075	25	1300	1700	400	81.586	90	3434.06	3835.29	401.23
Итого	Σ		3075	Σ		1700	-	-	Σ		3835.29

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

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.

В данном случае проектирования работ по гидроразрыву продуктивного пласта, а также при вскрытии неустойчивых Палеозойских отложений для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе необходимо проектировать забой закрытого типа. Способ закачивания скважины согласно рекомендациям: открытый вышележащий интервал скважины с закрытым интервалом продуктивного пласта.



Рисунок 2 – Конструкция закрытого забоя.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. На рисунке 5. представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного 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. Значения минимального градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления рассчитываются по следующей формуле:

$$\text{Grad } P_{бр} = (1+k) \cdot \text{grad } P_{пл}, \quad (2.2.2.1)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$), но не более 2,5–3 МПа.

Спуск технической колонны не требуется. Однако, ввиду того, что в конструкции скважины предусмотрена комбинированная колонна двух секции $168,3 \times 127$ мм по рекомендации задания.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

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.

Для нефтяной скважины минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2.2.3.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

$gradP_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В данном месторождении в разрезе скважины несколько продуктивных пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08 – 1,1.

В разрезе данной скважины существуют 4 нефтяных пластов. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет кондуктора скважины

ИМЯ ПЛАСТА	Ю11	Ю14	Ю15	М1
Лкр	2635	2974	3016	3050
Гпл	0,100	0,101	0,101	0,105
Ггрп	0,200	0,190	0,190	0,190
плотность нефти	681	681	683	688
Расчетные значения				
Пластовое давление	263,5	300,374	304,616	320,25
Лкондmin	710	892	901	1010
Принимаемая глубина	1010			
Запас	1,08	1,08	1,08	1,08

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, разобращения водонапорных горизонтов, предупреждения гидроразрыва при нефтегазоводопроявлениях, а также установки противовыбросового оборудования для безопасного вскрытия нефтепроявляющих пластов подлежащих вскрытию при дальнейшем углублении скважины под комбинированную эксплуатационную колонну примем глубину спуска кондуктора 1010 м.

Глубина спуска комбинированной эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3075 м. При котором глубина спуска эксплуатационной колонной под секции 168,3 мм до кровли (3050м) и под секции 127 мм от кровли до забоя (3050 – 3075мм). Таким образом, колонна в входит интервала продуктивного пласта 3050 – 3100 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

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

- Направление цементируется на всю длину: 0 – 50м (0 – 50м);
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 1028м (0 – 1010м);
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 878 – 3835м (872 – 3075м);

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. Диаметр эксплуатационной колонны задан техническим заданием и составляет 168,3 × 127 мм и диаметр долота для бурения под секцию 127 мм: 155,6 мм. Под секции 168,3 мм использовать долото диаметром 155,6 мм вместе с гидравлическим расширителем Rhino АВ 7000-177,8-215,9 в транспортном положении 155,6 мм с максимальным диаметром расширения 215,9 мм, комплектующими сменными лопастями, легко заменяемыми в условиях буровой, что значительно снижает эксплуатационные затраты на операции СПО, ремонт и обслуживание инструмента.

По физико-механическим свойствам горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5. рекомендуются использовать шарошечные долота под направление, а долота PDC под кондуктор и эксплуатационную колонну. 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
	Запроектированная по вертикали	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	50	50	0 - 50	0 - 50	323,9	393,7
Кондуктор	1010	1028	0 - 1010	0 - 1028	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна под секцию 168,3мм	3050	3434	872-3075	878-3835	168,3	Долото 155,6 мм и Гидр. Расширитель 215,9 мм
Эксплуатационная колонна под секцию 127мм	3075	3835			127	155,6

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

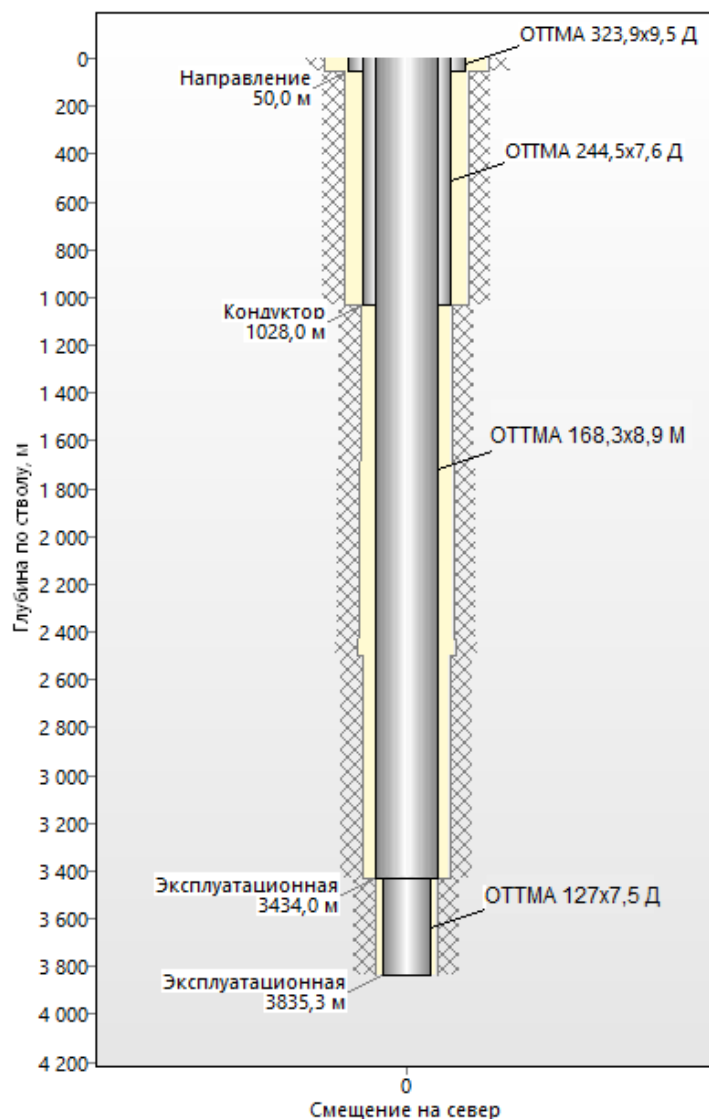


Рисунок 4 – Схема конструкции скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

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

Для нефтяной скважины максимальное устьевое давление $P_{му} = 25,70$ МПа.

В соответствии с этим значением и параметрам растворенного газа (по таблице 7 «нефтеносность скважины») выбираем колонную головку ОУС1- 35-168x245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 168 мм (ЭК.) и 245 (кондуктор).

Примем 5-ую схему, являющуюся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири для вскрытия нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Применяемое противовыбросовое оборудование ОП5-180/80x35, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 180 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способ бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных геологических и технологических условий бурения. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4- Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	направление	С применением ГЗД (Винтовой забойный двигатель)
50-1010	кондуктор	С применением ГЗД (Винтовой забойный двигатель)
1010-3075	Комбинированная Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (Винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор типа и класса породоразрушающего инструмента основывается на детальном знании механических свойств горных пород и литологическом строении разреза.

Рациональным типом долота определённого размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, который при бурении в рассматриваемых условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки [1].

Для строительства скважины проектируется использовать три долота и один расширитель. Среди них только одно долото является шарошечным и применяется для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, комбинированную эксплуатационную колонну применяются долота с режцами 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, м		0 - 50	50 - 1010	1010 - 3075
Шифр долота		БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	БИТ 295,3 ВТ 419 У	БИТ 155,6 ВТ 613 УСВ.981
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	155,6
Тип горных пород		М	МС	СТ,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-88
	API	7 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	3 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,40	0,39	0,285
Масса, кг		150	91	32
G, тс	Рекомендуемая	15-20	2-10	1-11
	Предельная	40	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	60-320
	Предельная	600	400	400

Выборка калибраторов представлена в таблице 6.

Таблице 6- Выборка калибраторов

Интервал, м		0 - 50	50 - 1010	1010 - 3075
Шифр Калибратора		8К393,7МС	8К295,3МС	КЛС155,6СТ
Тип Калибратора		Лопастной с прямыми лопастями	Лопастной с прямыми лопастями	Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр Калибратора, мм		393,7	295,3	155,6
Тип горных пород		МС	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177/ 3-177	3-152/ 3-152	3-88/ 3-88
	API	7 ⁵ / ₈ Reg/ 7 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg/ 6 ⁵ / ₈ Reg	3 ¹ / ₂ Reg/ 3 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		1,27	0,88	1,1
Масса, кг		450	290	111,4

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, а под кондуктор – приблизительно 6 тоннам, поскольку она обеспечит усилие, достаточное для разрушения горной породы по опытам строительства на данном месторождении, 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 7.

Таблица 7 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1010	1010-3050	3050-3075
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	9,32	14,4	69,52	164,26
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	15,56	15,56
η	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,12	0,2	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	398,6	119,6	119,6	119,6
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	27,5	28,7	70,5	166,6
$G_2, \text{кН}$	39,4	35,4	31,1	46,7
$G_3, \text{кН}$	318,8	95,7	95,7	95,7
$G_{проект}, \text{кН}$	39,4	57	70,5	95,7

2.3.4. Расчет частоты вращения

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. Такой выбор обусловлен рекомендациями производителя для данного долота. Также согласно зависимости механической скорости проходки от частоты вращения лопастного породоразрушающего инструмента, увеличение частоты вращения приведет к увеличению механической скорости проходки [2]. 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 8.

Таблица 8 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал, м	0-50	50-1010	1010-3050	3050-3075
Исходные данные				
$V_{д}$, м/с	3	1,8	1,2	1,1
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,1556
	мм	393,7	295,3	155,6
τ , мс	6	-	-	-
z	24	-	-	-
α	0,8	-	-	-
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	146	116	147	135
n_2 , об/мин	271	-	-	-
n_3 , об/мин	657	-	-	-
$n_{проект}$, об/мин	150	120	150	150

2.3.5. Выбор и обоснование тип забойного двигателя

Для бурения интервала под направление 0-50 метров выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5000.56 в прямом исполнении, он достаточно обеспечивает частоты вращения. Под бурения интервала 50-1010 метров под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55 с укороченным шпинделем и регулируемым узлом искривления, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также обеспечит возможность сооружения интервала набора угла. Для бурения интервала 1010-3075 под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37 с регулятором угла (регулируемым углом искривления шпиндельной секции), 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. При его применении позволит добрать зенитный угол до 90 градусов и провести ствол скважины в достаточно хотя тонком продуктивном

пласте. Данные по проектированию параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1010	1010-3050	3050-3075
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2953	0,1556	0,1556
	мм	393,7	295,3	155,6	155,6
G _{ос} , кН		39,4	57,0	70,5	95,7
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		240	240	127	127
M _р , Н*М		2117	2253	1500	2008
M _о , Н*М		197	148	78	78
M _{уд} , Н*М/кН		49	37	20	20

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.5000.56	0-50	240	9,000	1900	30-75	120-200	13,0-18,0	110-250
ДГР-240М.7/8.55	50-1010	240	9,975	2432	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДРЗ-127М.7/8.37	3050-3075	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: очистки забоя от шлама, вынос шлама из скважины, предотвращение размыва стенок скважин, предотвращение прихватов. Согласно известной методике из полученных значений и результатам

строительства скважин из опыта трудовой деятельности в Западной Сибири, расходы под направление выбираются 64л/с, под кондуктор – 40л/с, под Эк. колонну 168мм – 20л/с, т.к. предельный расход выбранного ВЗД с наружным диаметром 127мм – 20 л/с, больше такого значения не создан производителями и под Эк. колонну 127мм – 15л/с. 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 11.

Таблица 11 - Проектирование расходов бурового раствора по интервалам

Интервал	0-50	50-1010	1010-3050	3050-3075
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,5	0,5	0,3	0,3
K_k	1,3	1,3	1,306	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,12	0,12	0,1	0,1
V_m , м/с	0,0083	0,007	0,0042	0,0035
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,24	0,24	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,02	0,01	0,004	0,004
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,16	1,16	1,12	1,12
$\rho_{п}$, г/см ³	2,06	2,6	2,12	2,53
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	60,8	34,2	11,0	5,7
Q_2 , л/с	62,9	43,7	11,2	6,3
Q_3 , л/с	146,8	56,9	52,7	15,2
Q_4 , л/с	72,8	38,2	17,6	8,3
Q_5 , л/с	35,3	35,3	14,1	14,1
Q_6 , л/с	30-75	30-75	10-20	10-20
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}$, л/с	64	56	20	15
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1160	1160	1120	1120
M , Н*М	2117	2253	1500	2008
$M_{табл}$, Н*М	15500	14500	4650	4650
m	2	2	1	1

n	0,9	0,9	0,9	0,9
Q_H , л/с	31,8	31,8	27,7	27,7
$Q_{\text{пров}1}$, л/с	22,0	20,5	10,7	9,3
$Q_{\text{пров}2}$, л/с	57,2	57,2	24,9	24,9
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	72,8-146,8	43,7-56,9	17,6-20	14,1-15,2
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	64	56	20	15
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{\text{тн}}$, л/с	64	56	20	15
ρ_1 , кг/м ³	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	1160	1160	1120	1120
$M_{\text{тм}}$, Н*М	15500	14500	4650	4650
$M_{\text{тб}}$, Н*М	17980	16820	5208	5208

Полученные крутящие моменты превышают необходимые для разрушения горной породы и не превышают максимальный рабочий момента забойного двигателя, следовательно, выбранные ранее гидравлические забойные двигатели могут использоваться при сооружении данной скважины.

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ) [1].

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлено в таблице 26. Расчет на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 27. Расчеты проведены по методичке [1]. Расчетные длины превышают проектируемые, следовательно, данные трубы можно

использовать для комплектования бурильной колонны. Запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблице 12 -Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-121х63	121	18,9	1228,5
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПН 89-9,4Е	89	480	8803,2
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТН-К2-127 х57	127	94,5	4176,9
2	ТБТН-К2-127 х57	127	94,5	4176,9
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19М	127	3144	83944,8

Таблице 13- Расчет на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_n, \text{кгс/мм}^2$	0,52	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	6,68	Да			
$P_{кр}/P_n$	12,85				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
1	26,7	528	1,12	7,85	12086
Σ					12086
$Q_{КНБК}, \text{кгс}$	8688	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)			
K	1,15				
$\Delta P, \text{кгс}$	0,55				
$F_k, \text{мм}^2$	9263				
$\sigma_t, \text{кгс/мм}^2$	75				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
1	26,7	2616	1,12	7,85	59881
Σ					59881
	$E, \text{кгс/мм}^2$	$I, \text{м}^4$	$S, \text{м}$	$D_3, \text{мм}$	$D, \text{мм}$
	21000	$5,937 \cdot 10^{-6}$	$9,263 \cdot 10^{-3}$	165	127
Ψ^+ / Ψ^-	0,3	$Q_p, \text{кгс}$	6030	Ψ^+ / Ψ^-	0,3
α	$81,586^\circ$	$M_{\text{imax}}, \text{кгс} \cdot \text{м}$	124,57	α	$81,586^\circ$
μ	0,25	$W, \text{см}^3$	93,57	μ	0,25

Продолжение табл. 13.

R, м	1522	[σ], кгс/мм ²		53,57	
Q _к , кгс	33826	σ_3 , кгс/мм ²		3,09	
σ_p , кгс/мм ²	1,77				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$		Нет			
В горизонтальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	18,34	480	1,12	7,85	7547
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21000	1,87·10 ⁻⁶	3,957·10 ⁻³	108	89
Ψ^+ / Ψ^-	0,35	Q _p , кгс		10119	
α	90°	M _{иmax} , кгс·м		69,4	
μ	0,25	W, см ³		63,6	
R, м	2315	[σ], кгс/мм ²		39,3	
Q _к , кгс	4711	σ_3 , кгс/мм ²		4,89	
σ_p , кгс/мм ²	3,8				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$		Нет			
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,7	3144	1,12	7,85	71968
Σ					71968
Q' _{тк} , кгс	179470	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		5753	
Q ^c _{тк} , кгс	161523				
n	24,27				
q _м , кгс/м	26,7				
K _т	1,0				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4324	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
$\sigma_т$, кгс/мм ²	75				
№секции	q, кгс/м				l, м
1	18,34	480	1,12	7,85	7547
Σ					7547
Q' _{тк} , кгс	101000	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4929	
Q ^c _{тк} , кгс	90900				
n	11,25				
q _м , кгс/м	18,34				
K _т	1,0				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4841	
n	1,45				
F _к , мм ²	3957				
$\sigma_т$, кгс/мм ²	55				

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	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор - 8К393,7МС	450	1,27	
			Переводник П-152/177	103,1	0,517	
			Забойный двигатель Д-240.5000.56	1900	9,0	
			УБТС2 229-90	1640,4	6	
			Переводник П-133/171	62,3	0,521	
			УБТ 178-71Д	1304,8	8	
			Переводник П-122/133	35,6	0,484	
			УБТ 165-57Д	1174,4	8	
			Переводник П-133/122	37	0,484	
			ПК-127х9,19М	688,6	25,8	
Σ				5642,36	51,482	
2	50	1028	БИТ 295,3 ВТ 419 У	91	0,39	Бурение вертикального участка, набора угла и интервала стабилизации под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор - 8К295,3МС	290	0,88	
			Забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60	1851	8,025	
			Переводник П-152/171	63	0,4	
			Клапан переливной КП-210	93	0,6	
			Клапан обратный КОБ-203	155	0,77	
			Установочный переводник УВНО-203	180	0,86	
			Переводник П-133/152	63	0,529	
			НУБТ 178 х57 (с ТМС MWD - APS SureShot)	1653,75	9,45	
			НУБТ 178 х57	1653,75	9,45	
			Переводник П-122/133	35,6	0,484	
			УБТ 165-57Д	2348,8	16	
Переводник П-133/122	37	0,484				
			ПК-127х9,19М	26272,8	984	
Σ				34787,7	1032,32	
3	1028	3835	БИТ 155,6 ВТ 613УСВ.981	32	0,285	Бурение интервала стабилизации, набора угла и горизонтального участка под Комб. Эк. колонну, проработка ствола перед спуском Комб. Эк. колонны
			Калибратор - КЛС155,6СТ	111,4	1,1	
			Гидр. Расширитель Rhino АВ 7000-177,8-215,9	80	0,9	
			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 х63 (с ТМС MWD - APS SureShot)	614,25	9,45	
			НУБТ 121 х63	614,25	9,45	
			ПН-89х9,4Е (40 тр.)	8803,2	480	

		ТБТН-К2-127 х57 (10 тр.)	4176,9	94,5
		Ясс ЯГБ-124-2ВД	230	3,47
		ТБТН-К2-127 х57 (10 тр.)	4176,9	94,5
		Переводник П-133/102	30	0,498
		ПК-127х9,19М	83944,8	3144
Σ			103329,7	3845,413

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление (0-50м) и под кондуктор (50-1028м) – полимерглинистый, для бурения интервала под комбинированную эксплуатационную колонну по опытам бурения в данном месторождении и по заданному заданию применяем РУО – раствор на углеводородной основе.

Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (направление и кондуктор).

Использование РУО позволяет практически полностью исключить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны пласта. Также, после использования, раствор перерабатывается через установку механической теплосушки шламов, в результате чего на выходе получается очищенный раствор с коэффициентом влажности 0,5. Это позволяет максимально восстановить дорогостоящую углеводородную основу раствора для повторного использования.

В таблицах 29 и 30 представлен компонентный состав и технологические свойства полимер-глинистого бурового раствора. В таблицах 31 и 32 представлен компонентный состав и технологические свойства РУО - «ENVIROMUL». Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от

выбуренной горной породы. Система очистки бурового раствора представлена на рисунке 5.

Таблица 15 - Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	0,45
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	35
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,4
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	4
Ингибитор (КС1)	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	Нейтрализатор	Нейтрализация ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺	0,85
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	148

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 16.

Таблица 16 - Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	27
Пластическая вязкость, сПз	15
ДНС, дПа	55
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15/35
Водоотдача, см ³ /30 мин	8
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

«ENVIROMUL» - система РУО, разработана компанией «BAROID». Активно применяются на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной

провинции и Западной Сибири. Базовая жидкость первой – минеральное масло высокой очистки, второй – дизельное топливо. Система бурового раствора «ENVIROMUL» обладает исключительными ингибирующими и фильтрационными свойствами, позволяющими снизить вероятность осложнений, вызванных осыпями и обвалами стенок скважины. Минеральное масло обеспечивает снижение крутящего момента и сил трения, возникающих при бурении скважин с большими отходами забоя от вертикали. Вскрытие продуктивных горизонтов на эмульсионном растворе увеличивает продуктивность пласта, за счёт сохранения естественной проницаемости пристволенной зоны коллектора.

Таблица 17 - Компонентный состав раствора ENVIROMUL

Реагент	Концентрация, кг/м ³ (л/м ³)	Назначение
Плотность – 1120 кг/м ³ , УВ/Вода - 80/20		
Минеральное масло	700	Дисперсионная среда
Вода	500	Дисперсная фаза
Хлористый кальций	50	Плотность и ингибирование
Известь	20	Щелочность, источник Ca ²⁺
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	20	ПАВ, эмульгатор
Асфальтит BARABLOK	10	Контроль фильтрации
Органофильная глина GELTONE	10	Структурообразователь
Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT	5	Гидрофобизатор твердой фазы
CaCO ₃ 150 мкм	286	Кольматант, утяжелитель

Таблица 18 - Технологические свойства раствора ENVIROMUL

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	85
Пластическая вязкость, сПз	35
ДНС, фунт/100футов ²	35
СНС 10 сек/10 мин, фунт/100футов ²	8/15
Водоотдача, см ³ /30 мин	1,2
рН	9
Содержание песка, %	< 0,5

Расчёт требования количества бурового раствора представлен в таблице 19.

Таблице 19 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал « 0-3835м »

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 20,8
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 27,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 10,4
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	1028	1028	295,3	304,9	1,3	90,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 9,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 59,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 186,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 260,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 10,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 249,7
Комбинированная Эк. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1028	3835	2807	215,9/155,6	229,3	1,3	166,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 18,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 86,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 14,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 337,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 456,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 456,3

Результаты расчета необходимо представить в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам (табл.20).

Таблица 20 - Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Комбинированная Эк. колонна		Итого	
			кг(л)	уп	кг(л)	уп	кг(л)	уп	кг(л)	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	25	10,68	0,43	117,8	4,71	-	-	128,48	6
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	830,85	0,83	9161,86	9,16	-	-	9992,71	10
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	9,50	0,38	104,71	4,19	-	-	114,20	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	118,69	4,75	1308,84	52,35	-	-	1427,53	58
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	210	94,95	0,45	1047,07	4,99	-	-	1142,02	6
Ингибитор (КСI)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	23,74	0,95	261,77	10,47	-	-	285,51	12
Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	Нейтрализация ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺	25	20,18	0,81	222,50	8,90	-	-	242,68	10
Барит	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	3513,31	3,51	38741,59	38,74	-	-	42254,90	43
Минеральное масло	Дисперсионная среда	200	-	-	-	-	348829,22	1744,15	348829,22	1745
Вода	Дисперсная фаза	200	-	-	-	-	249163,73	1245,82	249163,73	1246
Хлористый кальций	Плотность и ингибирование	1000	-	-	-	-	24916,37	24,92	24916,37	25
Известь	Щелочность, источник Ca ²⁺	1000	-	-	-	-	9966,55	9,97	9966,55	10
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	ПАВ, эмульгатор	200	-	-	-	-	9966,55	49,83	9966,55	50

Продолжение табл. 20.

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Комбинированная Эк. колонна		Итого	
			кг(л)	уп	кг(л)	уп	кг(л)	уп	кг(л)	уп
Асфальтит BARABЛОK	Контроль фильтрации	1000	-	-	-	-	4983,27	4,98	4983,27	5
Органофильная глина GELTONE	Структурообразователь	1000	-	-	-	-	4983,27	4,98	4983,27	5
Дисперсия жидкого лецитина DRILTREAT	Гидрофобизатор твердой фазы	200	-	-	-	-	2491,64	12,46	2491,64	13
CaCO ₃ 150 мкм	Кольматант, утяжелитель	1000	-	-	-	-	142521,65	142,52	142521,65	143

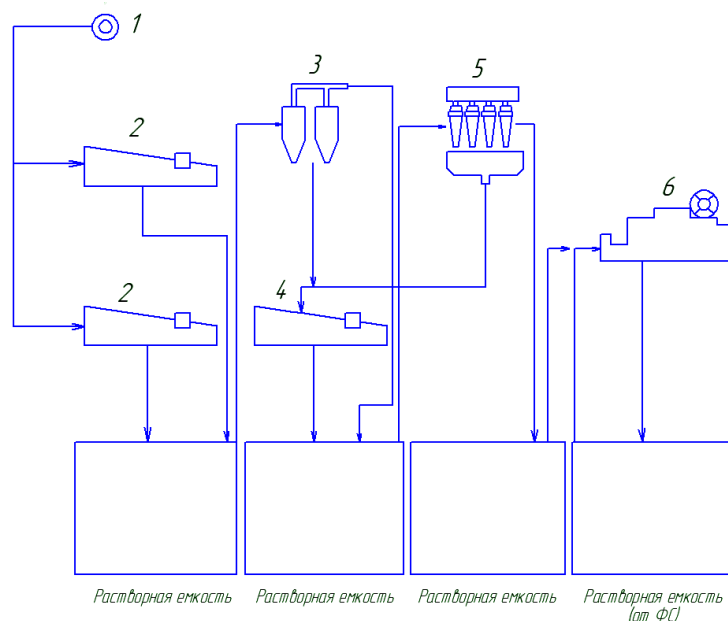


Рисунок 5- Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Результаты расчета представлены в таблицах 21-23.

Таблица 21 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Количество	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,429	0,053	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	6	12	94,3	389,6
Под кондуктор									
50	1028	БУРЕНИЕ	0,673	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	82,50	261,3
Под эксплуатационную колонну секции 168 мм с расширителем 215,9 мм									
1028	3434	БУРЕНИЕ	0,436	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	117,60	183,1
Под эксплуатационную колонну секции 127 мм									
3434	3835	БУРЕНИЕ	0,904	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	88,20	77,3

Таблица 22 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	125	32	64
50	1028	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	125	28	56
1028	3434	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	326	1	125	20	20
3434	3835	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	326	1	65	15	15

Таблица 23 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	50	БУРЕНИЕ	220,3	60,9	131,5	17,8	0,1	10
50	1028	БУРЕНИЕ	213,0	46,7	63,9	90,1	2,3	10
1028	3434	БУРЕНИЕ	265,5	91,6	76,6	78,3	14,5	4,5
3434	3835	БУРЕНИЕ	183,4	51,5	57,4	51,9	19,9	2,6

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Данным проектом отбор керна не предусматривается, так как скважина проектируется по назначению эксплуатационному.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 24.

Таблица 24 - 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 $\rho_{тр обь}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1875
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	688	глубина скважины, м	3075
высота столба буферной жидкости h_1 , м (длина по стволу, м)	872 (878)	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м (длина по стволу, м)	35 (450)
высота цементного стакана $h_{ст}$, м (длина по стволу, м)	0,0 (10,0)	динамический уровень скважины h_d , м (длина по стволу)	2050 (2188)

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 6. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Результаты расчета наружного избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м (длина по стволу, м)	0	872 (878)	3040 (3385)	3075 (3825)	3075 (3835)
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,64	11,28	11,58	11,58

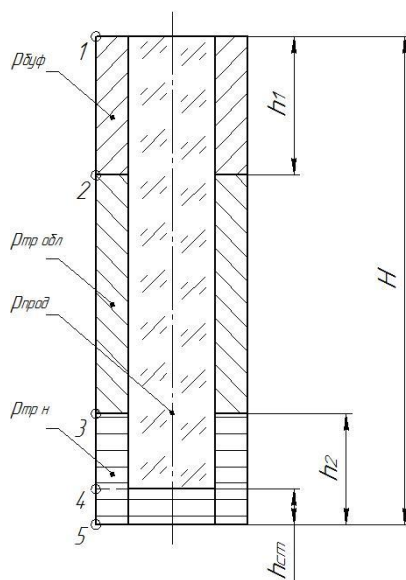


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

Давление столба нефти в конце эксплуатации $P_{кэн}$ для нефтяных скважин по формуле:

Поскольку $P_2 = 20,35 \text{ МПа} > P_{кэ} = 6,92 \text{ МПа}$, 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 7. Результаты расчета наружных избыточных давлений для случая, соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 26.

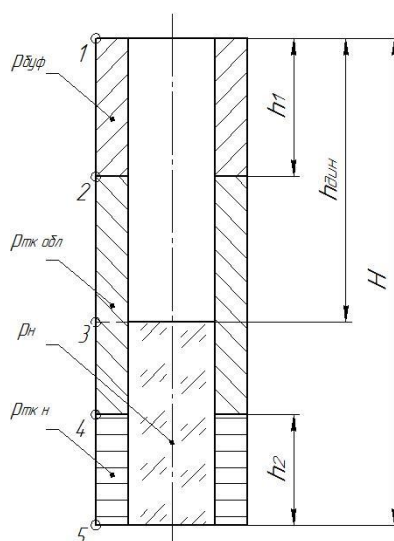


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 26 - Результаты расчета наружного избыточного давления в конце эксплуатации нефтяной скважины

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м (длина по стволу, м)	0	872 (878)	2050 (2188)	3040 (3385)	3075 (3835)
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,2	22,20	26,44	26,69

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

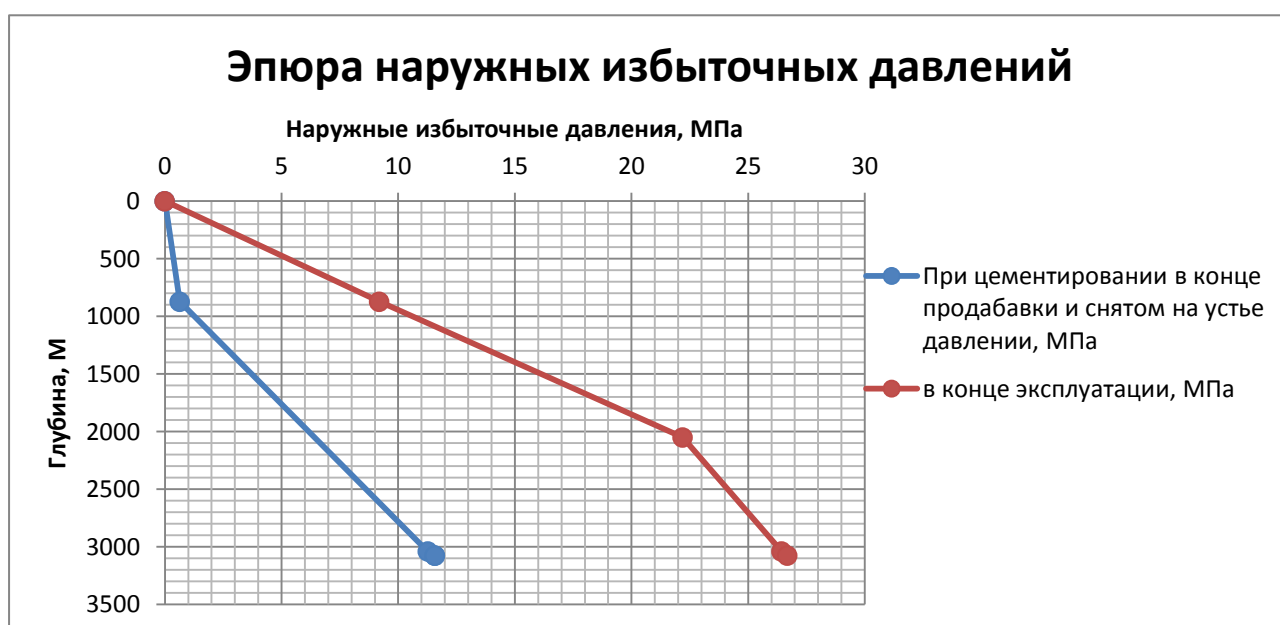


Рисунок 7 - Эпюра наружных избыточных давлений.

В результате можно сделать вывод, что наружные избыточные давления значительно больше в конце эксплуатации, чем при цементировании в конце продавки при снятом устьевом давлении и при испытании обсадных колонн на герметичность.

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. Максимальное давление на цементировочной головке $P_{цг} = 22,55 \text{ МПа}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для случая в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлены в таблице 27.

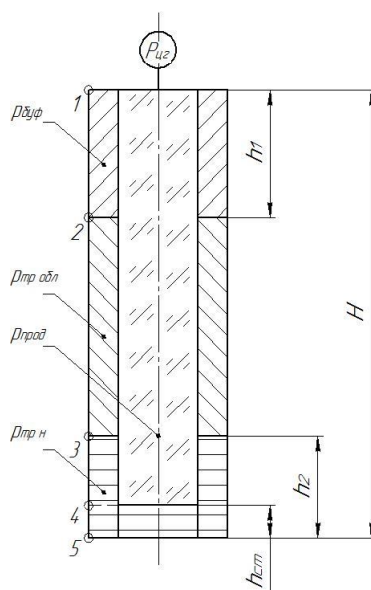


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Таблица 27 - 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 (длина по стволу, м)	0	872 (878)	3040 (3385)	3075 (3825)	3075 (3835)
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,55	21,90	11,27	10,97	10,97

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 9.

Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье: $P_{он} = 28,27 \text{ МПа}$; Минимальное давление опрессовки для выбранного диаметра эксплуатационной колонны $P_{опмин} = 11,5 \text{ МПа}$ (под секцию 168мм) и $P_{опмин} = 15 \text{ МПа}$ (под секцию 127мм). Тогда $P_{он} \geq P_{опмин}$.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 28.

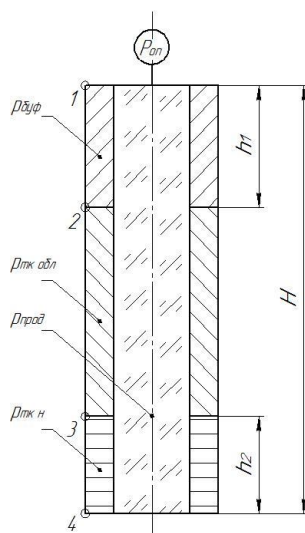


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

Таблица 28 - Результаты расчета внутреннего избыточного давления при опрессовке эксплуатационной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м (длина по стволу, м)	0	872 (878)	3040 (3385)	3075 (3835)
Внутреннее избыточное давление, МПа	28,27	27,63	24,97	24,83

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

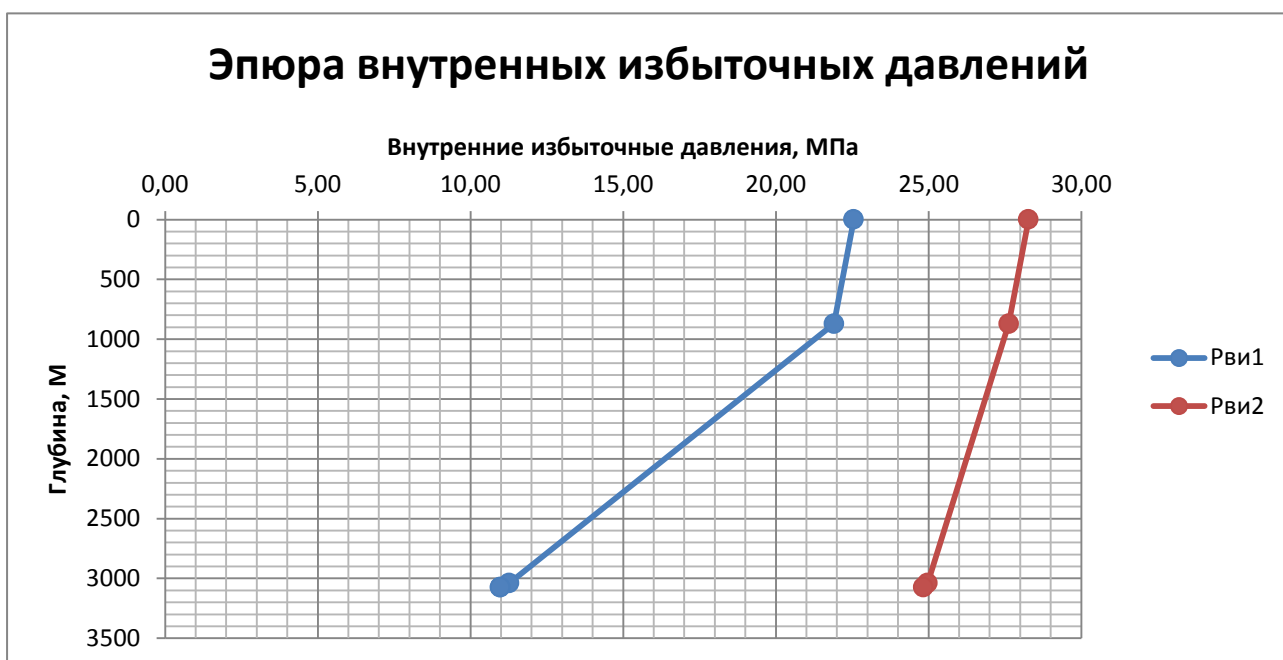


Рисунок 10 - Эюра внутренних избыточных давлений.

В результате можно сделать вывод, что внутренние избыточные давления больше при опрессовке колонны, чем при цементировании в конце продавки.

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Ком. Эк. колонна с диаметром	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	9
1	127мм	Д	7,5	401	22,1	8862,1	8862,1	3434-3835
2	168мм	М	8,9	3434	35,4	121564	130426	0-3434

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.4.3.1.1)$$

Под секции Эк. колонны 168мм:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} = 0,25 + 41,74 = 42 \text{ МПа} \leq 0,95 \cdot P_{гр} = 0,95 \cdot 47,66 = 45,28 \text{ МПа}$$

Под секции Эк. колонны 127мм:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} = 0,24 + 41,74 = 41,99 \text{ МПа} \leq 0,95 \cdot P_{гр} = 0,95 \cdot 47,66 = 45,28 \text{ МПа}$$

Выполнено условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора, то по методичке принимается решение использовать **прямое одноступенчатое цементование**, но по опытам бурения на данном месторождении по рекомендации проектирован способ **двухступенчатого** под комбинированную эксплуатационную колонну.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ - П- 100 с водоцементным отношением $m_{н.} = 0,49$. Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ - III - Об (4-6) – 50 с водоцементным отношением $m_{обл.} = 0,9$ [10]. По опыту цементировочных работ в рецептуру

тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³. Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 30.

Таблица 30 - Количество составных компонентов тампонажной смеси (1 мешек = 1000кг)

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Обл.там.раствор	62,76	1500	50,55	НТФ	25,73 кг
				ПЦТ	51,53 т
Норм.там.раствор	5,41	1875	3,78	НТФ	2,22 кг
				ПЦТ	7,09 т

2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³. В качестве продавочной жидкости рекомендуется использовать технические воды. В таблице 31. представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 31 - Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная	32,02	1075	33,56	МБП-СМ	450,10 кг
				МБП-МВ	406,95 кг
Продовочная жидкость	42,47	1030	42,47	-	-

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважин

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $P_{цг} = 15,91$ МПа не превышает ранее рассчитанного значения $P_{цг \text{ расч}} = 22,55$ МПа. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины $P_3 = 43,64$ МПа не превышает давления гидроразрыва $0,95P_{гр} = 45,28$ МПа.

Следовательно, дальнейшие расчеты не требуют корректировки.

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Расчитанное давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата $P_{ца} \geq 28,19$ МПа. Поэтому выбран насос 9Т цементировочного агрегата ЦА-320 с диаметром втулок 100мм, скоростью коробки передач 2 и развиваемым давлением 32 МПа. Необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах $m_{тр. н} = 0,47$ и $m_{тр. обл.} = 3,44$. В связи с тем, что тампонажные цементы не должны смешиваться, то требуется 4 машины на облегчённый тампонажный раствор и 1 на раствор нормальной плотности. По опыту цементирования скважин число цементировочных агрегатов, работающих на скважину, т.е. откачивающих тампонажный раствор с осреднительной емкости, проектируется равным 2.

На рис. 11 приведен пример технологической схемы с применением осреднительной емкости.

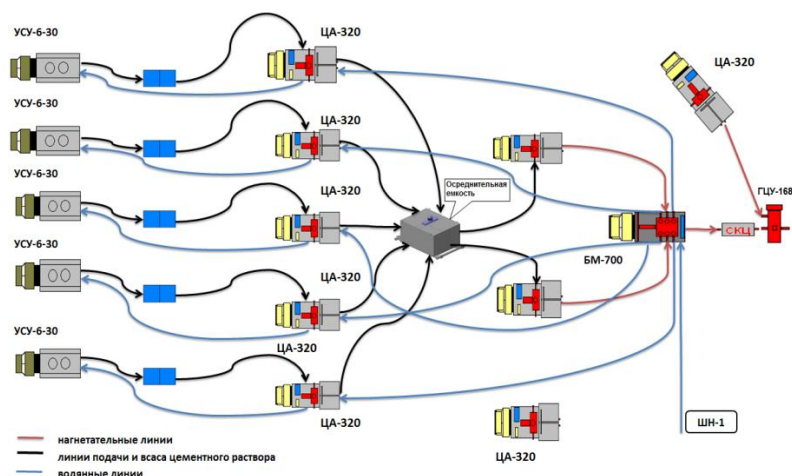


Рисунок 11 - Технологическая схема для цементирования эксплуатационной колонны.

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

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

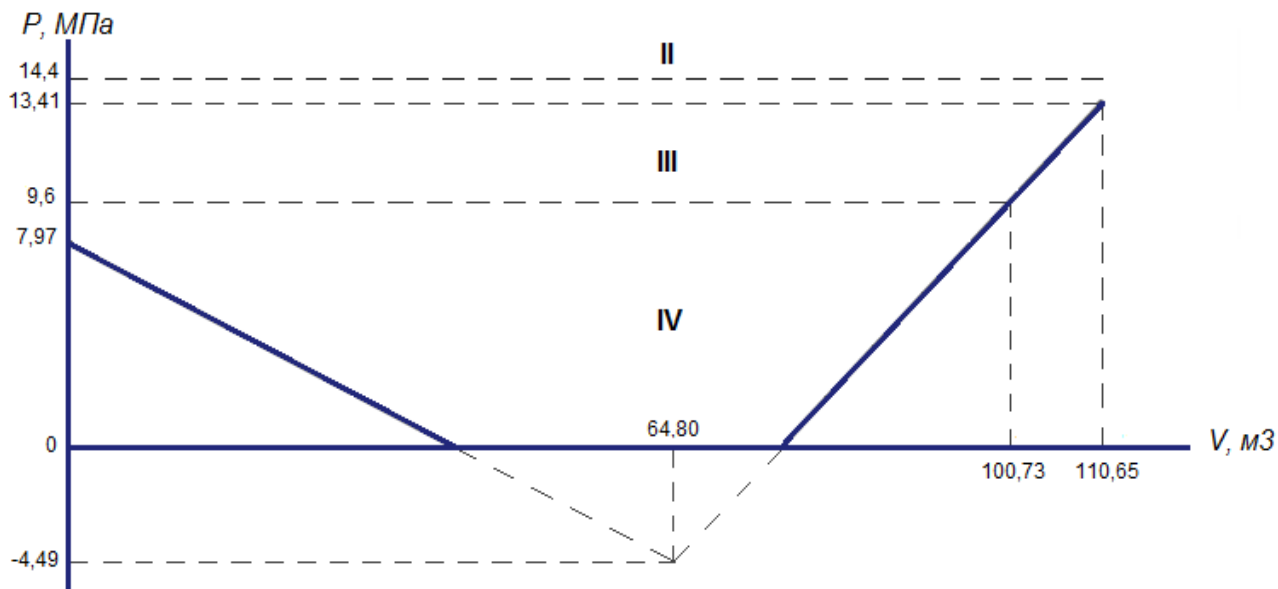


Рисунок 12 - График изменения давления на цементирующей головке.

В таблице 32 показаны сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 32 - Режим работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
IV	100,73
III	9,92
II	0,5

Общее время цементирования скважин $t_{ц} = 71,8$ минут 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, которая представлена в таблице 33.

Таблица 33 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Под обсадные колонны	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная	Муфта супенчастого цементирования
Направление (0-50м)	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324	-
Кондуктор (50-1028м)	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ЦПН-245/295 (20 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245	-
Эксплуатационная Колонна 168мм (1028-3434м)	-	-	ЦПН-168/216 (72 шт.)	2ГЦУ-168Р1	ПРП-Ц-168	-
Эксплуатационная Колонна 127мм (3434-3835м)	БКП-127 ОТТМ	ЦКОДМ-127-1-ОТТМ	ЦПН-127/155 (10 шт.)	-	ПРП-Ц-127	МСЦ -127
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО «Башнефтесервис»

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 3050-3100 м с применением трубного пластоиспытателя, т.е. аппаратуры спускаются в скважину на колонне бурильных труб. Они получили наибольшее распространение при испытании пластов в процессе бурения (типа КИИ, МИГ), т.к. дают возможность не только отбирать пробы пластового флюида, но и проводить гидродинамические исследования. В данном случае применяем трубы пластоиспытателя МИГ-127, достоинством которого является возможность проведения многоцикловых испытаний, т.е. при однократном спуске проводится несколько полных циклов испытаний пласта.

Схема компоновки наиболее часто используемого пластоиспытателя с одним пакером и опорой на забой скважины приведены в приложении Е на рисунке Е.1.

Для освоения скважины применим метод многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) – Прорывная технология интенсификации добычи, известная в мире как MZST (Multizone stimulation technology). Суть метода в том, чтобы добиться контакта с целевым пластом на всем протяжении горизонтального ствола скважины и последовательно воздействовать на него в заданных интервалах для получения максимальных притоков. Это достигается проведением цикла гидроразрывов и созданием высокопроводящих трещин в нефтенасыщенном коллекторе.[4]

Комплект оборудования включает: башмак, обратный клапан, порт, гидравлический якорь, гидромеханический пакер и герметизирующее устройство. Технология применения данной системы заключается в спуске компоновки с установленными гидромеханическими пакерами и портами в строго заданных интервалах, благодаря чему, после приведения в действия соответствующих устройств, создаются контролируемые зоны изоляции для проведения стимуляции. Применение данной технологии так же обеспечивает сокращение времени строительства скважины. [4]

В этом случае количество стадий ГРП ограничивается лишь технико-экономическими расчетами. Продвижение метода, однако, сдерживала не только его дороговизна. Он требовал высочайшей квалификации персонала и соответствующего оборудования, в целях экономии — желательно отечественного образца.[5]

Схематичное отображение компоновки шарового МГРП при спуске компоновки с установленными гидромеханическими пакерами и портами приведено в приложении Е на рисунке Е.2. Схематичное отображение двух метода шарового и безшарового МГРП приведено в приложении Е на рисунке Е.1.

2.5. Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭУК-2М2			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	103,33	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,94
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	130,43	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,53
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	169,56	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,18
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200,00		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$)	185	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ ($k_{по} > 1,25$)	9,80
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	103,33		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	130,43		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бo}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
3	83	597,6	
4	71	514	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Повышение эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных буровых растворах

Буровой раствор – это «*кровь скважин*», представляющая собой твердую фазу, жидкость и сложный комплекс химических реагентов. Буровые растворы выполняют важные функции в процессе бурения скважин [6].

3.1. Полисахаридные реагенты

Полисахариды (полигликаны) являются оптически активными сложными высокомолекулярными углеводами, у которых основная цепь состоит из моносахаридных звеньев альдегидного типа замкнутых в циклические полуацетали, которые соответственно соединены последовательно ацетальными связями (гликозидными связями) в линейные или разветвленные циклолинейные полимеры [7;8].

За счет предупреждения осложнений при бурении интервалов скважин, эффективности вскрытия продуктивного пласта и минимизации затрат на приготовление бурового раствора, то полисахаридные реагенты (природно-органические полимеры), а также их синтетические и модифицированные полимеры различного состава более и более широко используются.

Самыми распространенными полисахаридными из них являются реагенты понизители фильтрации и регулирования реологических свойств, которые включают следующие наиболее часто используемые полимеры: ПАЦ, КМЦ, модифицированные крахмалы и ксантановый биополимер.

3.2. Актуальная проблема

Эффективность применения полисахаридных реагентов зависит от их концентрации в буровом растворе, особенно от скорости растворения полимера и других рабочих равных условиях. Скорость растворения полисахаридных реагентов занимает огромную роль в влиянии свойства готовых буровых растворов. Кроме её зависимости от способа ввода реагентов, скорость растворения ещё зависит от обработки реагентов (*например обработка по различным размерам частиц полимера*). Использование для обработки раствора

полисахаридных реагентов обычно приводит к тому, что при контакте с водой (растворителем) 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 высокомолекулярного соединений отличается от низкомолекулярных веществ, в которых скорость растворения определяется скоростью отвода растворяемого вещества от его поверхности в объем растворителя. Механизм растворения полимеров представлен в общем случае состоит из двух процессов: 1 - набухание полимера и 2 - «распутывание» его цепей. Механизм набухания сводится к диффузии молекул растворителя в пространственную сетку в ближайшие слои полимера и сольватации соответствующих участков полимерной цепи. В результате этого макромолекулы «разрыхляются», что облегчает дальнейшее проникновение молекул растворителя и увеличение массы и объема полимера. Следовательно, образование слоистой структуры полимера, условно подразделяемая на следующие виды слоев: слой чистого полимера, слой инфильтрации, слой твердого набухшего полимера, гелеобразный слой, слой перешедшего в раствор полимера, чистый растворитель, которые приведены на рисунке 13 [9].

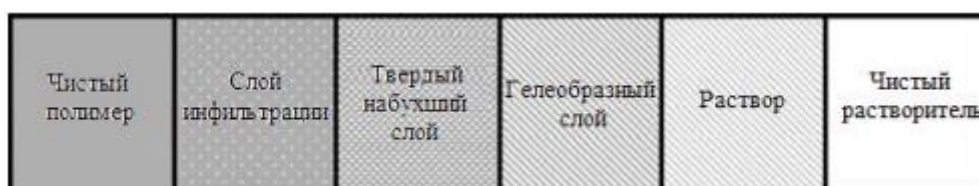


Рисунок 13 – Образованные слои полимера при его растворении в растворе.

Таким образом, для повышения эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных буровых растворах проведены следующие исследования по обработке реагентов для решения проблемы длительного растворения полимера и предотвращения их агломерации.

3.3. Методика эксперимента

В этом исследовании будем рассматривать применение обработанных PolyPac в буровом растворе.

3.3.1. Средства и материалы для проведения экспериментов

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

3.3.2. Порядок проведения экспериментов

Порядок проведения экспериментов приведен в приложении Ё.

3.4. Результаты и их обсуждение

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «НК «Роснефть»»

4.1.1. Основные направления деятельности предприятия

«Роснефть» — лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности ПАО «НК «Роснефть» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

«Роснефть» добывает около 40% всей российской нефти. В состав Компании входят 11 крупных нефтеперерабатывающих заводов (в том числе 50%-я доля в «Славнефть-ЯНОС»), несколько мини-НПЗ на территории Российской Федерации. В Германии «Роснефть» владеет долями в четырех НПЗ.

Розничная сеть «Роснефть» — лидер на территории Российской Федерации и насчитывает 2571 АЗС (включая 194 АЗС за пределами РФ). «Роснефть» лидирует по вкладу в федеральный бюджет Российской Федерации: по итогам 2015 г. — это около 20% от доходной части бюджета страны.

Успешные итоги деятельности ПАО «НК «Роснефть» в 2016 году подтверждают эффективность применяемой стратегии, значимость обозначенных приоритетов и позволяют прогнозировать дальнейшее устойчивое развитие Компании на благо акционеров.[11]

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

ПАО «Роснефть» имеет предприятий, которые по выполняемым ими функциям разведкой, сбытом и и имеют свои и задачи, что позволяет сосредоточить штаб на выполнение задач и функций. В обеспечения эффективного и функционирования предприятия, вспомогательные сервисные входящие в структуру ПАО как ООО «РН-Сервис», ООО «РН-Бурение», ООО ООО «РН Информ», ООО «РН-Учет», ООО ООО «РН-Пожарная безопасность» и ООО такой структуре проще управлять как входящими в ПАО «Роснефть», так и потоками и издержками.

Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»» представлена на приложении Ж на рисунке Ж.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» [12]. 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 (4.2.1.1):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} \cdot h, \quad (4.2.1.1)$$

Где: $T_{\text{Б1}}$ – 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» [13].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [14].

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Парабельского района приведена в приложении 3 в таблице 3.1.

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 (4.2.2.1):

$$V_{\text{М}} = \frac{H}{t_{\text{М}}} = \frac{3835}{193,62} = 19,8 \text{ м/ч}, \quad (4.2.2.1)$$

Где: H – длина скважины, м; $t_{\text{М}}$ – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.2.2.2):

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{3835}{193,62 + 35,76} = 16,7 \text{ м/ч}, \quad (4.2.2.2)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (4.2.2.3):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{3835 \cdot 720}{676,04} = 4084,37 \text{ м/ст. мес.}, \quad (4.2.2.3)$$

Где: T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (4.2.2.4):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3835}{4} = 958,75 \text{ м}, \quad (4.2.2.4)$$

Где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.2.3. Линейный 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 676,04 часов или 28,1 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Парабельского района приведен в таблице 35.

Таблица 35 – 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	28,1		■											
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 [15], в части II – на строительные и монтажные работы [16], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [17].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [18] 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 И в таблицах И.1 и И.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 январь 2018 года 215,95 [19].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Й.

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

$$C_c^{1M} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{334\,979\,458 - 11\,598\,955}{3835} = 84323,5 \text{ руб/м}$$

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	3835
Продолжительность бурения, сут.	28,1
Механическая скорость, м/ч	19,8
Рейсовая скорость, м/ч	16,7
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4084,37
Проходка на долото, м	958,75
Стоимость одного метра, руб./м	84323,5

4.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники расширителя типа Rhino АВ 7000-177,8-215,9, который был выбран за свою надежность при бурении с одновременным расширением ствола скважины, позволил обеспечить полный контроль процесса активации расширителя. Его моноблочная сбалансированная конструкция позволяет передавать высокие крутящие моменты и нагрузки при бурении, одновременно обеспечивая номинальный диаметр ствола скважины и последующий безаварийный спуск обсадной колонны.

Расширитель Rhino АВ 7000-177,8-215,9 можно активировать и деактивировать много раз во время рейса. Это особенно важно в условиях, когда прокачивание шаров или пробок нежелательно или когда требуется закрытие расширителя без его подъема из скважины для того, чтобы определить кровли пластов или бурить через нестабильные глинистые породы, зоны поглощения бурового раствора или твердые пропластки. Под секции 168,3 мм использовать долото диаметром 155,6 мм вместе с гидравлическим расширителем Rhino АВ 7000-177,8-215,9 в транспортном положении 155,6 мм с максимальным диаметром расширения 215,9 мм, комплектующими сменными лопастями, легко заменяемыми в условиях буровой, что значительно снижает эксплуатационные затраты на операции СПО, ремонт и обслуживание инструмента. а также по сравнению с долотами со стальным корпусом, увеличение проходки.

Расчет эффективности внедрения новых расширителя для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Расчет эффективности внедрения расширителя.

№ п/п	Показатель	Обычное используемое долото PDC: БИТ 215,9 БТ 616 УЕС.38	Расширитель Rhino АВ 7000-177,8-215,9
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3050	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1028-3434	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	7000
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	381600	773400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2406	
10	Количество долблений	$2406/3200 = 0,75$	$2406/7000 = 0,34$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2406/25,5 = 94,35$	$2406/28 = 85,93$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$94,35 + 13,8 = 108,15$	$85,93 + 13,8 = 99,73$

Расчет			
13	Экономия времени, ч	108,15 - 99,73 = 8,42	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	381600*0,75 = 286200	773400*0,34 = 262956
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	94,35*45825,4 = 4323626	85,93*45825,4 = 3937776
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	286200+4323626 = 4609826	262956+3937776 = 4200732
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	4609826-4200732 = 409094	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	409094/2406 = 170	
20	Экономический эффект на долото	170*7000 = 1 190 000	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	773 400 / 1 190 000 = 0,65	

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что наиболее экономически выгодным является использование расширителя Rhino AB 7000-177,8-215,9 при сооружении скважины.

При использовании данного расширителя получается выигрыш во времени 99,73 часов. Учитывая, что экономия времени - 8,42ч, экономия себестоимости метра проходки - 170 руб/м. Следовательно, чем меньше временные затраты, тем выше эффективность сооружения скважины. Также что обусловлено их очень высокой проходкой на долото, следовательно, и использованием минимального количества долот при сооружении скважины, уменьшением количества СПО в общем времени сооружения скважины.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. Спуско-подъемные операции;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>Освоение скважины.</p>	<p>1. Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Повышение уровня шума;</p> <p>3. Повышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>СП 52.13330.2011 [20]</p> <p>СНиП 2.04.05-91 [21]</p> <p>МР 2.2.7.2129-06 [22]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [23]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [24]</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 [25]</p> <p>ОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [26]</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [27]</p> <p>Р 3.5.2.2487-09 [28]</p> <p>РД 10-525-03 [29]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок»[30]</p> <p>ПП РФ №316[31]</p> <p>ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32]</p> <p>РД 51-1-96 [33]</p> <p>ППРФ от 23.02.1994 №140 [34]</p> <p>РД 39-1.13-057-2002[35]</p> <p>РД 08-254-98[36]</p>

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [22]. Нормы приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [22]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровня шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [23] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровня вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [24]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [25] содержание вредных

веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 40.

Таблица 40 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [25].

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	Пары нефти, бензина	10
- Углеводороды	100	Сероводород	3
- Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
- Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [21]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [26].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [27] и приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [28].

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [27], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [29].

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствию 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. При бурении скважин присутствует несколько виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под

станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

Контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности; контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением; Одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением; Нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно монтажных работ; Прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока; Прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [30];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [27] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

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. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [31].

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.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [27]);

- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [32]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице К.1 приложения К.

5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [33].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [34].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [35].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [27]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [36].

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [37]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [38].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [39].

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [40].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [41].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук.

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 комбинированной эксплуатационной колонной (пласт М1) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)» было возможность получить и наработать навыки в проектировании эксплуатационной скважины.

В данном дипломном проекте, проводили анализ геологической части, а именно географо-экономической характеристики района работ, геологических условиях бурения, газонефтеводоносности, список зон 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. Проведен расчет для всех интервалов и отдельно для каждой обсадной колонны.

Также рассмотрены проблемы о безопасности в рабочей зоне, охранах окружающей среды, чрезвычайных ситуациях, разработаны сметная стоимость сооружения скважины, календарный план-график строительства скважины и эффективность мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

В специальной части дипломного проекта рассмотрен вопрос о повышении эффективности растворения полисахаридных реагентов в современных буровых растворах. В процессе исследования с помощью руководителя, преподаваемых ранее материалов, а также лабораторных оборудований раскрывали проблему низкой скорости растворения полимерных реагентов и способов ее повышения, появились реагенты для обработки полисахаридных полимеров и ускорения их растворения при приготовлении буровых растворов.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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»)/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 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. <http://www.gazprom-neft.ru>
5. www.tkpo.ryazan.ru
6. Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро».
7. Sandra Klein. Polysaccharides in Oral Drug Delivery –Recent Applications and Future Perspectives // Polysaccharide Materials: Performance by Design; Edgar K., et al.: ACS Symposium Series; American Chemical Society: Washington DC. 2010.
8. <https://ru.wikipedia.org/wiki/полисахариды>.
9. Beth A. Miller-Chou, Jack L. Koenig A review of polymer dissolution// Prog. Polym. Sci. 28 – 2003. – С. 1223-1270.
10. Глиоксаль / О.В. Водянкина [и др.]. – М..Академия 2007. 248 с.
11. Роснефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/>
12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.libussr.ru>.
13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.opengost.ru>.
14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info>.

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы.
17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
18. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
19. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 января 2018 г. № КЦ/2018-01ти “Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на январь 2018 года”.
20. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
21. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
22. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
23. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
26. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
27. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
28. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.

29. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
30. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
31. согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
32. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
33. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
34. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".
35. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.
36. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
37. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.
38. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".
39. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».
40. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
41. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Приложение А

Географо-экономическая характеристика района работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Нефтяное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парбельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,0 +35 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западные, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20÷25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	высокая

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

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов: - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Томск (600 км) пос. Каргасок (120 км)

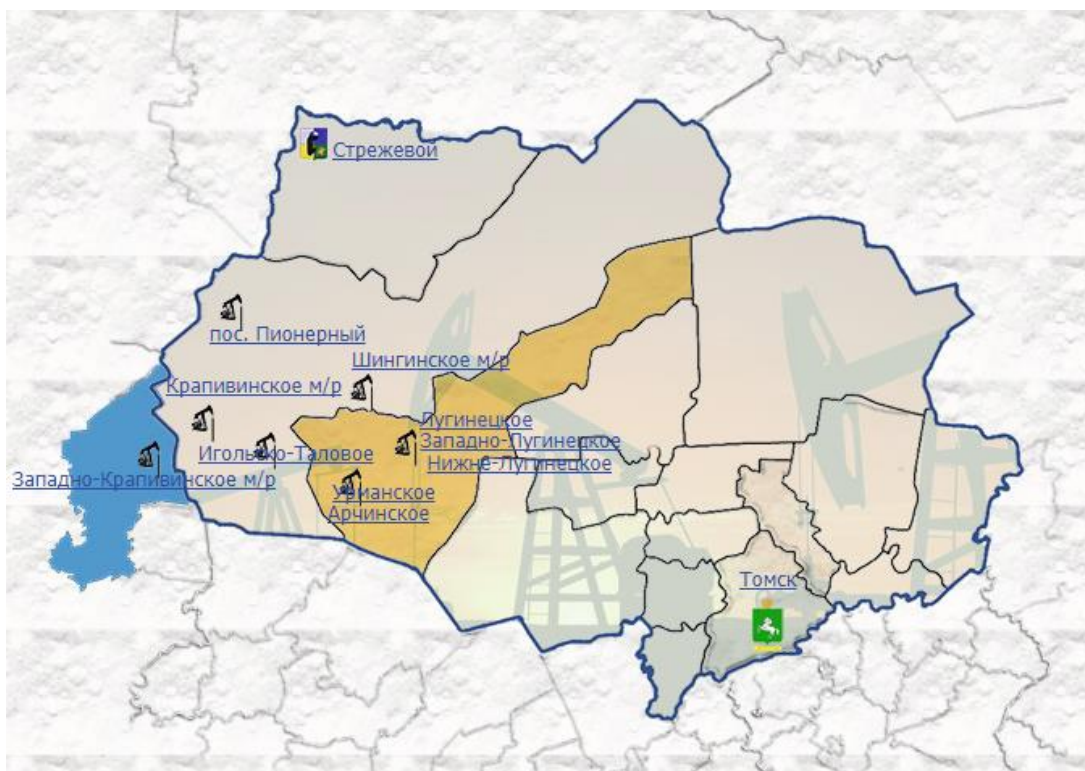


Рисунок А.1 – Обзорная карта района работ.

Приложение Б

Геологические условия бурения

Таблица Б.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент $K_{пл}$

Глубина залегания, м.		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов		Коэффициент каверности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичная система	Q	0		1,3
20	180	Некрасовская серия	Pg ₃ nk	0		1,3
180	330	Чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	0		1,3
330	370	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	0		1,3
370	410	Галицкая свита	Pg ₁ tl	0		1,3
410	480	Ганькинская свита	K ₂ gn	0		1,3
480	525	Славгородская свита	K ₂ sl	0		1,3
525	680	Ипатовская свита	K ₂ ip	0		1,3
680	715	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1,3
715	1560	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0		1,3
1560	1605	Алымская свита	K ₁ al	0		1,3
1605	2265	Киялинская свита	K ₁ kls	0		1,4
2265	2330	Тарская свита	K ₁ tr	0		1,6
2330	2590	Куломзинская свита	K ₁ klm	0		1,2
2590	2615	Баженовская свита	J ₃ bg	0		1,2
2615	2622	Георгиевская свита	J ₃ gr	0		1,2
2622	2726	Васюганская свита	J ₃ vs	1-2		1,2
2726	3015	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1-2		1,2
3015	3045	Салатская свита	J ₁ slt	1-2		1,2
3045	3050	Тогурская свита	J ₁ tg	1-2		1,2
3050	3100	Палеозой	Pz	45-70		1,2

Таблица Б.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интерв але	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg ₃ nk	20	180	пески глины	70 30	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg ₂₋₃ cg	180	330	глины алевролиты пески	80 10 10	глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц полевошпатовых и алевритов
Pg ₂ ll	330	370	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные
Pg ₁ tl	370	410	глины песчаники	80 20	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ gn	410	480	глины	100	глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ sl	480	525	глины	100	глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов
K ₂ ip	525	680	глины песчаники	80 20	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников
K ₂ kz	680	715	глины	100	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые

Продолжение табл. Б.2.

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	715	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косою слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K ₁ al	1560	1605	глины песчаники	50 50	в нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит монтмориллонитового состава
K ₁ kls	1605	2265	глины песчаники	80 20	глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	100	песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом
K ₁ klm	2330	2590	песчанки аргиллиты алевриты алевролиты	50 30 10 10	свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевритов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты - известковистые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	100	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты известняки алевролиты	80 10 10	аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита
J ₃ vs	2622	2726	песчаники	100	песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые
J ₁₋₂ tm	2676	3015	песчаники аргиллиты алевролиты угли	40 30 25 5	переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей до 16м: песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные

Продолжение табл. Б.2.

1	2	3	4	5	6
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты аргиллиты песчаники угли	10 75 10 5	верхняя часть - преимущественно глинисто-углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты угли	95 5	переслаивание аргиллитов темно-серых и углей: аргиллиты серые до черных, плотные, битуминозные
Pz	3050	3100	известняки аргиллиты алевролиты туфы, брекчии	50 10 10 30	в верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды, фораминифер и др.). Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Также палеозой в некоторых местах, предстален туфогенно-осадочные породами и брекчиями, светло-серыми до серых с кремовым оттенком пористыми каолинизированными образованиями с оолитообразной структурой.

Таблица Б.3 – Физико-механические свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			суглинки	2.0	-	0	30	0	10	2	4	Мягкая
			пески	1.9	-	500	-	0	0	1	10	Мягкая
			супеси	2.0	-	0	-	0	15	3	10	Мягкая
Pg ₃ nk	20	180	пески	2.4	-	600	95	0	0	1	10	Мягкая
			глины	2.4	-	0	-	0	10	2	4	Мягкая
Pg ₂₋₃ cg	180	330	пески алевролиты	2.5	-	600	-	0	10	2	10	Мягкая
			глины	2.6	-	50	-	0	10	3	10	Мягкая
				2.4	-	0	95	0	0	1	4	Мягкая
Pg ₂ ll	330	370	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	Мягкая
Pg ₁ tl	370	410	глины	2.4	-	1	90	0	10	2	4	Мягкая
			песчаники	2.6	35	600	8	0	0	1	10	Мягкая
K ₂ gn	410	480	глины	2.4	-	0	95	5	10	3	4	Мягкая
K ₂ sl	480	525	глины	2.4	-	0	95	0	10	3	4	Мягкая
K ₂ ip	525	680	глины	2.4	-	0	90	0	15	3	4	Мягкая
			песчаники	2.6	32	450	8	3	25	2	10	Мягкая
K ₂ kz	680	715	глины	2.4	-	0	90	2	15	3	4	Мягкая
K ₁₋₂ pk	715	1560	глины	2.4	-	0	95	2	25	3	4	Мягкая
			песчаники	2.6	31.5	1000	5	3	30	2	10	Средняя
				2.6	13.5	10	18	5	35	3	6	Средняя
				2.5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	Средняя

Продолжение табл. Б.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	1560	1605	глины	2.2	22	20-50	5	5	30	2	10	Средняя
			песчаники	2.4	16	0	95	2	25	3	4	Мягкая
K ₁ kls	1605	2265	песчаники глины	2.2	20	10	15	5	35	3	10	Средняя
				2.4	20	0	95	10	30	3	4	Средняя
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2.3	19	20-50	20	5	40	3	10	Средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	50	3	4	Средняя
			песчаники	2.3	15	10-250	20	5	45	3	10	Средняя
			алевриты	2.3	10	0	25	5	-	3	10	Средняя
			алевролиты	2.3	10	0	25	5	35	3	6	Средняя
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	70	3	4	Средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	80	3	4	Средняя
			известняки	2.5	18	5-100	35	65	100	1	4	Средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	65	3	6	Средняя
J ₃ vs	2622	2726	угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	Средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	Твердые
			песчаники	2.3	15	5-100	20	5	65	3	10	Средняя
J ₁₋₂ tm	2676	3015	песчаники	2.4	15	10-250	20	5	120	3	10	Твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	Твердые
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	Твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	Средняя
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	Твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	Твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	Средняя
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	Твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	Средняя
Pz	3050	3100	Известняки	2.65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	Твердые
			Туфы, брекчии	2.65	12.7	0	25	20	200	4	7	Твердые
			Аргиллиты	2.4	5	0	90	10	150	4	4	Твердые
			алевролиты	2.4	10	5	25	5	150	4	6	Твердые

Таблица Б.4 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

(Примечание: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			°С	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16
Q	0	20	0.000	0.100	РФЗ	0.000	0.100	РФЗ	0.000	0.200	РФЗ	0	0.22	РФЗ	3	ПГФ
Pg ₃ nk	20	180	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	10	ПГФ
Pg ₂₋₃ cg	180	330	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	15	ПГФ
Pg ₂ ll	330	370	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	18	ПГФ
Pg ₁ tl	370	410	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	19	ПГФ
K ₂ gn	410	480	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	20	ПГФ
K ₂ sl	480	525	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	21	ПГФ
K ₂ ip	525	680	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	22	ПГФ
K ₂ kz	680	715	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	23	ПГФ
K ₁₋₂ pk	715	1560	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.190	РФЗ	0.22	0.23	РФЗ	53	ПГФ
K ₁ al	1560	1605	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.170	0.170	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	55	ПГФ
K ₁ kls	1605	2265	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	77	ПГФ
K ₁ tr	2265	2330	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	79	ПГФ
K ₁ klm	2330	2590	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	88	ПГФ
J ₃ bg	2590	2615	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ gr	2615	2622	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ vs	2622	2726	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	93	РФЗ
J ₁₋₂ tm	2726	3015	0.100	0.101	РФЗ	0.100	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	103	РФЗ
J ₁ slt	3015	3045	0.101	0.101	РФЗ	0.101	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	ПГФ	104	РФЗ
J ₁ tg	3045	3050	0.101	0.101	РФЗ	0.101	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	ПГФ	104	РФЗ
Pz	3050	3100	0.105	0.105	РФЗ	0.105	0.105	РФЗ	0.155	0.155	РФЗ	0.25	0.25	ПГФ	107	РФЗ

Приложение В

Нефтегазоводоносность месторождения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, д/спз	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Суточный дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, нм ³ /м ³	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	Давление насыщения пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₁₋₂ tm (Ю ₁ ¹)	2635	2645	Поровый	0.681	0.811	0.010	0.39	4.98	-	126.5	-	1	-	-	13.3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₄)	2974	3003	Поровый	0.681	0.811	0.010	0.39	4.98	5-10	126.5	-	1	-	-	13.3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₅)	3016	3043	Поровый	0.683	0.811	0.010	0.39	4.98	5-10	126.5	-	1	-	-	13.3
Pz (M ₁)	3050	3100	Порово-трещинновато-каверновый	0.688	0.875	0.0422	0.49	8.13	100	106.2	-	2.303	0.689	0.990	31.7

Таблица В.2 – Водоносность

Индекс страти- графического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, Мг/л	Тип воды по сулину: ГКН- гидрокарбонно натриевый ХЛК- хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ , K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Палеоген-четвертичный комплекс.															
Q	0	20	Поровый	1.00	20-60	2500	89	-	11	82	4	14	0.1-0.2	ГКН	Нет
Pg ₃ nk	20	180	Поровый	1.00	до 300	500	89	-	11	82	4	14	0,11- 0,87	ГКН	Да
2. Апт-альб-сеноманский комплекс.															
K ₁ pk	715	1560	Поровый	1.01	100	500	257.5	<2	1.7	266.5	13.3	25	17.8- 20.0	ХЛК	Нет
3. Неокомский водоносный комплекс.															
K ₁ kls –K ₁ klm	1605	2590	Поровый	1.014	20	-	344	14	4	93.5	3	87	0.8-29	ХЛК	Нет
4. Юрско-палеозойский комплекс.															
J ₃ vs	2622	2645	Поровый	1.02	1-20	-	486	26	15	155	14.2	66	30-40	ХЛК	Нет
J ₁₋₂ t,	2730	2970	Поровый	1.02	1-10	-	663	29	10	131	2	30	30-40	ХЛК	Нет
Pz	3050	3100	Порово- трещинно- вато- каверновый	1.02- 1.1	0.1- 36.7	0.1-12.7	443.2- 2501.3	0.47- 2.65	1.8- 20.7	284.7- 2311.6	7.97- 37.88	46.09- 215.43	24-146	ХЛК	Нет

Приложение Г

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица Г.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₃ nk	0	180	1	10	Нет	0.17	0.22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	675	1560	1	30	Нет	0.13	0.18	
J ₃ vs – J ₁ slt	2622	3045	1	30	Нет	0.11	0.16	
Pz	3050	3100	1.5	300	Да	0.105	0.155	

Таблица Г.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q –P ₁ tl	0	320	Глинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	3.0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	675	1560	Глинистый	<1,10 - В интервале под эк. колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	
K ₁ kls+tr	1605	2330	Глинистый	<1,10 - В интервале под эк. колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	
Pz	3050	3100	DrilPlex Полимерный	<1,12 – В интервале под хвостовик	V>10 см ³ за 30 мин	2.5	

Таблица Г.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{g3} nk	0	180	Вода	-	1.06	1.00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
K ₁₋₂ pk	675	1560	Вода	-	1.01	1.01	-//-	-//-
K ₁ kls - K ₁ klm	1605	2590	Вода	-	1.014	1.014	-//-	-//-
J ₃ vs	2622	2645	Вода	-	1.016	1.016	-//-	-//-
J ₁₋₂ tm	2730	2951	Вода	-	1.02	1.02	-//-	-//-
	2951	2960	Вода	-	0.68	0.68	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавление на пласт ниже	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи
	2974	3003	Вода		0.68	0.68		
	3016	3043	Вода		0.68	0.68		
Pz	3050	3100	Нефть	-	0.69	0.69	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавление на пласт ниже гидростатического	

Таблица Г.4. – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q -Pg ₂₋₃ cg	0	330	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg ₂ II- K ₂ sl	330	525	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K ₁₋₂ pk	675	1560	От перепада давления	Глинистый	<1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K ₁ al	1560	1605	От заклинки и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
Pz	3050	3100	От перепада давления, от обвала пород, от заклинки и сальникообразования	DrilPlex Полимерный	<1,15	>10	нефть	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки.

Таблица Г.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	180	525	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K1-2 pk	680	715	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al+kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Д
Исследовательские работы

Таблица Д.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1010	3050	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	
		Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)		
330	3100	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
		Инклинометрия с совместной записью ГК		
		Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5N, N6.0М0.5N, кавернометрия, резистивиметрия		
		БКЗ зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, А0.5М2.0N, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ,МЛМ)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)		
		Плотностная цементометрия (СГДТ- НВ)		
		ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации		
		Инклинометрия с записью ГК		
0	3075	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
330	525	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	215,9/100 В 12122 АМ, СК – 178/100
1605	2590	Отбор шлама	Проводиться в зоне возможного ГНВП	Вибросито, гидроциклоны

Приложение Е

Проектирование процессов испытания и освоения

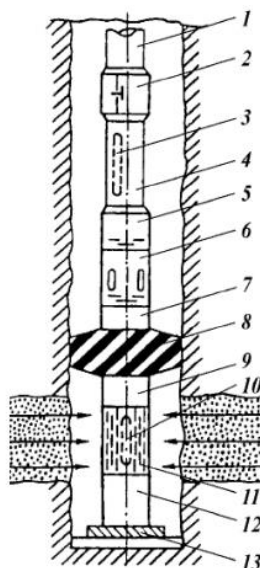


Рисунок Е.1 - Схема компоновки наиболее часто используемого пластоиспытателя с одним пакером и опорой на забой скважины: 1,4 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр, 5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель, 7 – ясс, 8 – пакер, 9, 12 – УБТ, 10 – нижний манометр, 11 – фильтр,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

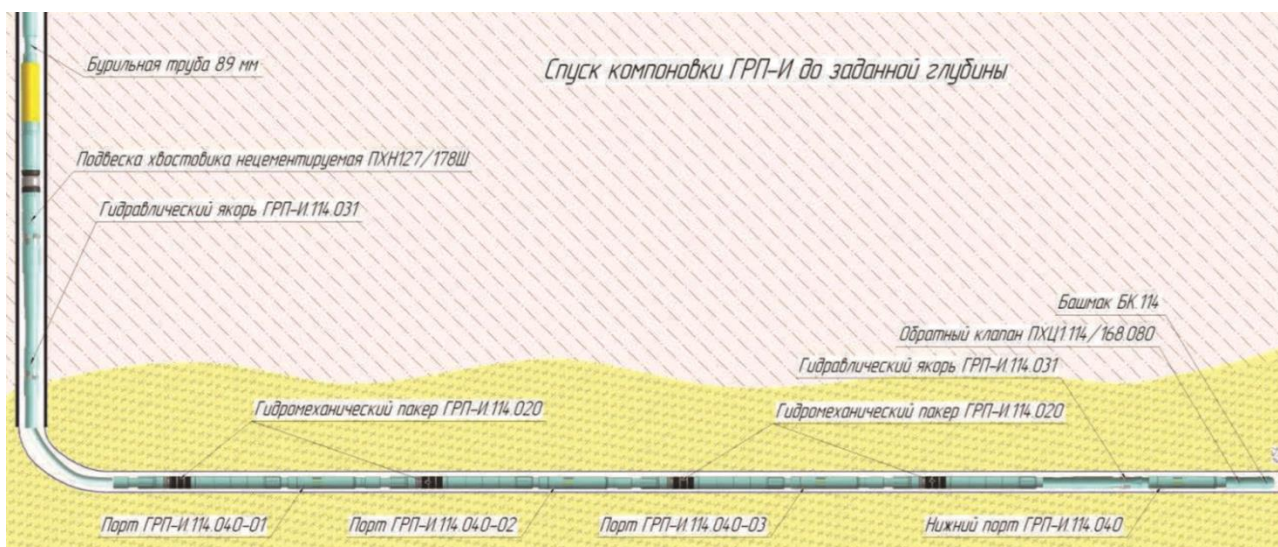


Рисунок Е.2 - Схематичное отображение компоновки шарового МГРП при спуске компоновки с установленными гидромеханическими пакерами и портами в старого заданных интервалов.

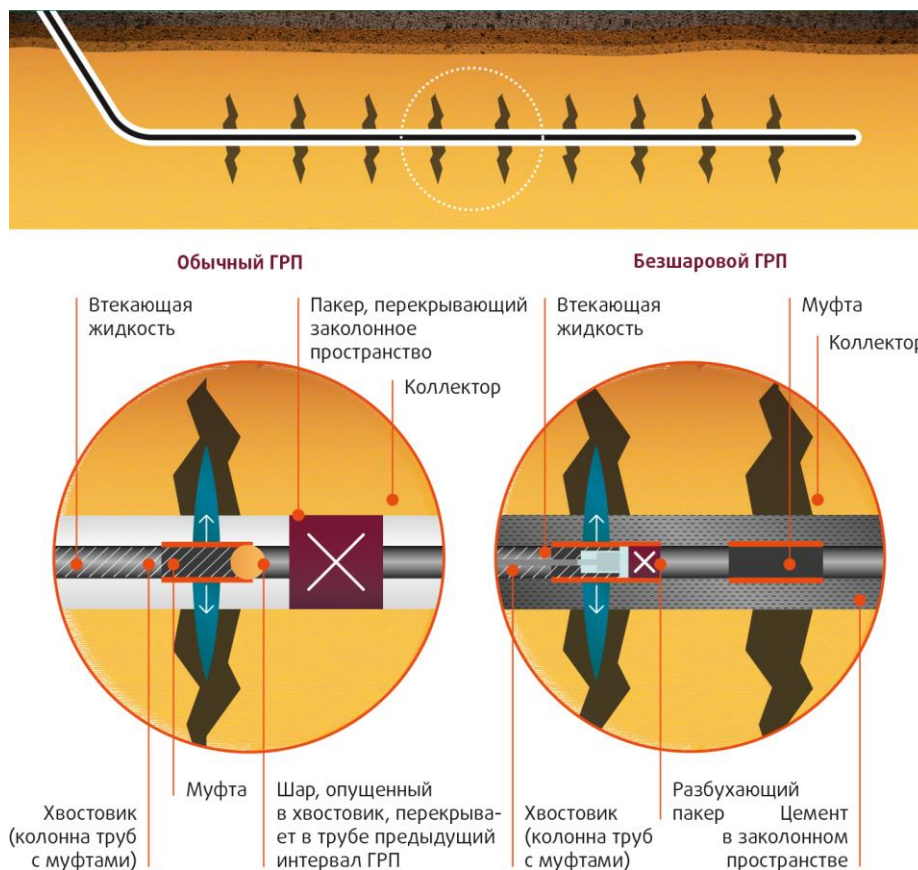


Рисунок Е.3 - Схематичное отображение двух метода шарового и безшарового МГРП.

Приложение Ё

Методика исследования

Ё.1. Средства и материалы для проведения экспериментов

Для исследования скорости растворения полисахаридных реагентов были приняты модельный буровой раствор: соленасыщенный глинистый.

Исследование скорости растворения проводилось на образцах PolyPac синтезированными кандидатом химических наук и доцентом кафедры бурения скважин Минаев К.М.

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.

Ё.2. Порядок проведения экспериментов

Ё.2.1. Приготовление соленасыщенного глинистого раствора

Готовят раствор щелочи, в цилиндрическом стакане объемом 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 % CaCl₂, 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 $10 \text{ мин} \pm 0,1 \text{ мин.}$, 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, чтобы весь материал, был перемещен в суспензию. Снова помещают емкость в мешалку и продолжают перемешивание в течение еще $5 \text{ мин} \pm 0,1 \text{ мин.}$ со скоростью 1000 об/мин. После перемешивания выдерживают суспензию в течение $16 \text{ ч} \pm 0,5 \text{ ч.}$ в запечатанной или закрытой емкости при температуре $25 \text{ }^\circ\text{C} \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$.

По истечению не менее 16 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 0,75 % от массы порции бурового раствора и перемешивают со скоростью 1000 об/мин. в течение времени,

предусмотренного данной методикой (5, 10, 15, 30 мин и после 16 часов).

Ё.2.2. Определение реологических параметров.

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. Далее фиксируются значения максимального отклонения стрелки при положениях переключателя скорости “200”, “100”, “60”, “30” и “6”.

Пластическая вязкость вычисляется по формуле:

$$PV = 600 \text{ об/мин} - 300 \text{ об/мин}$$

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

Динамическое напряжение сдвига вычисляют по формуле:

$$YP = 300 \text{ об/мин} - PV$$

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

Ё.2.3. Определение показателя фильтрации

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 Ж

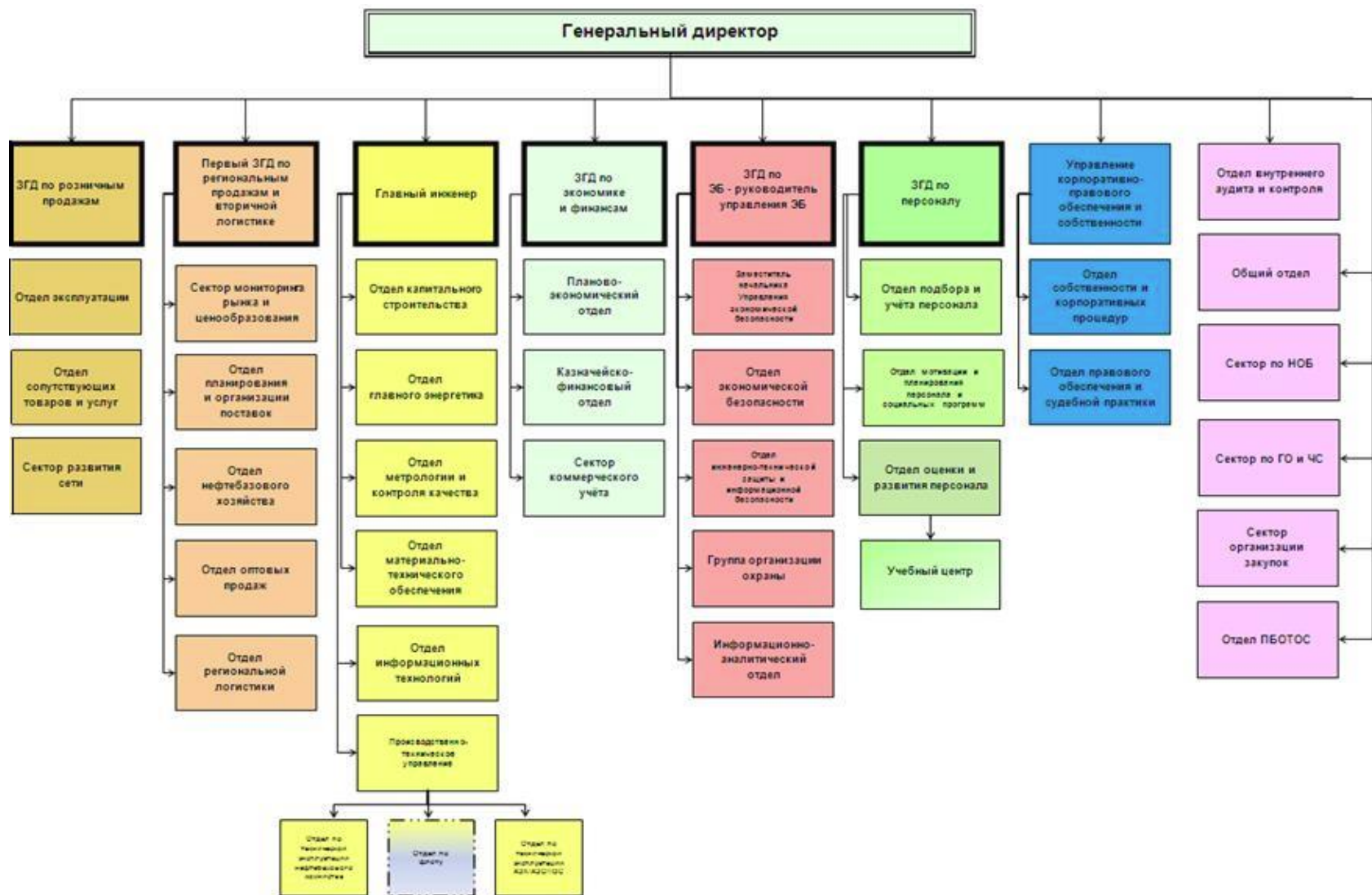


Рисунок Ж.1 – Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»».

Приложение 3 – Нормативная карта

Таблица 3.1 – Нормативная карта при использовании шарошечных долот

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Все-го, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление	БИТ 393,7 Z1RSJ (М-ЦГВУ)	0	50	350	0,025	50	0,14	1,25	0,12	1,37
Промывка (ЕНВ)										0,03
Нарращивание (ЕНВ)										0,13
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										1,5
Крепление (ЕНВ)										23,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,43
Смена вахт (ЕНВ)										0,30
Итого:							0,14	1,25	0,12	29,04
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 У	50	1028	3200	0,03	978	0,30	29,34	3,20	32,54
Промывка (ЕНВ)										0,32
Нарращивание (ЕНВ)										5,60
Смена долот (ЕНВ)										0,25
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,44
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										1,46
Крепление (ЕНВ)										51,28
ПГИ (ЕНВ)										5,58
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,92
Смена вахт (ЕНВ)										0,92
Итого:							0,3	29,34	3,20	103,31

Продолжение табл. 3.1.

Бурение под эк. колонну (168мм)	Rhino AB 7000-177,8-215,9	1028	3434	7000	0,07	2406	0,34	168,42	84,21	252,63
Промывка (ЕНВ)										11,52
Нарращивание (ЕНВ)										22,19
Смена долот (ЕНВ)										0,34
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,53
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,82
Крепление (ЕНВ)										68,58
ПГИ (ЕНВ)										37,39
Ремонтные работы (ЕНВ)										19,87
Смена вахт (ЕНВ)										5,95
Итого:							0,53	216,54	84,21	419,82
Бурение под эк. колонну (127мм)	БИТ 155,6 ВТ 613УСВ.981	3434	3835	2000	0,09	401	0,20	36,09	8,48	44,57
Промывка (ЕНВ)										0,82
Нарращивание (ЕНВ)										2,24
Смена долот (ЕНВ)										0,19
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,34
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										3,57
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										10,11
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,62
Смена вахт (ЕНВ)										0,96
Итого:							0,3	36	8,48	123,87
Испытание скважины на продуктивность										248,40

Приложение И

Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица И.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК. 168мм		ЭК. 127мм	
			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
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,06	8,29	1,36	187,94	10,52	1453,76	1,86	257,03
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,82	-	63,90	-	494,28	-	87,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	15,78	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,06	0,86	1,36	19,58	10,52	151,49	1,86	26,78
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,29	-	6,66	-	51,51	-	9,11
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,06	15,17	1,36	343,89	10,52	2660,09	1,86	470,32
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4,00	5732,00	0,06	85,98	1,36	1948,88	10,52	15075,16	1,86	2665,38
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	-	-	-	-	1,36	305,46	10,52	2362,79	1,86	417,76
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,36	126,02	10,52	974,78	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,86	448,17

Продолжение табл. И.1.

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,90	4,00	35,60	0,27	2,40	2,10	18,69	10,52	93,63	1,86	16,55
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	10,52	79,32	1,86	14,02
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,10	313,91	10,52	1572,53	1,86	278,03
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,10	226,65	10,52	1135,42	1,86	200,75
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,06	2,04	1,36	46,13	8,19	277,80	1,86	63,09
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,06	6,02	1,36	136,54	8,19	822,28	1,86	186,74
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,00	22,12	0,27	1,49	2,10	11,61	10,52	58,18	1,86	10,29
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,06	10,16	1,36	230,23	8,19	1386,49	1,86	314,88
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	17,00	1281,80	22,00	1658,80	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,01	8,75	0,12	105,02	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,22	40,78	-	-	-	-
KCl	т	215,60	-	-	0,02	5,12	0,26	56,44	-	-	-	-
Poluras R, Poluras ELV	т	983,00	-	-	0,50	491,50	0,50	491,50	-	-	-	-
Минеральное масло	т	155,92	-	-	-	-	-	-	239,19	37294,5	39,86	6214,97
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	т	1054,10	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,60	-	-	10,00	1986,00	10,00	1986,00	10,00	1986,00	15,00	2979,00
BARABЛОК	т	1491,20	-	-	-	-	-	-	4,50	6710,40	0,50	745,60
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	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,48	19,50	391,56	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				9647,34		4538,10		9187,89		80481,37		21392,45

Продолжение табл. И.1.

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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	1455,81	-	-	-	-
Rhino АВ 7000-177,8-215,9	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
БИТ 155,6 ВТ 613УСВ.981	шт	6971,20	-	-	-	-	-	-	1,50	10456,80	0,25	1742,80
Калибратор 295,3	шт	458,90	-	-	-	-	0,40	183,56	-	-	-	-
Калибратор 215,9	шт	442,60	-	-	-	-	-	-	0,80	354,08	-	-
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	1268,00										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		473,05		1767,75		15557,70		2048,43	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		5011,15		10955,64		96039,07		23440,88	
Всего по сметному расчету, руб		270341,24										

Таблица И.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК. 168мм		ЭК. 127мм	
			КОЛ-ВО	сумма	КОЛ-ВО	сумма	КОЛ-ВО	сумма	КОЛ-ВО	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,06	7,75	1,36	175,64	10,52	1358,66	1,86	240,22
Социальные отчисления, 30%		-	-	2,32	-	52,69	-	407,60	-	72,07
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,06	0,70	1,36	15,78	10,52	122,03	1,86	21,58
Социальные отчисления, 30%		-	-	0,21	-	4,73	-	36,61	-	6,47
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,06	0,45	1,36	10,25	10,52	79,32	1,86	14,02
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,06	15,17	1,36	343,89	10,52	2660,09	1,86	470,32
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,06	85,98	1,36	1948,88	10,52	15075,16	1,86	2665,38
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,06	25,16	1,36	570,38	10,52	4412,09	1,86	780,08
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,06	8,33	1,36	188,89	10,52	1461,12	1,86	258,34
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,06	6,05	1,36	137,14	10,52	1060,84	1,86	187,56
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,06	0,53	1,36	12,10	10,52	93,63	1,86	16,55
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,06	6,02	1,36	136,54	10,52	1056,21	1,86	186,74
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,06	10,16	1,36	230,23	10,52	1780,93	1,86	314,88
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,06	1,10	1,36	25,02	10,52	193,57	1,86	34,22
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,06	2,04	1,36	46,13	10,52	356,84	1,86	63,09
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,50	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл. И.2

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-127	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-127	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	-	-
ПХН1.127/168	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960,00	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880,00	-	-	-	-	1,00	2880,00	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				4472,84		8008,98		34374,27		6209,58
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	50,00	1860,50	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,6	м	28,53	-	-	1028,00	29328,84	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	3434,00	81282,78	-	-
Обсадные трубы 127х7,5	м	14,26	-	-	-	-	-	-	401,00	5718,26
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100		29,95	-	-	-	-	14,10	422,30	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III –об– (4-6) –50		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	-	-

Продолжение табл. И.2

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	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	41,83	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	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом		6351,60								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2575,92	32349,56			86943,71		6027,80	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	127896,98									
Всего по сметному расчету, руб	187314,26									

Приложение Й

Сводный сметный расчет

Таблица Й.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на январь 2018 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма 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	17 059 402
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 670 006
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	495 605
	Итого по главе 1	93 656	20 225 013
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	38 437 804
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 451 248
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 002 785
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	361 500
	Итого по главе 2	204 924	44 253 338
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	270 341	58 380 190
3.2	Крепление скважины	187 314	40 450 514
	Итого по главе 3	457 655	98 830 704
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 031 290
4.2	Консервация скважины	6 872	1 484 008
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 744 876
	Итого по главе 4	28 989	6 260 175
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	53 531	11 559 997
	Итого по главе 5	53 531	11 559 997
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	3 481 831
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 579 134
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 610 229
	Итого по главе 6	58 677	12 671 194
	ИТОГО прямых затрат	897 432	193 800 421

Продолжение табл. Й.1.

1	2	3	4
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	224 358	38 178 683
1	Итого по главе 7	224 358	38 178 683
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	89 743	11 598 955
	Итого по главе 8	89 743	11 598 955
	ИТОГО по главам 1-8	1 211 533	243 578 059
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	296 826	6 479 176
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	53 307	1 290 964
9.3	Северные надбавки 2,98%	36 104	7 258 626
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	-	3 975 000
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	454 237	37 531 508
	ИТОГО по гл 1-9	1 665 770	281 109 567
	Глава 10		
10	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 423	503 998
	Итого по главе 10		
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	8 288	2 771 330
	Итого по главе 12	83 288	2 771 330
	ИТОГО	1 751 481	283 880 897
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		283 880 897
	НДС		51 098 561
	ВСЕГО с учетом НДС		334 979 458

Приложение К

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица К.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

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.
	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.

1	2	3
	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