

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 3673 метров на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении(Томская область)

УДК 622.323.324:622.243.23(24:181m3673)(571.16)_____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Емельянов Е.В		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пахарев А.В	ассистент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О Зав. кафедрой	Ковалёв А.В	к.т.н		

Томск – 2017 г.

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</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б2С2	Емельянову Евгению Владимировичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины глубиной 3673 метров на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении(Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Глызина Т.С
Соц. ответственность	Грязнова Е.Н

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Пахарев А.В	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Емельянов Евгений Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Емельянову Евгению Владимировичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>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</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Глызина Т.С	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Емельянов Евгений Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Емельянову Евгению Владимировичу

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3673 метров на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</p> <p>Область применения: Строительство скважин</p>
---	--

<p>5.1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты). 	<p>5.1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - тяжесть физического труда; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - предлагаемые средства защиты <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - электрический ток; - статическое электричество; - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - пожароопасность;
---	---

<p>5.2 Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>5.2 Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – 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
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Емельянов Евгений Владимирович		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Уровень образования: бакалавр
 Кафедра бурения скважин
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года
 Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Пахарев А.В	ассистент		

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедры	Ковалев. А.В	к.т.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 с., 9 рис., 45 табл., 14 литературных источников, 1 прил.

Ключевые слова: Скважина, месторождение, долото, раствор, расход, буровая установка, двигатель, цементирование, депрессия, продуктивный горизонт, безопасность жизнедеятельности

Объектом исследования является (ютяся) Арчинское месторождение

Цель работы – технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 3673 м на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении

В процессе исследования теоретически рассмотрели возможность качественного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии

В результате исследования

Степень внедрения: на аналитическом уровне

Область применения: теоретически

Экономическая эффективность/значимость работы Себестоимость _____ часа, скорректированная на скорость бурения, при использовании базовой технологии составила 7123,87 руб./час., при использовании новой технологии себестоимость составила 8291,05руб./час., т.е. возросла на 16 %. За счет сокращения времени бурения в интервале на 279,61 часа произошло увеличение коммерческой скорости с 2249 до 3178 м/ст.-мес., т.е. на 542,7 м/ст.-мес., или на 41%, и произошло снижение затрат на 2037907 млн. руб. Экономия себестоимости 1 м проходки в интервале мощностью 2237 м составила 1217,05 р., в среднем по скважине 911,15р.

В будущем планируется применить теоретические знания на практике

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **бурение:** Процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород.
- **буровая установка:** Комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины.
- **буровая вышка:** Сооружение над скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, размещения бурильных свечей.
- **винтовой двигатель:** Разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм.
- **вязкость:** Свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее (его) частиц относительно других.
- **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.
- **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **турбобур:** Гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости.
- **устье:** верхняя часть скважины

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АБТ – алюминиевые бурильные трубы
- БК – бурильная колонна
- БР – буровой раствор
- БУ – буровая установка
- ВЗД – винтовой забойный двигатель
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель
- ГТН – геолого-технический наряд
- ДНС – динамическое напряжение сдвига
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- КП – кольцевое пространство
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ОК – обсадная колонна
- ОЦР – облегченный цементный раствор
- ПАВ – поверхностно-активное вещество
- ПВО – противовыбросовое оборудование
- ПДК – предельно-допустимая концентрация
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ПЗР – подготовительно-заключительные работы
- ПФ – показатель фильтрации

- СБТ – стальные бурильные трубы
- СНС – статическое напряжение сдвига
- СПО – спускоподъемные операции
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- ТЭП – технико-экономические показатели
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы
- ЦА – цементируочный агрегат
- ЦСМ – цементосмесительная машина

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.301 – 68 Единая система конструкторской документации. Форматы.
6. ГОСТ 2.316 – 2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.
7. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
8. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
9. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
10. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система технологической документации. Стадии разработки и виды документов.
11. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
12. ГОСТ 3.1404 – 86 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов на технологические процессы и операции обработки резанием.
13. ГОСТ 3.1407 – 86 Единая система технологической документации. Формы и требования к заполнению и оформлению документов на технологические процессы (операции), специализированные по методам сборки.
14. ГОСТ 7.0.5 – 2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка.
15. ГОСТ 7.1 – 2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
16. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.
17. ГОСТ 7.11 – 2004 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на иностранных языках.
18. ГОСТ 7.0.12 – 2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Сокращения русских слов и словосочетаний в библиографическом описании произведений печати.
19. ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчёт о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
20. ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.
21. ГОСТ 19.101 – 77 Единая система программной документации. Виды программ и программных документов.

22. ГОСТ 19.106 – 78 Единая система программной документации. Требования к программным документам, выполненным печатным способом.
23. ГОСТ 19.401 – 78 Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению.
24. ГОСТ 19.402 – 78 Единая система программной документации. Описание программы.
25. ГОСТ 19.404 – 79 Единая система программной документации. Пояснительная записка.
26. ГОСТ 19.502 – 78 Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению.
27. ГОСТ 19.701 – 90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения.
28. ГОСТ 24.301 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к текстовым документам.
29. ГОСТ 24.302 – 80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.
30. ГОСТ 24.303 – 80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.
31. ГОСТ 28388 – 89 Система обработки информации. Документы на магнитных носителях данных. Порядок выполнения и обращения.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	15
ВВЕДЕНИЕ	17
I ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ	18
1.2 Геологические условия бурения	20
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	23
1.4 Зоны возможных осложнений	30
1.5 Исследовательские работы	32
II ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	35
2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины	35
2.2 Обоснование конструкции скважины	36
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.	36
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	37
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.	39
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	39
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	40
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	42
2.3 Углубление скважины	42
2.3.1 Выбор способа бурения	42
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	42
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	43
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	44
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	45
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	45
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости ...	49
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	51
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	52
2.4.1 Расчет обсадных колонн	52
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	55
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	55
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	58
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	59
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	59
2.4.2.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.	59
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	60
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	60
2.4.2.5 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	61
2.4.2.6 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	62
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	62

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.	63
2.4.5 Выбор буровой установки	63
III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА	65
3.1 Возможность качественного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии	65
IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1 Расчет экономической эффективности	75
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	84
5.1 Производственная безопасность.....	84
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	85
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	85
5.2 Экологическая безопасность.....	86
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом в мировой экономике требуется все больше нефти и все дальше от обжитых территорий ходят нефтяники в поисках черного золота. Все дороже каждая добытая его тонна. Однако традиционные технологии добычи позволяют извлечь из недр только 30% запасов нефти, миллионы тонн черного золота остается лежать в земле. Поэтому необходима разработка и внедрение новых подходов к освоению и эксплуатации месторождений. Уже сегодня современные технологии позволяют резко увеличить нефтеотдачу пластов и в первую очередь они касаются процессов бурения. Повышением эффективности нефтедобычи ученые занялись задолго до нефтяных кризисов. Проведенные научные исследования доказывали, что нефтеотдача напрямую связана с методом, используемым при первичном вскрытии нефтяного пласта. Ввиду этого практически все нефтяные компании России большое внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения. Одной из таких технологий является бурение на равновесии или при депрессии на пласты.

Целью работы является возможность качественного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии.

Во время вскрытия пласта на депрессии гидростатическое давление в призабойной зоне поддерживается ниже, чем пластовое давление вскрываемого объекта. В зависимости от горно-геологических характеристик вскрываемого пласта это условие может быть выполнено за счет использования, в качестве промывочной, жидкости различной плотности (в случае высоких пластовых давлений). Так же рассмотрели компоновку оборудования, их конструктивные особенности, назначение и устройство.

Данный дипломный проект выполнен на основе материалов, собранных на Арчинском месторождении. Предметом исследования является наклонно-направленная скважина глубиной 3673м.

І ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ

При составлении общей и геологической части были использованы промысловые отчетные материалы, а также руководящие, инструктивные и методические документы[1].

Общие сведения краткого описания места проведения работ и экономическая характеристика района строительства и пути сообщения приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Арчинское Нефтегазоконденсатное месторождение
Характер рельефа	Равнинный, слабовсхолмленный
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: – республика – область (край) – район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С – среднегодовая – наибольшая летняя – наименьшая зимняя	-1,0 +36 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	260
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Зимой – Ю; летом – СЗ
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 21
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м – кровля – подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – 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	подъездные грунтовые дороги автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Кедровый ($\approx 79,5$ км) Калининск (≈ 70 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1

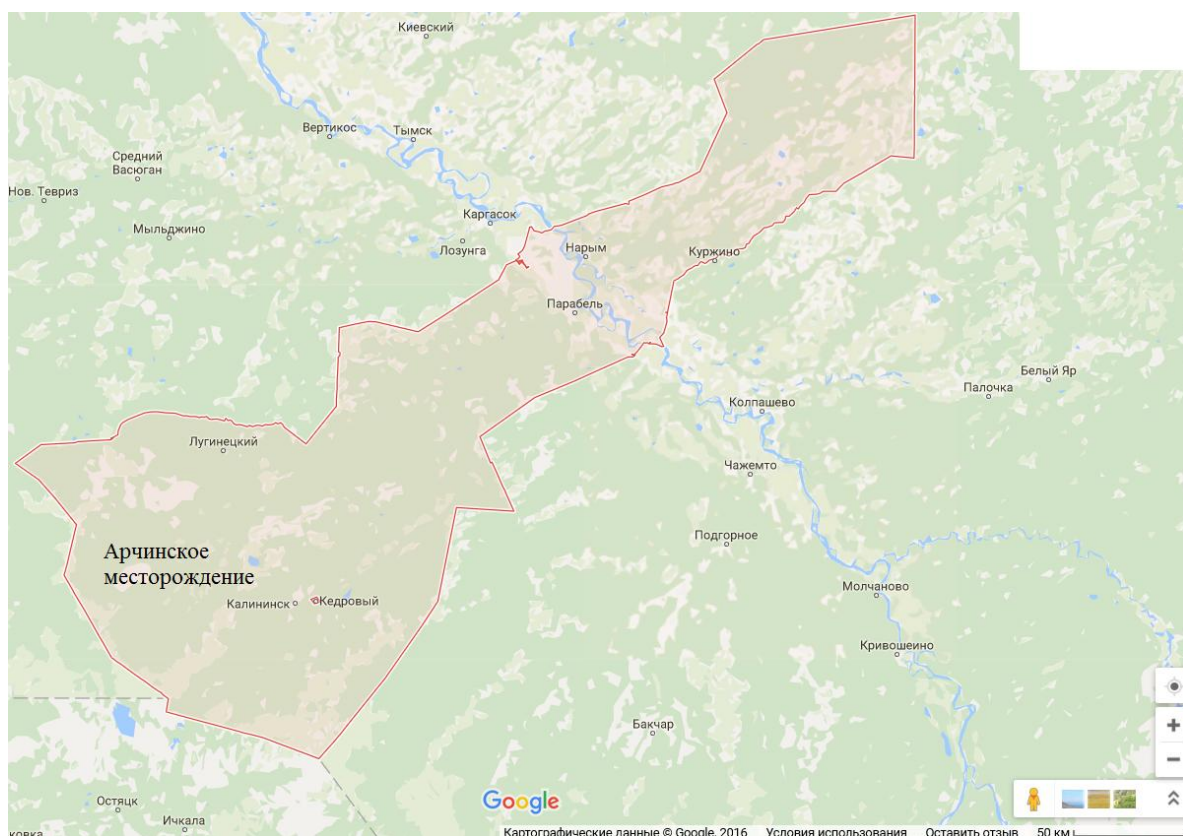


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ [1]

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов [1].

Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средне взвешенная величина)
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	четвертичные	Q	0	-	1,3
20	140	некрасовская	N ₃ ^{nk}	0	-	1,3
140	190	чеганская свита	P ₂₋₃ ^{cg}	0	-	1,3
190	240	люлинворская	P ₂ ^{ll}	0	-	1,3
240	280	талицкая свита	P ₁ ^{tl}	0	-	1,3
280	430	ганькинская	P ₂ ^{gn}	0	-	1,3
430	490	славгородская	K ₃ ^{sl}	0	-	1,3
490	660	ипатовская свита	K ₃ ^{ip}	0	-	1,3
660	680	кузнецовская свита	K ₃ ^{kz}	0	-	1,3
680	1560	покурская свита	K ₁₋₂ ^{pk}	0	-	1,3
1560	1600	алымская свита	K ₁ ^{alm}	0	-	1,3
1600	2265	киялинская свита	K ₁ ^{kls}	0	-	1,4
2265	2345	тарская свита	K ₁ ^{tr}	0	-	1,6
2345	2605	куломзинская свита	K ₁ ^{klm}	0	-	1,2
2605	2630	баженовская свита	J ₃ ^{bz}	0	-	1,2
2630	2635	георгиевская свита	J ₃ ^{gr}	0	-	1,2
2635	2710	васюганская свита	J ₃ ^{vs}	1-2	-	1,2
2710	3005	тюменская свита	J ₂₋₃ tm	1-2	-	1,2
3005	3014	тогурская свита	J ₁ ^{tg}	1-2	-	1,2

3014	3030	урманская свита	J_1^{um}	1-2	-	1,2
3030	3135	палеозойская группа	Pz	45-70	-	1,2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
Q	0	20	Почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси.
N_3^{nk}	20	140	Пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита.
P_{2-3}^{cg}	140	190	Глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевролитов.
P_2^{tl}	190	240	Глины зеленовато-серые, жирные на ощупь, в нижней части – опкovidные.
P_1^{tl}	240	280	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевролитистые с прослойками песчаников.
P_2^{gn}	280	430	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевролитистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K_3^{sl}	430	490	Глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опкovidные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов.
K_3^{ip}	490	660	Глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевролитистые, иногда опкovidные с переслаиванием песчаников.
K_3^{kz}	660	680	Глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые.
K_{1-2}^{pk}	680	1560	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой 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^{alm}	1560	1600	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц- полевошпатовые. Верхняя часть пред-ставлена темно-серыми и черными глинами каоли-нит-хлорит-монтморилонитового состава
K_1^{kls}	1600	2265	Глины и песчаники значительной карбонатности

Продолжение таблицы 1.4

K_1^{tr}	2265	2345	Песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом.
K_1^{klm}	2345	2605	Свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевритов и алевролитов.
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
$J_3^{bž}$	2605	2630	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известко-вистые.
J_3^{gr}	2630	2635	аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита.
J_3^{vs}	2635	2710	Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезер-нистые, полимиктовые, участками известковистые с прослоями аргилиитов и алевролитов. аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками
J_{2-3}^{tm}	2710	3005	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей: песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные.
J_1^{tg}	3005	3014	Переслаивание аргиллитов и углей: аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые.
J_1^{urm}	3014	3030	Переслаивание аргиллитов и углей: аргиллиты серые до черных, плотные,

			крепкие, часто углистые.
Pz	3030	3135	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 прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Также палеозой в некоторых местах, представлен туфогенно-осадочными породами и брекчиями, светло-серыми до серых с кремовым оттенком пористыми каолинизированными образованиями с оолитообразной структурой.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Данные давление и температура по разрезу скважины 1.6.

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.7.

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.8.

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.9 [1].

Таблица 1.5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации				
	от (верх)	до (низ)															
Q	0	40	глины	2,1	-	0	95	0	2-10	10	3,9	IV	мягкая				
			суг-линки	2,0	-	0	30	0	-	10	-	IV					
			пески	1,9	-	500	-	0	-	-	0	-		X			
			супеси	2,0	-	0	-	0	-	-	15	-		X			
N ₃ ^{nk}	20	140	пески	2,4	-	600	-	0	-	0	-	X		мягкая			
			глины	2,4	-	0	95	0	2-13	10	4,4	IV					
P ₂₋₃ ^{ĉg}	140	190	пески	2,5	-	600	-	0	-	10	-	X			мягкая		
			алев-роли- ты	2,6	-	50	-	0	8-100	10	3,5	X					
			глины	2,4	-	0	95	0	2-11	0	4,3	IV					
P ₂ ^{ll}	190	240	глины	2,1	-	0	95	0	2-10	10	4,2	IV				мягкая	
P ₁ ^{tl}	240	280	глины	2,4	-	1	90	0	2-12	10	4,1	IV					
			песча-ники	2,6	35	600	8	0	9-103	0	2,1	X					
P ₂ ^{gn}	280	430	глины	2,4	-	0	95	5	3-14	10	4	IV					мягкая
K ₃ ^{sl}	430	490	глины	2,4	-	0	95	0	3-14	10	4	IV					
K ₃ ^{ip}	490	660	глины	2,4	-	0	90	0	3-14	15	4	IV	мягкая				
			песча-ники	2,6	32	450	8	3	9-102	25	2,65	X					
K ₃ ^{kz}	660	680	глины	2,4	-	0	90	2	3-14	15	3,9	IV					

Продолжение таблицы 1.5

K ₁₋₂ ^{pk}	680	1560	глины	2,4	-	0	95	2	3-21	25	3,9	IV	мягкая	
			песча-ники	2,6	31,5	1000	5	3	123	30	2,66	X	средняя	
			алевро-литы	2,6	13,5	10	18	5	30-85	35	3,3	VI		
			пески	2,5	38	1450-1500	7	3	-	20	2,5	X		
K ₁ ^{alm}	1560	1600	песча-ники	2,2	22	20-50	5	5	123	30	2,67	X	средняя	
			глины	2,4	16	0	95	2	3-21	25	3,9	IV		мягкая
K ₁ ^{cls}	1600	2265	песча-ники	2,2	20	10	15	5	126	35	2,67	X	средняя	
			глины	2,4	20	0	95	10	3-21	30	3,8	IV	мягкая	
K ₁ ^{tr}	2265	2345	глины	2,4	20	0	95	10	3-21	30	3,8	IV	средняя	
K ₁ ^{klm}	2345	2605	аргил-литы	2,4	5	0	95	5	31-87	50	3,9	IV		
			песчаники	2,3	15	10-250	20	5	126	45	2,65	X		
			алевро-риты	2,3	10	0	25	5	30-85	-	3,1	X		
			алевро-литы	2,3	10	0	25	5	28-82	35	3,1	VI		
J ₃ ^{bz}	2605	2630	аргил-литы	2,4	5	0	95	5	31-87	70	3,9	IV		
J ₃ ^{gr}	2630	2635	аргил-литы	2,4	5	0	95	5	31-87	80	3,9	IV		
			извест-няки	2,5	18	5-100	35	65	-	100	-	IV		
			алевро-литы	2,3	10	0	25	5	28-82	65	3,1	VI		
J ₃ ^{vs}	2635	2710	песчаники	2,67	-	5	0	0	125	120	2,65	V		средняя
			аргиллиты	2,69	-	15	25	5	31-87	70	3,9	VI	твердые	
			алевро-литы	2,3	15	5-100	20	5	28-82	65	3,1	X		
J ₂₋₃ tm	2710	3005	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	126	120	2,65	X	средняя	
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	31-87	130	3,9	IV		твердые
			алевро-литы	2,3	10	5	25	5	28-82	120	3,1	VI		
			угли	1,2	0	0	0	0	-	70	-	V		
J ₁ ^{tg}	3005	3014	аргил-литы	2,4	5	0	90	5	31-87	130	3,9	IV	твердые	
			угли	1,2	0	0	0	0	-	70	-	V	средняя	

Продолжение таблицы 1.5

J_1^{um}	3014	3030	аргил-литы	2,4	5	0	90	5	31-87	130	3,9	IV	твердые
Pz	3030	3135	извест-няки	2,65	0,1 - 16	2	20	80	-	170	-	IV	твердые
			туфы,	2,65	12	0	25	20	-	200	-	VII	
			аргил-литы	2,4	5	0	90	10	31-87	150	3,9	IV	
			Алевро-литы	2,4	10	5	25	5	28-82	150	3,1	VI	

Таблица 1.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура в конце интервала, °C	источник получения
			пластового давления		гидроразрыв а давления		горного давления			
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на м	источник получения	кгс/см ² на м	источник получения	кгс/см ² на м	источник получения		
Q	0	20	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	РФЗ	3	ПГФ
N_3^{nk}	20	140	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	РФЗ	10	ПГФ
P_{2-3}^{cg}	140	190	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	РФЗ	15	ПГФ
P_2^{ll}	190	240	0,100	РФЗ	0,200	РФЗ	0,22	РФЗ	18	ПГФ
P_1^{tl}	240	280	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,22	РФЗ	19	ПГФ
P_2^{gn}	280	430	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,23	РФЗ	20	ПГФ
K_3^{sl}	430	490	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,23	РФЗ	21	ПГФ

K_3^{ip}	490	660	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,23	РФЗ	22	ПГФ
K_3^{kz}	660	680	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,23	РФЗ	26	ПГФ
K_{1-2}^{pk}	680	1560	0,100	РФЗ	0,190	РФЗ	0,23	РФЗ	27	ПГФ
K_1^{alm}	1560	1600	0,100	РФЗ	0,170	РФЗ	0,23	РФЗ	58	ПГФ
K_1^{kls}	1600	2265	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,23	РФЗ	77	ПГФ
K_1^{tr}	2265	2345	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,23	РФЗ	79	ПГФ
K_1^{klm}	2345	2605	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,23	РФЗ	86	ПГФ
J_3^{bz}	2605	2630	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,24	РФЗ	87	РФЗ
J_3^{gr}	2630	2635	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,24	РФЗ	88	РФЗ
J_3^{vs}	2635	2710	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,24	РФЗ	89	РФЗ
J_{2-3}^{tm}	2710	3005	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,24	РФЗ	99	РФЗ
J_1^{tg}	3005	3014	0,100	РФЗ	0,160	РФЗ	0,24	ПГФ	100	РФЗ
J_1^{urm}	3014	3030	0,105	РФЗ	0,155	РФЗ	0,25	ПГФ	101	РФЗ
Pz	3030	3135	0,105	РФЗ	0,155	РФЗ	0,25	ПГФ	105	РФЗ

Таблица 1.7– Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут. средний выход конденсата, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Относительная по воздуху плотность газа	Пластовая температура, °С
	От (верх)	До (низ)					
Pz	3030	3050	порово-трещиновато-каверновый	0,48-503	303	0,655	-

Таблица 1.8 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, Па	Содержание серы, % парафина, %	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, МПа	Газовый фактор, м ³ /м ³	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скваж. при эксл., град.	Давление насыщения, МПа
	От (верх)	До (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₃ ^{vs}	2650	2670	поровый	683	<0,03	0,39/4,98	до 5	264,0	95	1,125	-	-	13,3
Pz	3050	3110	порово-трещиновато-каверновый	724	0,0225	0,44/6,09	1,7-117,6	303,0	103,4	0,728	-	-	15,46

Таблица 1.9 – Водоносность по разрезу скважины [1]

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину	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	1000	20-160	0-2,0	89	-	11	82	4	14	0,1 - 0,2	ГКН	нет
N ₃ ^{nk}	20	140	Поровый	1000	до 300	2,0-14,0	89	-	11	82	4	14	0,11-0,87	ГКН	да
2 Апт-альб-сеноманский комплекс															
N ₃ ^{nk} - K ₁₋₂ ^{pk}	680	1560	Поровый	1010	100	-	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}	1600	2605	Поровый	1014	20	-	344	14	4	93,5	3	87	0,8-29	ХЛК	нет
4 Юрско-палеозойский комплекс															
J ₃ ^{vs}	2635	2645	Поровый	1020	1-20	-	486	26	15	155	14,2	66	30-40	ХЛК	нет
J ₂₋₃ tm	2710	3005	поровый	1020	1-10	-	663	29	10	131	2	30	30-40	ХЛК	нет
Pz	3112	3135	поровый	1020-1100	0,1-36,7	-	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

Разрез представлен 2 нефтеносными, 1 газоносным и 7 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3030-3050 м (газоносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что бурятся все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 190 м для эксплуатации водоносного горизонта 20-140 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблицах 1.10–1.14 приводятся данные о возможных осложнениях по разрезу скважины и их краткая характеристика [1].

Таблица 1.10 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - N ₃ ^{nk}	0	140	1	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁₋₂ ^{pk}	680	1560	1	
J ₃ ^{vs} - J ₁ ^{urm}	2635	3030	1	
Pz	3030	3135	1	

Таблица 1.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q - N ₃ ^{nk}	0	140	вода	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁₋₂ ^{pk} - K ₁ ^{alm}	680	1600	вода	
J ₃ ^{vs}	2650	2670	нефть	Несоблюдение параметров бурового раствора. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₃ tm	2710	3005	вода	
Pz	3030	3050	газ	
	3050	3111	нефть	
	3112	3135	вода	

Таблица 1.12 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q - K ₃ ^{sl}	0	480	3,0	интенсивные	480	70-90	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, несоблюдение параметров ПЖ
K ₁₋₂ ^{pk}	680	1560	2,5	слабые	880	70-90	
K ₁ ^{kls} - K ₁ ^{tr}	1600	2345	2,5	слабые	745	70-90	
Pz	3030	3135	2,5	слабые	105	70-90	

Таблица 1.13 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	
Q - P ₂₋₃ ^{cg}	0	190	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
P ₂ ^{ll} - K ₃ ^{sl}	190	490	
K ₁₋₂ ^{pk}	680	1560	
K ₁ ^{alm}	1560	1600	
Pz	3030	3135	

Таблица 1.14 –Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
P_{2-3}^{cg}	140	190	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K_3^{kz}	660	680	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола
$K_1^{alm} - K_1^{kls}$	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	вследствии некачественного бурового раствора

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, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 140-490 м прогнозируется высокая вероятность кавернообразования, поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума.

В интервалах 0-480, 680-1560, 1600-2345, 3030-3135 м ожидаются интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 1.15 [1].

Таблица 1.15– Комплекс промыслово-геофизических исследований

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
Кондуктор(0-1100)				
В открытом стволе				
1. Стандартный каротаж зондом 1) А2.0 М0.51Ч, ПС	1:500	1100	0	1100
2. Кавернометрия 1)	1:500	1100	0	1100
3. Инклинометрия	через 10м	1100	0	1100
В обсаженном стволе				
1. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	1090	0	1090
2. Плотностная цементометрия (ЦМ 812")	1:500	1090	0	1090
Эксплуатационная колонна(0-3028)				
В открытом стволе (1100-3028)				
1. Стандартный каротаж зондом, А2.0 М0.5Ы, ПС1)	1:500	3028	1100	2600
	1:200	3028	2600	3028
2. Индукционный каротаж (ИК), ВИКИЗ 1)	1:500	3028	1100	3028
3. Кавернометрия 1)	1:500	3028	1100	3028
4. Боковой каротаж (БК) 1)	1:500	3028	1100	3028
5. Акустический каротаж (АКШ)1)	1:500	3028	1100	3028
6. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)1)	1:500	3028	1100	3028
7. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) 1)	1:500	3028	1100	3028
8. Резистивиметрия 1)	1:500	3028	1100	3028
9. Инклинометрия	через 10м	3028	1100	3028
10. Стандартный зонд, ПС, профилометрия 1)	1:500	Привязка интервалов отбора керна		

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
В обсаженном стволе				
1. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	2400	0	2400
	1:200	3018	2400	3018
2. Плотностная цементометрия (СГДТ- НВ)	1:500	2400	0	2400
	1:200	3018	2400	3018
Хвостовик (2978-3110)				
В открытом стволе				
1	2	3	4	5
1. Стандартный каротаж зондом А2.0 М0.5Ы; ПС; ИК, Кавернометрия (профилеметрия)	1:200	3110**	3028	3110
2. БКЗ (7 зондов)	1:200	3110**	3028	3110
3. БК; МКЗ*; МБК*; МКВ*; ВИКИЗ; АКШ*; ГГК-П*; резистивиметрия, комплексный прибор Platform-Express(Рех)*, технологический модуль (ACTS)*, ядерно-магнитный каротаж (СМР)*, электрический микроимиджер (FMI)*, дипольный акустический каротаж (DSI)*	1:200	3110**	3028	3110
4. РК (ГК, НКТ)	1:200	3110**	3028	3110
5. Инклинометрия	Через 10	3110**	3028	3110
6. Стандартный зонд, ПС, профилеметрия 1)	1:500	Привязка интервалов отбора керна		
В обсаженном стволе				
1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) + ЛМ	1:500	3100	0	2600
	1:200	3100	2600	3100
3. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)2)	1:200	3100	2978	3100
4. Плотностная цементометрия (ЦМ 34") 2)	1:200	3100	2978	3100
5. МЛМ до перфорации 2)	1:200	3100	2978	3100
6. МЛМ после перфорации 2)	1:200	3100	2978	3100

II ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины

Запроектирован трех интервальный профиль скважины, который обеспечит попадание в заданную точку пласта (смещение – 1787 м). Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств для направленного бурения и контроля проводки скважины, и обеспечит свободную вписываемость и проходимость компоновок низа буровой колонны. Параметры профиля ствола наклонно-направленной скважины представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.16 – Параметры профиля ствола наклонно-направленной скважины

Глубина по вертикали, м		Зенитный угол, град		Отклонение, м		Глубина по стволу, м		Интенсивность искривления, град/10 м
На интервале	всего	нач.	конеч.	на интервале	всего	На интервале	всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
300	300	0	0	0	0	300	300	0
196	496	0	20,0	35	35	196	500	0,1
531	1027	20,0	35,0	276	311	531	1100	0,025
2108	3135	35,0	35,0	1476	1787	2108	3673	0

Графическая иллюстрация профиля скважины представлена на рисунке 2.1

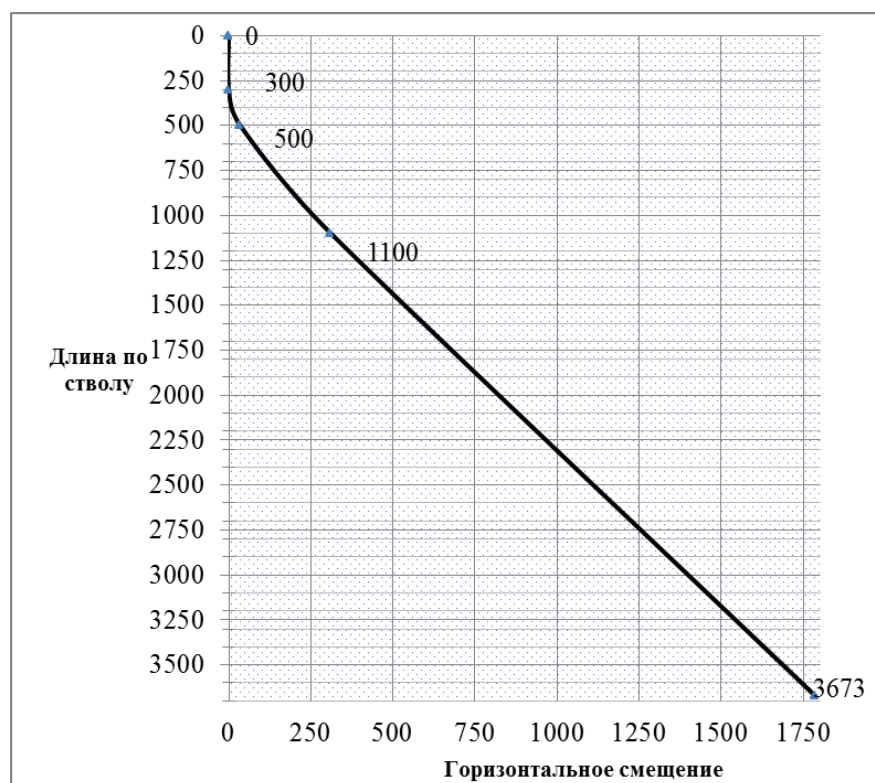


Рисунок 2.1 – Профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

В нашем случае коллектор порово-трещиновато-каверновый, неоднородный (имеет место переслаивание горных пород);

пористая (k_n) проницаемость $k_n = 0,005 \text{ мкм}^2 < 0,1 \text{ мкм}^2$, поэтому коллектор малопроницаемый;

у коллектора в интервале 3030 – 3050 м имеется газовая шапка, поэтому продуктивный пласт неоднородный;

$\Delta p_{nl} = 0,105 \text{ МПа}/10 \text{ м}$, это нормальные пластовые давления.

Выберем способ отдельной эксплуатации объекта, при котором возможно применение всех опробованных в наше время конструкций забоя.

Произведём расчет коллектора на устойчивость. Породы устойчивы, если выполняется условие [2]:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа.

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_{д} = (2 * H_{скв})/3, \quad (2.2)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0,31}{1 - 0,31} = 0,45,$$

$$P_{гор} = 0,25 * 3135 = 79,89 \text{ МПа},$$

$$P_{пл} = 0,105 * 3135 = 33,56 \text{ МПа},$$

$$h_{д} = \frac{2 * 3135}{3} = 2090 \text{ м},$$

$$P_3 = 0,724 * 9,81 * (3030 - 2090) = 6,81 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 * [0,45 * (79,89 - 33,56) + (33,56 - 6,81)] = 95,2 \text{ МПа},$$

$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} = 30 \geq 95,2 \text{ МПа}$, условие не выполняется, следовательно, коллектор неустойчивый.

Учитывая все условия, требования и на основании методического указания [3] выбираем конструкцию закрытого забоя. Такая конструкция необходима для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу вверх или для совместно-раздельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной или потайной колонной с обязательным его цементированием.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.

Построение совмещенного графика давлений производится по методике [3]. На рисунке 2.2 представлен совмещенный график давлений.

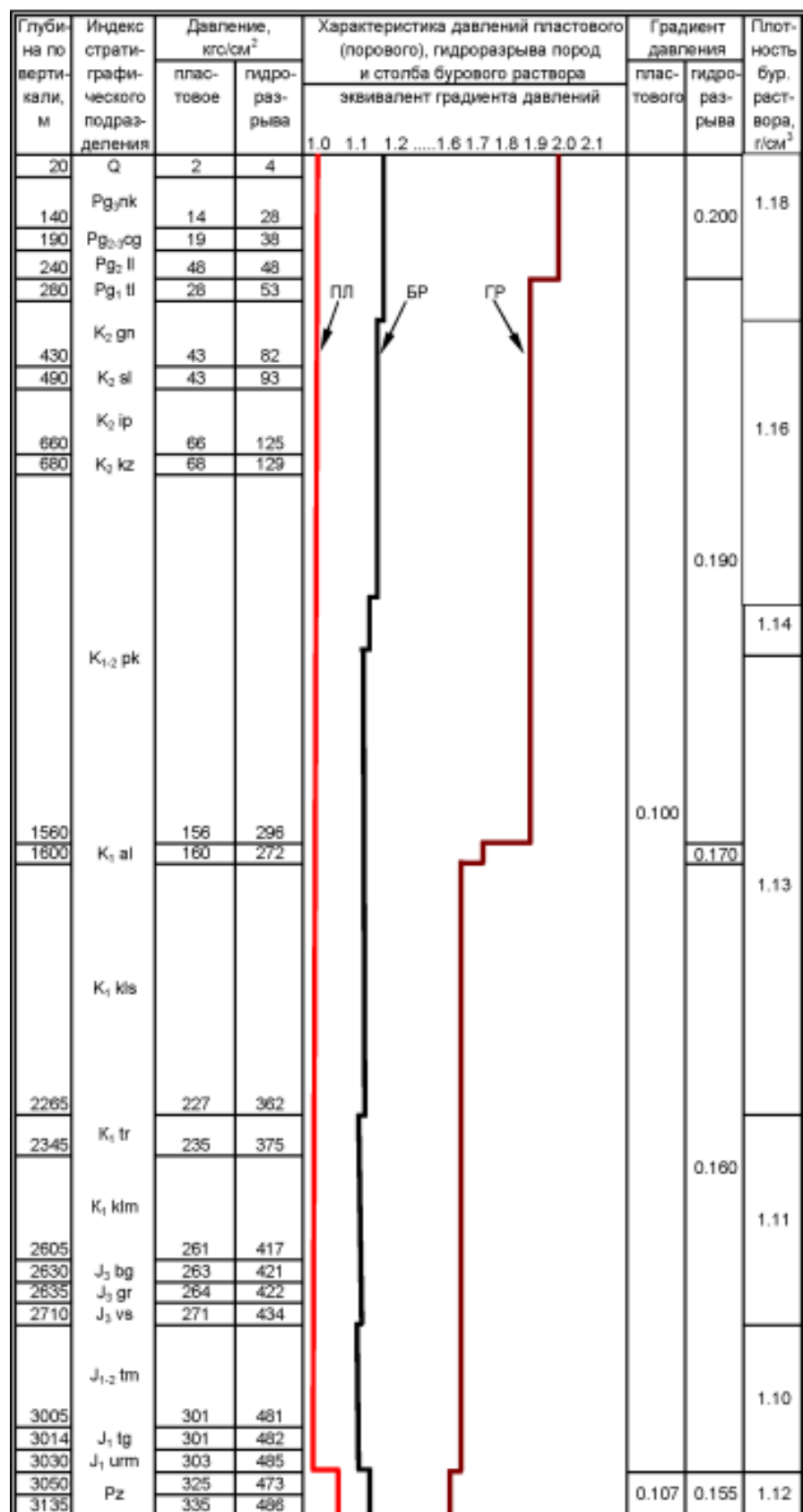


Рисунок 2.2– График совмещенных давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется конструкция скважины без промежуточных колонн.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.

Исходные данные для проектирования конструкции скважины представлены в виде таблицы.

Таблица 2.17 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	газовая
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	0,48-503
$P_{пл}^{max}$, МПа	Максимальное пластовое давление	32,89
L , м	Длина скважины	3673
ρ_f , г/см ³	Плотность пластового флюида	748
$\Delta P_{гр}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,0186

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м, с учетом перекрытия отложений на 10 м. Но в интервале 0 - 190 м залегают слабосвязанные породы склонные к интенсивным осыпям, а в интервале 20-140 м находится водоносный пласт, который может быть использован в целях водоснабжения. Поэтому для обеспечения безаварийного бурения интервала под кондуктор и в целях разобщения артезианских вод спуск направления проектируется до глубины 300 м, с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 487 м, но выбирается глубина 1100 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы покурской свиты.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования.

Интервал цементирования направления 0–300 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1146 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 613 – 3540 м (так как имеется газовый пласт);

хвостовик устанавливается в интервале 3490 – 3673 м (по стволу), с перекрытием эксплуатационной колонны на 50 м и цементируется по всей длине тампонажным раствором нормальной плотности.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх по методике [3]. Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны в зависимости от дебита газовой скважины с дебитом 0,48-503 м³/сут 146,1-177,8 мм. Принимаем диаметр по ГОСТ 632-80 $D_k = 177,8$ мм, наружный диаметр муфты $d_m = 187,7$ мм. Спроектируем хвостовик, который устанавливается с помощью комплекса ПХЦ1. 127/178-01. Принимаем диаметр хвостовика по ГОСТ 632-80 $D_k = 127,0$ мм. В таблице 2.18 представлены результаты проектирования конструкции скважины.

Таблица 2.18 – Результаты проектирования конструкции скважины

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7
Хвостовик	127	155,6

Проектная конструкция скважины представлена на рисунке 2.3

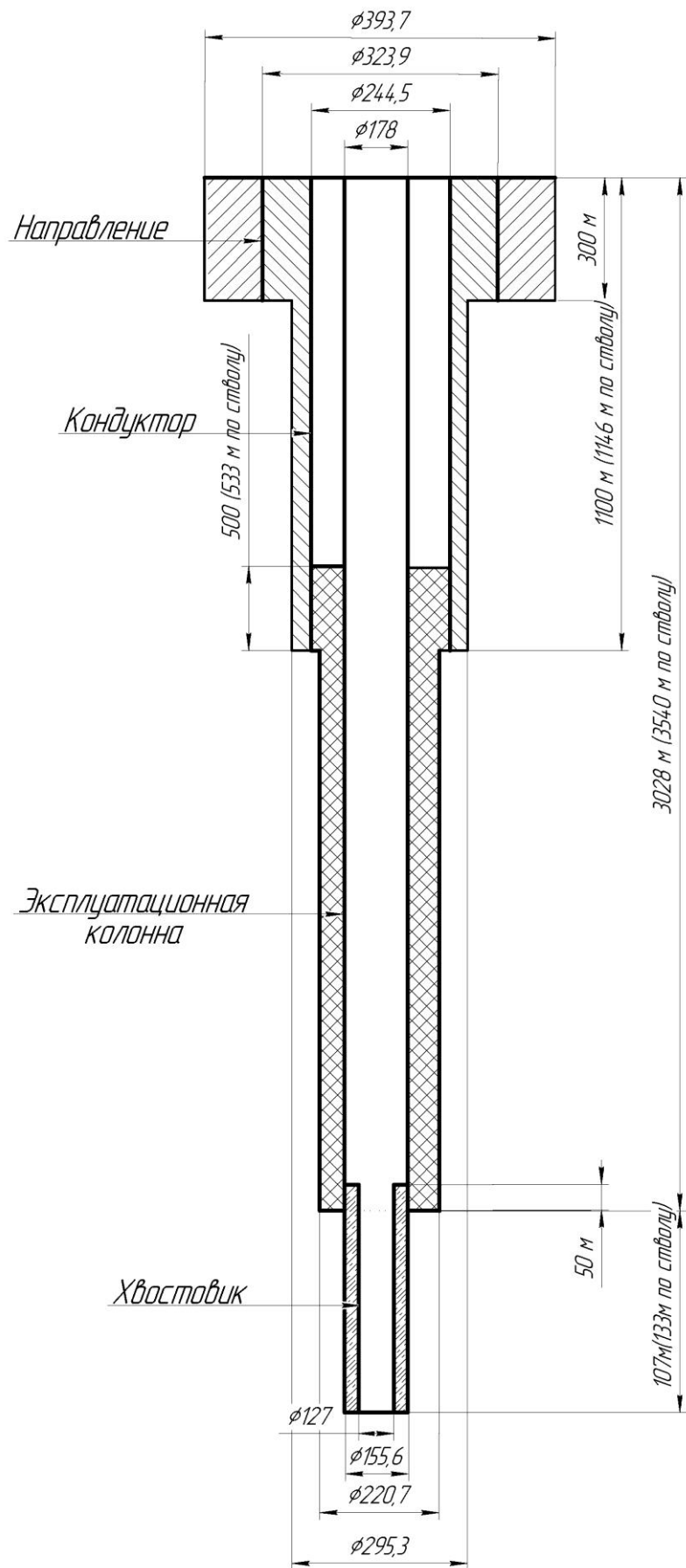


Рисунок 2.3 – проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.

Величина максимального устьевого давления составляет 11,23 МПа.

При выборе колонных обвязок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. С учётом всех требований выбираем ОКК2х21-178х245х324.

Выберем противовыбросовое оборудование. Выбираем ОП по схеме 5 (эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири), на рабочее давление 35 МПа, с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм (с учётом прохода долота для бурения последующей колонны) и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

Обозначение: ОП5-230/80х35, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Способы бурения по интервалам скважины [2]

Интервал по вертикали (по стволу), м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-300	направление	роторный
300-1100 (300-1146)	кондуктор	с применением ГЗД (турбинное)
1100-3028 (1146-3540)	эксплуатационная	с применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3028-3135 (3540-3673)	хвостовик	роторный (на обсадных трубах)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.

Выбор породоразрушающего инструмента производится по методическому указанию к курсовому проекту и книге [5]. Подберём

инструмент по номенклатуре шарошечных и PDC долот ООО «Волгабурмаш». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.20 [2].

Таблица 2.20 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-300	300-1146	1146-3540	3540-3673
Шифр долота		VU-KLS54X - R174 -1	VU -53X - R201- 1	FDM616M Н	FD713M Н
Тип долота		III M3	III MC3	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М	MC	М,С,СТ	СТ,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,53	0,425	0,38	0,3
Масса, кг		185,7	89,9	78,4	18,2
G, тс	Рекомендуемая	3	7	3	2,5
	Предельная	до 5	до 10	до 5	до 4
n, об/мин	Рекомендуемая	140	120	80	100
	Предельная	300	300	150	200

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равна 5 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении;

для интервала бурения под кондуктор проектируется осевая нагрузка равна 10 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении;

для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируем осевую нагрузку равную 4,5 тоннам. Ее выбор обуславливается согласно известной методике;

для интервала бурения под хвостовик проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам. Ее выбор обуславливается согласно известной методике.

Таблица 2.21 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-300	300-1146	1146-3540	3540-3673
Исходные данные				
α	1	1	-	-
$P_{ш}$, кг/см ²	2550	7650	-	-
D_d , см	39,37	29,53	22,07	15,56
η	1	1	-	-
δ , см	0,15	0,15	-	-
q , кН/мм	0,35	0,6	0,2	0,25
$G_{пред}$, кН	320	230	130	90
Результаты проектирования				
G_1 , кН	7,5	16,9	-	-
G_2 , кН	137,8	177,2	44,1	38,9
G_3 , кН	256	184	104	72
$G_{проект}$, кН	50	100	45	40

2.3.4 Расчет частоты вращения долота.

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1146-3540 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице.

Таблица 2.22 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал, м	0-300	300-1146	1146-3540	3540-3673
Исходные данные				
V_d , м/с	2,8	1,8	1,5	1,5
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
τ , мс	6	5	4	5
z	24	24	22	20
α	0,9	0,7	0,5	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	136	116	130	184

n ₂ , об/мин	271	325	443	390
n ₃ , об/мин	635	511	413	316
n _{проект} , об/мин	140	120	80	100

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 300-1146 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ТОЗ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. В таблице 2.23 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.23 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

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
ТОЗ-240РС	300-1146	240	1,06	2640	50...60	470...580	5,2	90-191
ДРУ-195РС	1146-3540	195	0,899	1452	25...35	150...220	10,5	110-172

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны.

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса.

В таблице 2.24 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.24 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	300	393,7 VU-KLS54X -R174 -1	185,7	0,53	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор 1-К 393,7 МС	300	1,2	
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор КА 295,3 СТ	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-203/147	50	0,7	
			УБТ 279-76Д	13400	24	
			Переводник П-171/203	50	0,7	
			УБТ 229-90Д	3200	8	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-71Д	1020	8	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
			УБТ 165-71Д	880	8	
Переводник П-147/122	50	0,7				
ПК 127-13К	7618,5161	243,17				
Σ			27295,2161	300		

Продолжение таблицы 2.24

	300	1146	295,3 VU -53X -R201- 1	89,9	0,425	Бурение участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор 1-К 295,3 МС	300	1,2	
			Телесистема СИБ-1.3	2640	1,06	
			ТОЗ-240РС			

			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор КА 295,3 СТ	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-171/203	50	0,7	
			УБТ 229-90Д	3200	8	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-71Д	1020	8	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
			УБТ 165-71Д	880	8	
			Переводник П-147/122	50	0,7	
			ПК 127-13К	34867,62695	1112,915	
		Σ		43638,52695	1146	

Продолжение таблицы 2.24

			220,7 FDM616МН	78,4	0,38	
			Калибратор 1-КС 220,7 СТ	300	1,2	
			Забойный двигатель ДРУ-195РС Телесистема СИБ-1.3	1452	0,899	Бурение участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор КА 295,3 СТ	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
3	1146	3540				

			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-133/171	50	0,7	
			УБТ 178-71Д	1020	8	
			Переводник П-122/133	50	0,7	
			УБТ 165-71Д	880	8	
			Переводник П-147/122	50	0,7	
			ПК 127-13К	15430	225	
Σ				114472,0719	3540	
4	3540	3673	155,6 FD713МН	18,2	0,3	Бурение участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
			Переводник Н-152/152	50	0,7	
			Калибратор КА 295,3 СТ Телесистема СИБ-1.3	275	1,2	
			Переводник П-147/152	50	0,7	
			Обратный клапан КОБ-178	34	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	32	0,5	
			Переводник П-147/122	50	0,7	
			ПК 127-13К	114930,972	3668,4	
Σ				115440,172	3673	

Результаты расчёта УБТ представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Результаты расчёта секции УБТ

Номер ступени УБТ	Диаметр и тип УБТ, мм	Длина ступени, м	Вес ступени, кН	Число опор
1	178	8,3	14,2	1
2	165	16,6	23,9	1
Итого по секции с элементами КНБК		54,89	83,5	2

Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.26.

Таблица 2.26 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения

под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Б	178x57	8	14,2
2	Б	165x57	16	23,9
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	Е	127x13	3490,901	142219,3067

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.27. В таблице 2.28 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.27 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	300	1,1	2,94	300	9,81	1180	2150	1,5	0,015	
300	1146	1,1	10,79	1100	9,81	1150	2230	1,5	0,008	
1146	3540	1,05	29,7	3028	9,81	1150	2400	1,5	0,003	
3540	3673	1,05	30,75	3135	9,81	1120	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	300	1,18	18,64	7,14	24,78	8,08	8-10	1,5	20	-
300	1146	1,15	19,22	7,36	24,15	8,22	8	1	20	-
1146	3540	1,15	19,22	7,36	24,15	8,22	8-9	1	10	10-15
3540	3673	1,12	19,79	7,58	23,52	8,36	10-11	1	10	17-25

Таблица 2.28 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	300	Полимерглинистый: Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na ₂ CO ₃
300	1146	Полимерглинистый: Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
1146	3540	Полимерглинистый: Вода пресная, бентонит, каустическая сода, кальцинированная сода, Poluras ELV (понижитель водоотдачи), Poluras R (контроль реологии), SAPP (разжижитель, противосальниковый реагент), D-D EXPORT (детергент), Penta 465 (пеногаситель)
3540	3673	Полимерглинистый: Вода пресная, бентонит, каустическая сода, кальцинированная сода, Poluras ELV (понижитель водоотдачи), Poluras R (контроль реологии), SAPP (разжижитель, противосальниковый реагент), D-D EXPORT (детергент), Penta 465 (пеногаситель)

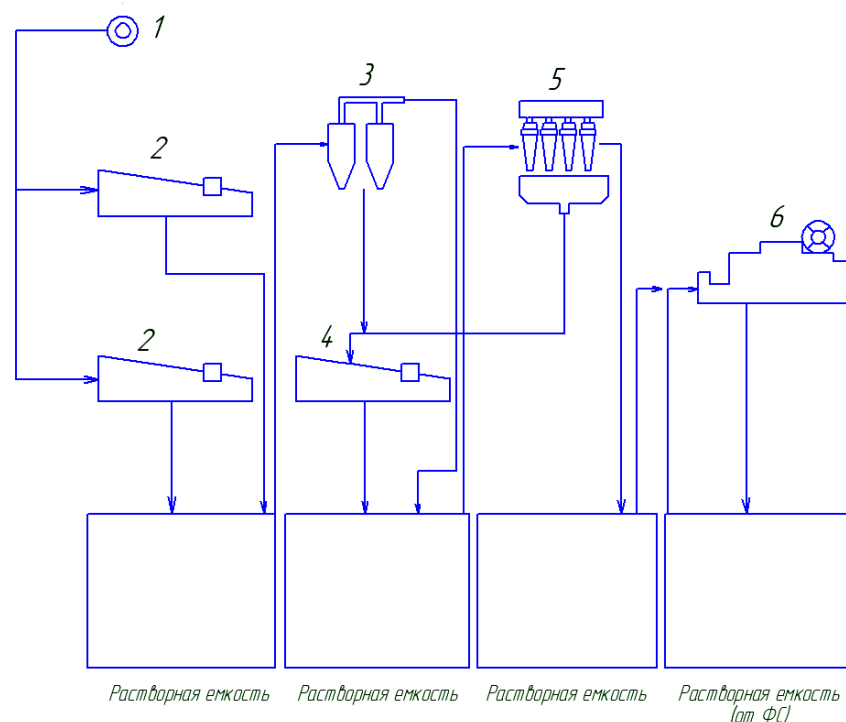


Рисунок 2.4 – Схема очистки бурового раствора:

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

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины [2]

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п,3}$, кг/м ³
3540	0,1905	1,14	32,89	57,2	2415
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_r , Па	$\rho_{пж,3}$, кг/м ³
0,016	УНБ-600	0,007	0,009	20	1115
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м	d_b , м		
УБТ 178-57 Б	0,178	8	0,057		
УБТ 165-57 Б	0,165	16	0,057		
ПК 127-13 Е	0,127	3490	0,1016		

Таблица 2.30 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1450	0,12	0,1905	0,3	5,6	0,45
$\Delta P_{г}$, МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
0,59	7,15	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178-57 Б	41452	19843	171,1	0,039	-
УБТ 165-57 Б	36036	19821	190,1	0,034	-
ПК 127-13 Е	57773	22364	220,9	0,72	0,04
ДРУ-195РС	29190	19122	94,3	0,012	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_t	
УБТ 178-57 Б	32012	126312	0,0289	0,021	
УБТ 165-57 Б	32012	126312	0,0289	0,012	
ПК 127-13 Е	41452	89277	0,0289	0,72	

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервалы отбора керна отсутствуют.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – 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	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр.обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр.н}$, кг/м ³	1870
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	724	глубина скважины, м	3135
высота столба буферной жидкости h_1 , м	600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	500
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2090

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

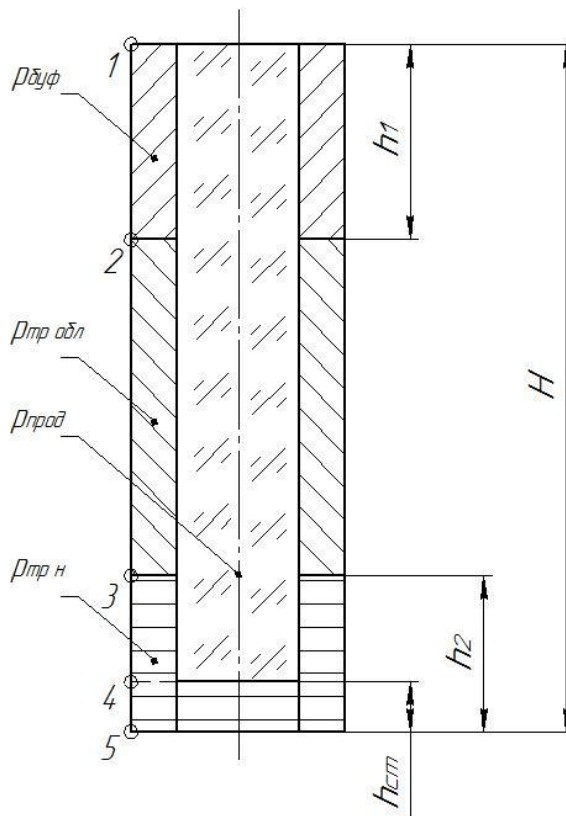


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного

раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2550	3028	3135
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,25	8,16	12,34	17,52

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 0,5$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_r = 20,94$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

Второй случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

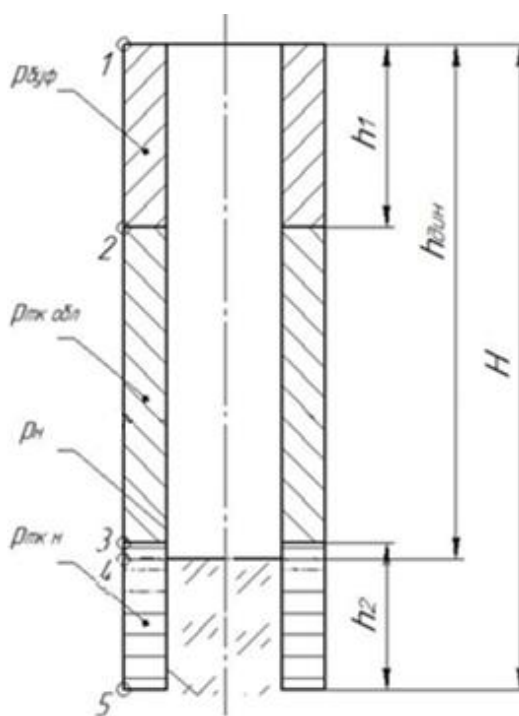


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 2.21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в

каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	0	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	600	2550	3028	3135
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,03	24,63	-	31,51

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной) не рассчитывается, так как колонна заполнена газом.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7



Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений

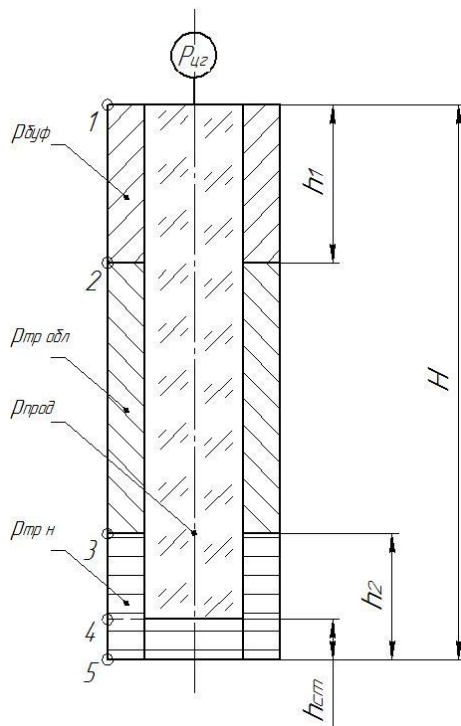
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 19,31 МПа.

В таблице 2.22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце



продавки тампонажного раствора.

Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.22 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2550	3028	3135
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,31	19,01	11,15	6,97	6,97

Второй случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной

жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 28,44 МПа.

В таблице 2.23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	600	2550	3135
Внутреннее избыточное давление, МПа	28,44	28,18	28,09	26,13

13

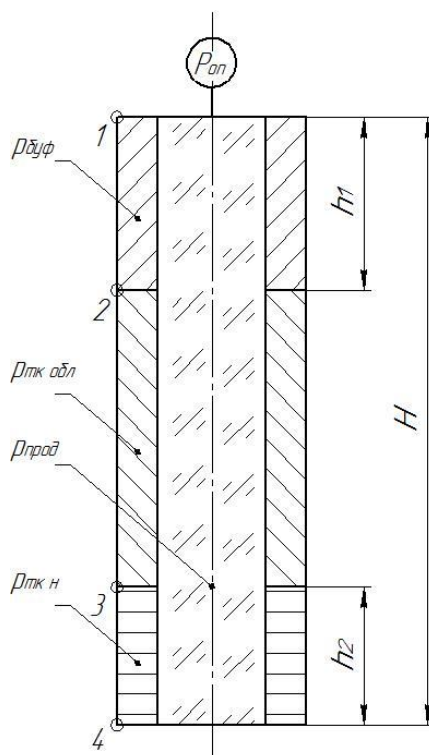


Рисунок 2.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.



Рисунок 2.10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

Расчитанные параметры секций занесём в таблицу, представленную в таблицу 2.31.

Таблица 2.31– Характеристика обсадных колонн

Номер секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	12,7	23	0,514	11,82	11,82	3540-3517
2	Д	10,4	593	0,428	253,8	265,62	3517-2924
3	Д	9,2	1971	0,383	754,89	1020,51	2924-953
4	Д	10,4	301	0,428	128,82	1149,33	953-652
5	Д	12,7	447	0,514	229,75	1379,08	652-205
6	Е	12,7	205	0,514	105,37	1484,45	205-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{Гс.кп.}$ определяется по формуле:

$$P_{Гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр.обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр.н} \cdot h_2), \quad (2.)$$

31)

где $\rho_{буф}$, $\rho_{обл тр}$, $\rho_{н тр}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

$$P_{Гд.кп.} = \frac{0,035 \cdot 1216 \cdot 0,4^2 \cdot 1146}{2 \cdot (0,2267 - 0,1778)} + \frac{0,035 \cdot 1398 \cdot 0,4^2 \cdot (3540 - 1146)}{2 \cdot (0,2207 \cdot \sqrt{1,3} - 0,1778)} \\ = 1,24 \text{ МПа.}$$

$$P_{Гс кп} = 9,81 \cdot 10^{-6} \\ \cdot (1050 \cdot 512,64 + 1400 \cdot (3028 - 512,64 - 500) + 1870 \cdot 500) \\ = 47,15 \text{ МПа.}$$

$$47,15 + 1,24 = 48,39 \leq 0,95 \cdot P_{пг.} = 0,95 \cdot 45,26 = 42,99 \text{ МПа.}$$

$$48,93 \leq 0,95 \cdot P_{гр.} = 0,95 \cdot 47,65 = 45,26 \text{ МПа.}$$

Условия не выполняются, поэтому принимается решение использовать прямое двухступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

В таблице 2.32 представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

Таблица 2.32 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	21,42
Облегченный тампонажный раствор	52,27
Цементный раствор нормальной плотности	15,53
Продавочная жидкость	70,36

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.33.

Таблица 2.33 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{mp} = 1870 \text{ кг/м}^3$	20618	16,11
$\rho_{обмп} = 1400 \text{ кг/м}^3$	40701	24,39
Сумма	61319	40,5

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины.

$$\Delta P_{Гс} = (1398 - 1000) * 9,81 * 10^{-6} * 3028 = 11,82 \text{ МПа,}$$

$$Q = 0,0785 * (22,07^2 * 1,3 - 17,78^2) * 0,4 = 9,95 \text{ л/с,}$$

$$P_T = 8,11 * 0,02 * 1,1 * 9,95^2 * \frac{3540}{15,7^5} = 0,059 \text{ МПа,}$$

$$P_{кп} = 8,11 * 0,035 * 9,95^2$$

$$* (1398 * (3540 - 1146) / (22,07 * \sqrt{1,3} - 17,78)^3$$

$$* (22,07 * \sqrt{1,3} - 17,78)^2)$$

$$+ \left(1216 * \frac{1146}{(22,67^2 - 17,78^2)^3} * (22,67^2 - 17,78^2)^2 \right) = 0,042 \text{ МПа.}$$

$$P_{цг} = 11,82 + 0,059 + 0,042 + 2,5 = 14,42 \text{ МПа.}$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_z (в МПа)

рав-но:

$$P_z = P_{zc} + P_{кп},$$

(2.32)

где P_{zc} – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора и буферной жидкости (в МПа), вычисляемое по формуле:

$$P_{zc} = \rho_{срвзкп} \cdot g \cdot H.$$

(2.33)

По вычисленным $P_{цг}$ и P_z проверяют условия (2.32), (2.33). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют V или выбирают другой

тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

$$P_{Гс} = 1398 * 9,81 * 10^{-6} * 3028 = 42,52 \text{ МПа.}$$

$$P_3 = 41,52 + 0,042 = 41,56 \text{ МПа.}$$

Проверяем условия:

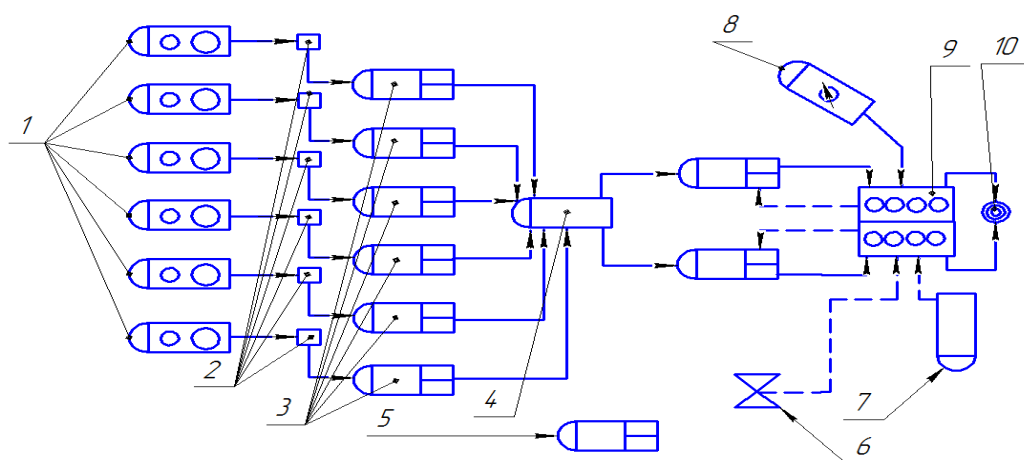
$$14,42 \leq 19,31 \text{ МПа,}$$

$$41,56 \text{ МПа} \leq 42,99 \text{ МПа или } 41,56 \text{ МПа} \leq 45,26 \text{ МПа.}$$

Условия выполняются. Условие (2.33) проверяется позже в п. 4.6.

2.4.2.5 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. На рисунке 2.11 приведена технологическая схема с применением осреднительной емкости.



- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бак затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный);
 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

Рисунок 2.8 – технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.2.6 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.12.

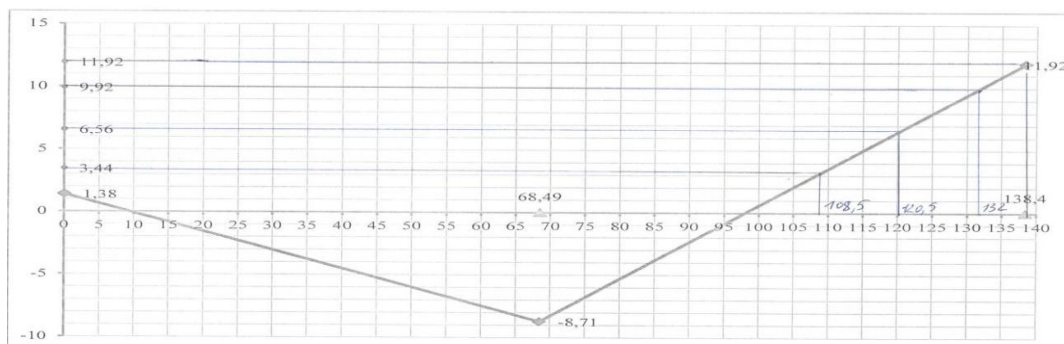


Рисунок 2.12 – построенный график изменения давления на цементировочной головке

В таблице 2.34 представлены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.34 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	108,5
IV	120,5-108,5=12
III	132-120,5=11,5
II	138,4-132=6,4

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 102,3 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ–178 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД –Т178/245-ОТТМ;
- цементировочная головка типа ГЦУ–178/245;
- разделительные пробки ПРП–Ц–178/245;
- центраторы ЦЦ–1–178 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.35).

Таблица 2.35 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
2859-2944	ЦЦ - 1– 178/245	6
2619-2859	ЦЦ - 1– 178/245	52
1903-2619	ЦЦ - 1– 178/245	123
1401-1903	ЦЦ - 1– 178/245	77

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.

Выбор превенторной установки для безопасного проведения осуществления вторичного вскрытия пласта и вызова притока был ранее произведён, это ОП5-230/80x35, ГОСТ 13862-90.

Выберем перфоратор ORION. Технические характеристики перфоратора представлены в виде таблицы 2.36.

Таблица 2.36 – Технические характеристики перфоратора

Наименование показателя	Значение для ORION 89КЛ
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны или колонны НКТ, в которой может применяться перфоратор, мм	110
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	140
Минимально допустимое гидростатическое давление, МПа	
– при спуске на кабеле	0,1
– при спуске на НКТ	1-5
Действие перфоратора	залповое
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20

Исходя из полученной величины интервала перфорации $H=2,5$ м и величины мощности продуктивного пласта 60 м, делается вывод о потребном количестве спусков перфораторов на забой 24 шт.

2.4.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 66 т, а вес бурильной колонны – 44 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.37.

Таблица 2.37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	1394,69	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2324,48
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	1100	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1222,22
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	1394,69	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1813,10
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	2500		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	87	1394,7	
3	49	739,1	
4	28	373,6	
5	22	165,7	

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕМА

3.1 Возможность качественного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии

Исследование способов вскрытия продуктивных горизонтов, обычно применяемых в отечественной практике бурения на нефтегазовых месторождениях различных регионов нашей страны, показало, что в основном потенциал коллекторов используется лишь на 40-75 процентов, а в осложнённых условиях он ещё ниже.

Изучение этого вопроса обнаружило, что продуктивные горизонты с низкой проницаемостью более восприимчивы к загрязнению при действии на них промывочных и цементных жидкостей, фильтраты которых при попадании в пласт значительно уменьшают его фазовую проницаемость.

При вскрытии пластов бурением в условиях АНПД с промывкой глинистыми растворами и другими жидкостями из-за повышенных репрессий в большинстве случаев происходят:

- необратимые снижения естественной проницаемости горных пород призабойной зоны скважины (ПЗС);
- потери циркуляции промывочной жидкости, которые вызывают флюидопроявления из вышележащих пропластков;
- осложнения процесса бурения в результате поглощений, флюидопроявлений, осыпей и других видов, которые могут создать аварийные ситуации;
- дополнительные затраты времени, энергии, химических реагентов и других материальных ресурсов для ликвидации аварий и осложнений, а также при освоении скважины.

В связи с возросшими в настоящее время требованиями к качеству заканчивания скважин проблема сохранения естественной проницаемости

продуктивных пластов при их вскрытии является очень актуальной и требует разработки и скорейшего внедрения на буровых и газодобывающих предприятиях новых технических решений [5].

Анализ применения передовых технологий бурения за границей показывает, что наиболее эффективным методом вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважин, обеспечивающим существенное снижение загрязнения коллекторов по сравнению с традиционным методом бурения на репрессии, оказывается первичное вскрытие и заканчивание с постоянным поддержанием депрессии на пласты, как с использованием обычных промывочных жидкостей, так и газообразных агентов.

Это даёт возможность:

- бурить и вводить в рентабельную эксплуатацию скважины, в том числе с горизонтальными стволами;
- повысить качество вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов;
- значительно сократить затраты времени на освоение скважин после бурения и ремонта.

Данная технология реализуется при использовании следующих газообразных промывочных агентов и пенных систем:

- природный газ, азот, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС);
- туман (двухкомпонентная система, которая состоит из газа и капельной жидкости, содержащей, как правило, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и ингибитор коррозии);
- пена, аэрированная жидкость;
- растворы и эмульсии на углеводородной основе.

Наибольшее распространение из указанных технологий получило бурение скважин и вскрытие продуктивных пластов по схеме прямой

циркуляции с использованием газа, пены и аэрированных буровых растворов.

Вскрытие продуктивных горизонтов в условиях депрессии на месторождениях Западной Сибири предлагается проводить с использованием аэрированного бурового раствора, а величину депрессии поддерживать в пределах от 4 до 20% [7].

В Западной Сибири успешный опыт вскрытия продуктивных пластов на депрессии с использованием традиционных буровых растворов был проведен ВНИИБТ в 2010 г. в объединении «Юганскнефтегаз» при бурении четырёх скважин на Северо-Салымском месторождении. Для реализации данной технологии было смонтировано специальное и дополнительное оборудование, позволяющее вскрывать продуктивные пласты с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Предварительно были проанализированы все имеющиеся геологические и технологические материалы по вскрытию баженовской свиты и освоению скважин по принятым технологиям. Вскрытие продуктивных горизонтов баженовской свиты производилось роторным способом с промывкой полимерглинистым раствором с низким содержанием твердой фазы и минимальной плотностью в режиме депрессии, сопровождавшимся постоянным поступлением газа и нефти в скважину на всех этапах реализации данной технологии [11].

Необходимым условием эффективности применения рассматриваемой технологии бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов является наличие на предприятии специального противовыбросового и сепарационно-дегазационного оборудования, азотно-компрессорного оборудования, бурильного инструмента и приборов, отвечающих следующим основным требованиям:

1. Герметизирующее и противовыбросовое устьевое оборудование устанавливается на весь период бурения с аэрацией жидкости, поэтому оно должно обеспечивать надёжную герметизацию устья

скважины, для того чтобы: не допускать проникновения выходящей из скважины аэрированной жидкости с породой на рабочую площадку; сдерживать напор восходящего потока жидкости с породой (особенно в пусковой период) и направлять его в выкидную линию в процессе восстановления циркуляции и бурения; предупреждать излив жидкости из затрубного пространства при наращивании или подъёме инструмента (в условиях газопроявления, выброса и т.п.).

2. Герметизирующие элементы оборудования устья должны: допускать свободное вращение и расхаживание колонны; свободно пропускать бурильные замки, переводники и т.п. при СПО и наращивании; обладать высокой стойкостью (в т.ч. к воздействию нефти и газа), долговечностью; иметь простую конструкцию, быть надёжными и дешёвыми.

3. Устьевое оборудование должно быть выполнено по возможности конструктивно просто, обеспечивать лёгкость монтажа, иметь минимально возможные габариты, обеспечивать быстрое перекрытие устья под действием давления в скважине либо привода любой системы;

4. Герметизирующее устройство или вращающийся превентор должны быть обвязаны с желобной системой с целью обеспечения в процессе бурения в случае необходимости быстрого перехода с промывки аэрированной жидкостью на обычную промывку (и наоборот).

Для герметизации устья скважины применяется следующее оборудование:

Вращающийся превентор. Устанавливается вместо разъёмной воронки над универсальным превентором.

Универсальный превентор

Плашечные превенторы.

Использование аэрированной жидкости влияет и на выбор типа долота, типа турбобура. Выбор типа турбобура (одно-, двух- или

трехсекционного) определяется геолого-техническими условиями бурения и ограничивается рабочим давлением компрессорных установок.

Условия бурения глубоких скважин с использованием пены и аэрированных буровых растворов требуют применения специальных передвижных высокопроизводительных компрессорных установок, развивающих высокие рабочие давления, которые удовлетворяют следующим требованиям:

1) Возможность регулирования в широких диапазонах параметров по расходу и давлению воздуха в зависимости от условий бурения.

2) Компактность и наименьшая масса.

3) Возможность транспортировки различными видами транспорта, высокая маневренность и проходимость в условиях бездорожья.

4) Простота и быстрота в эксплуатации.

5) Лёгкость подготовки к запуску, хорошие пусковые качества и надёжность в работе, особенно зимой.

6) Возможность продолжительной, непрерывной работы при максимальных рабочем давлении и производительности.

7) Надёжная защита от воздействия пыли, осадков, перепадов температур.

8) Безопасность в работе, автоматизированное управление.

Для создания и регулирования противодействия на устье, буровой раствор, выходящий из скважины, должен пройти через блок дросселирования. Управление дросселями с гидроприводом осуществляется с помощью пульта управления (ПДР).

Одним из основных факторов повышения эффективности метода является степень совершенства всего технологического процесса проводки скважины. Использование аэрированной жидкости существенным образом изменяет технологию проводки скважины в части как подхода к проектированию ее конструкции и выбору оборудования и инструмента,

создания и поддержания режимов циркуляции и бурения, проведения наращивания и СПО, так и выполнения ряда специфических работ: цементирование обсадных колонн, борьбы с осложнениями – поглощениями, жидкости, прихватами инструмента. Специфика технологии бурения определяется в первую очередь условиями, которые создаются в скважине: уменьшение гидродинамического давления на забой; улучшение очистки забоя; увеличение выносной способности смеси; уменьшения пульсаций давления в циркуляционной системе.

Конструкция скважины должна выбираться с учетом известных соображений, а также существующей опасности при данном методе размыва верхних неустойчивых пород восходящим с большой скоростью потоком азрированной жидкости, проявление продуктивных пластов и обваливания не перекрытых пород ствола в связи созданием значительных депрессий при бурении, и в процессе восстановления циркуляции.

Верхние отложения разрезов большинства нефтяных и газовых месторождений представлены слабощементированными, неустойчивыми отложениями, склонными к осыпям и обвалам под действием различных факторов, поэтому, как правило, перекрываются кондуктором, бурение под который предусматривается по принятой на месторождении технологии.

Усложнение конструкции скважины по сравнению с принятой должно быть обосновано технологической и экономической целесообразностью.

Упрощение конструкции скважины может осуществляться по мере изучения и уточнения гидрогеологического строения и особенностей разреза месторождения, а также накопления опыта буровых работ.

При создании депрессии на пласт в скважину будет поступать пластовый флюид (газ, нефть, вода) с различным дебитом. Дебит флюида зависит от значения депрессии и коллекторских свойств пласта. Обычно продуктивность пласта определяют в результате проведения комплексных газогидродинамических, гидрогеологических и геофизических исследований после его вскрытия и в законченной бурением скважине.

Однако перед началом бурения необходимо оценить значение депрессии и дебит пластового флюида, который будет смешиваться с буровым раствором в затрубном пространстве и изменять его свойства и параметры[6].

Для создания циркуляции азрированной промывочной жидкости обычно первоначально подключают буровой насос (или насосы), затем компрессорные установки (одну или несколько).

В зависимости от гидрогеологических и технических условий, бурение производится при различных степенях азрации промывочной жидкости. В практике бурения изменение степени азрации достигается либо увеличением расхода воздуха при неизменном расходе жидкости, либо уменьшением расхода жидкости до определенных значений при неизменном расходе воздуха, либо одновременным изменением расходов жидкой и газовой фаз до требуемых величин.

Для перехода с бурения с промывкой азрированным очистным агентом на бурение с промывкой буровым раствором необходимо отключить компрессорные установки, не прекращая подачи жидкости, промыть скважину до полного вытеснения воздуха и приступить к проводке ствола обычным способом. А переход с промывки скважины азрированной жидкостью на продувку воздухом производится постепенным снижением расхода жидкости с доведением его до нуля при постоянной подаче воздуха с последующим её увеличением до требуемых величин.

Для предупреждения осложнений и аварий при бурении скважин с промывкой азрированным очистным агентом следует выполнять ряд технологических мероприятий:

– в случаях вынужденных длительных простоев при необсаженном стволе скважины, особенно в разрезах, в которых имеются подвижные углеводороды, необходимо вытеснить из скважины весь воздух;

– при обнаружении первых признаков нефтегазопроявления следует немедленно прекратить подачу воздуха и увеличить расход жидкости до максимально возможных величин с периодическим вращением и расхаживанием инструмента, а в случае опасности возникновения выброса – закрыть плащечный или универсальный превентор и продолжить промывку жидкостью с периодическим расхаживанием инструмента с противодавлением на устье скважины до полного успокоения скважины. Дальнейшее бурение скважины осуществлять обычным способом;

– при осложнениях, связанных с осыпанием и обваливанием проходимых пород, во избежание прихвата инструмента необходимо прекратить дальнейшее бурение и приступить к его расхаживанию, не прекращая циркуляции смеси до полного выноса обваливающихся пород;

– в случаях непрекращающихся затяжек инструмента по причине обваливания пород и опасности его прихвата, бурение с промывкой азрированным раствором прекращается, осуществляется переход на бурение с промывкой раствором, отвечающим по параметрам требованиям ГТН;

– использование азрированного очистного агента при работах по ликвидации прихвата инструмента шламом значительно ускоряет этот процесс [9].

Экономический эффект от вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии заключается в увеличении начального дебита скважины и повышении темпов отбора запасов.

Изменение конструкции скважины и необходимость использования специального оборудования приводит к увеличению стоимости скважины в среднем на 20-40%, однако наряду с этим сроки окупаемости скважин сокращаются до трёх раз.

Также бурение скважин в условиях зон поглощений связано с большими материальными затратами и значительными потерями времени,

поэтому вопросы экономической эффективности, получаемых от тех или иных мероприятий данной технологии, приобретают большое практическое значение.

Метод вскрытия продуктивных горизонтов с созданием депрессии, а также бурения скважин, в разрезе которых имеются зоны катастрофических поглощений, обеспечивает большой технико-экономический эффект, в связи с чем необходимо внедрение метода на месторождениях с аномальными пластовыми давлениями.

Использование данной технологии помогает:

- повысить продуктивность пластов в 4 – 6, а в отдельных скважинах в 8 — 10 и более раз; сохранить коллекторские свойства пласта; сократить затраты и время на освоение скважин; начать добычу в процессе бурения; повысить качество гидродинамической оценки продуктивных пластов; повысить коэффициент извлечения продукции пластов; оценивать свойства продуктивных пластов в процессе бурения; повысить механическую скорость проходки и использование ресурса породоразрушающего инструмента; предотвратить поглощения бурового раствора и снизить вероятность прихватов бурильного инструмента при вскрытии продуктивных пластов с зонами поглощений.

Используя бурение с отрицательным дифференциалом давления в системе «скважина-пласт», нефтегазовым предприятиям удастся определять и решать задачи, связанные с сейсмическими разломами, продуктивными пластовыми зонами и режимами потоков. Исследователи получают более подробную информацию о пластах, что повышает эффективность их эксплуатации. Выгоды от использования этого метода, такие как высокая продуктивность скважин, улучшение коэффициента охвата коллекторов и новый уровень пластовых сведений, будут в ближайшее время влиять на создание планов разработки месторождений. Возникнет возможность уменьшать число скважин и снижать затраты на единицу разработки.

Однако «стандартное» бурение высокодебитных горизонтальных и многоствольных скважин на хороших растворах, с верхним приводом сейчас противопоставляется крайне эффективному бурению на депрессии в основном из-за дороговизны последнего. К сожалению, вместе с повышением дебита скважин в разы в результате использования технологии бурения на депрессии, существенно вырастает и показатель финансовых затрат на проведение работ. Высокая стоимость реализации описываемой технологии является одним из ключевых факторов, который влияет на окончательный выбор способа проведения работ. Кроме этого, для осуществления предлагаемой технологии требуется надежное, работоспособное устьевое оборудование, оно должно быть комплексным, на весь цикл жизни скважины, на что большинство добывающих компаний пока не готово идти.

Анализ же геологического состояния месторождений Западной Сибири, а также других регионов нашей страны, показывает, что проектирование и внедрение технологии заканчивания скважин на депрессии с применением традиционных буровых растворов или азрированного бурового раствора достаточно востребованно уже на сегодняшнем этапе. Однако оценивать целесообразность использования данного метода можно исключительно на основе конкретных условий разрабатываемого месторождения.

IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчёт экономической эффективности

Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия «Газпромнефть-Восток»

«Газпромнефть-Восток» - одно из крупнейших предприятий нефтедобычи Томской области.

Компания работает на двенадцати месторождениях, расположенных на территориях Парабельского и Каргасокского районов Томской области и Тарского района Омской области.

Предприятие ведет деятельность на Шингинском, Восточно-Мыгинском, Урманском, Арчинском, Южно-Табаганском, Смолянском, Кулгинском, Солоновском, Западно-Лугинецком, Нижнелугинецком месторождениях и юго-западной части Крапивинского месторождения.

Компания ориентирована на привлечение сервисных предприятий нефтегазового комплекса Томской области и продолжает работу по внедрению новых технологий бурения палеозойских отложений на обсадных трубах.

Организационная структура управления предприятием

Организационная структура данного предприятия представлена на рис.4.1.

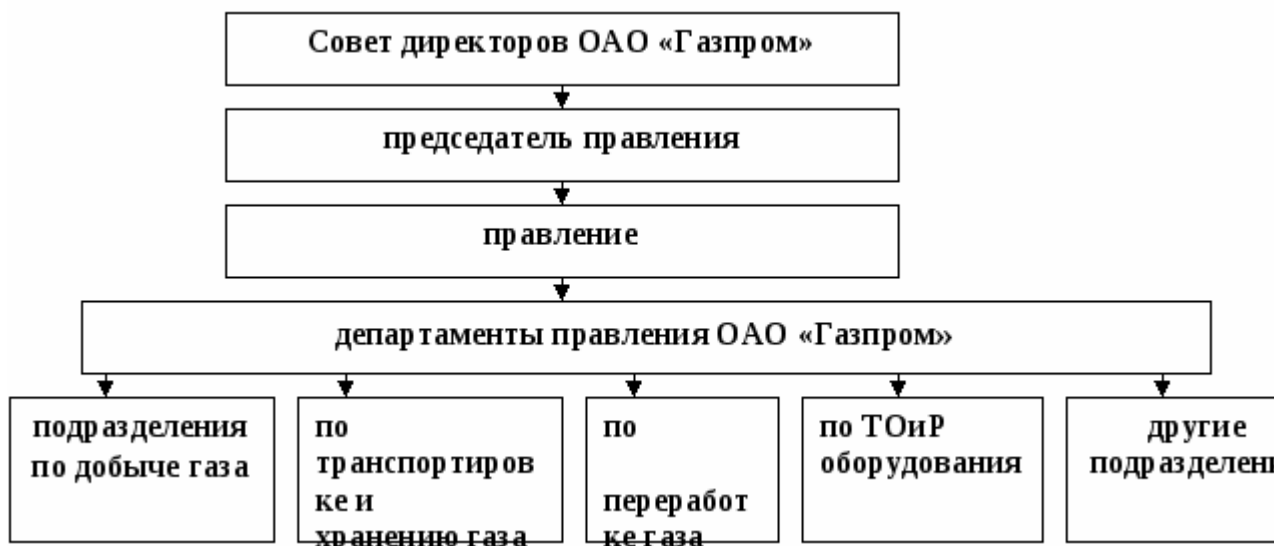


Рисунок 4.1 -- Организационная структура

Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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 берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 46 суток. Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток.

Время бурения скважины глубиной 3673 метров составляет 163,30 часов (механического бурения), время СПО составит 61,20 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в

зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 33,5 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 48,8 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (5.6)$$
$$V_M = \frac{3673}{163.30} = 22,5 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (5.7)$$

$$V_P = 3673 / (163,30 + 61,20 + 25) = 14,72 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (5.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3673 \cdot 720}{1171,2} = 2258 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (5.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3673/4=918.25 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (таблица4.2)

Таблица 4.2 – Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Направление:															
Бурение под направление															9.53
Крепление направлением		0	300	300	Ш 393,7 – ЦВ МЗ	300	1.00	-	8.40	1.13	4.30	0,35	0.33	3.37	30.16
ИТОГО															39.69
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор															32,63
Крепление кондуктором		300	1146	846	PDC 295,3	2500	0,34	-	28,85	3.78	24,72	0,33	0,33	3.38	74,56
ИТОГО															107,19
1.1 – Продолжение таблицы															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Эксплуатационная колонна:															
Бурение под э/к															147,2
Крепление под э/к		1136	3540	2404	PDC 220,7	2600	0,97	-	118.99	28,21	54,26	5,21	8,0	13,8	127.5
ИТОГО															274,7

Хвостовик:															
Бурение под хвостовик		3530	3673	143	PDC 149,2	2500	0,12	-	7,05	28,07	2,7	2,9	0,50	12,05	35,2
Крепление под хвостовик															80,22
ИТОГО															115,42

4.2 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															8,0
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, час															1131,6
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															47,15
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															49,5

Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.3.

Условные обозначения к таблице 4.3:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
 Буровая бригада (бурение);
 Бригада испытания;

Линейно-календарный график работ													
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени дни	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы	46												
Буровые работы	34,10												
Испытания	33,5												

Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	6	774,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	223,47	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,48	66,33	1,68	232,15	6,5	898,24	3,3	456,027
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	19,90	-	69,64	-	269,47		136,80
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	6	69,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	20,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,47	6,76	1,66	23,90	6,6	95,04	3,3	47,52
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,03	-	7,17	-	28,51	-	14,25
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	6	1517,16	0,46	116,31	1,66	419,74	6,6	1668,87	3,3	834,43
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	7	9219	0,47	618,99	1,66	2186,2	6,6	8692,2	3,3	4346,1
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	8	1796,8	-	-	1,67	375,08	6,7	1504,8	3,3	741,18
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,68	155,66	6,7	620,82	3,4	315,04
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	8	71,2	0,44	3,91	2,9	25,1	6,6	58,74	3,4	30,26
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,44	3,31	2,8	21,12	6,5	49,01	3,3	24,88

Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,45	67,26	2,9	433,49	6,7	1001,51	3,4	508,23
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	13	1403,09	0,43	46,40	2,9	312,99	6,6	712,33	3,4	366,96
Эксплуатация трактора	сут	33,92	6	203,52	0,46	15,60	1,67	56,64	8,21	278,48	4,7	159,42

4.3 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			15299,62		966,8		4318,88		15878,02		7981,097	
Всего по сметному расчету, руб	44444,417											

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

$$44444,417 \cdot 204,2 = 9075549,95 \text{руб.}$$

Таблица 4.5 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 4.5- сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	буровые работы				9075549,95
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	181510,99
	2. буровые работы	сут.	34,10	45500	1551550
	4. работы по креплению	ч	352,8	32450	11448360
	5. испытание и вызов притока	сут.	36,5	33450	1220925
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: $\Sigma 1$				
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	287979,55
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	359974,43
	Итого полевых расходов: $\Sigma 2$				
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	4929249,98
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	3204012,48
	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	3450474,98
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	3696937,48
4	Компенсированные затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	191986,36
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	739387,49
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	1971699,99
	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	1232312,49
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	3277951,23
	ИТОГО себестоимость проекта				
	47340262,4				
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				
	123088768,36				

V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Исследуемая площадка строительства наклонно- направленной скважины на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении расположена в Томской области Парабельского района.

Характер рельефа- равнинный слабовсхолмленный.

Арчинского месторождение находится в юго-восточной части Нюрольской впадины, в зоне сочленения с Лавровским наклонным валом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Климат континентально-циклонический, суровый отличается продолжительностью и суровой зимой и коротким ,но тёплым летом. В течении года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха, °С,среднегодовая-1, наибольшая летняя+36, наименьшая зимняя-51.

5.1 Производственная безопасность

В таблице 5.1. представлены основные элементы производственного процесса формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 5.1- Основные элементы производственного процесса формирующие опасные и вредные факторы.[2]

Этапы работ	Наименование запроюктированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)[2]		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
полевой	1.Проведение СПО (спуско-подъёмных операций);	1.Тяжесть физического труда	1..Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 3.Пожароопасность	СПб.: ЦОТПБСП, 2001 [1] ГОСТ 12.1.019-79 [10] ГОСТ 12.1.030-81 [11] ГОСТ 12.1.007-76 [18] ГОСТ 12.1.004-91 [19] ГОСТ 12.0.003-74)[2]

Лабораторный и камеральный	1. Приготовление промывочных жидкостей; 2. Составление отчета, работа на компьютере	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Повешенная запыленность рабочей зоны;	1. Статическое электричество; 2. Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [20] СП 52.13330.2011 [21] СанПиН 2.2.4.548-96 [22] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [27]
----------------------------	--	---	---	--

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Полевой этап

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [3].

Камеральный и лабораторный этапы

Пожароопасность

Согласно СП 12.13130.2009 [39] камеральные помещения и лаборатории относятся к категории помещений по пожарной и взрывной опасности В4, так как присутствуют твердые горючие материалы (деревянная мебель).

Помещения для лабораторных и камеральных работ подлежат защите автоматическими установками пожаротушения или огнетушителями типа ОУ-5 и автоматической пожарной сигнализацией.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Лабораторный и камеральный этапы

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность - важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Согласно СП 52.13330.2011 [21] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

5.2 Экологическая безопасность

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация).

5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация)

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;

локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;

очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;

очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Согласно ГОСТ 12.2.032-78 [57] при организации рабочих мест необходимо учитывать то, что конструкция рабочего места, его размеры и взаимное расположение его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психофизиологическим данным человека, а также характеру.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации в случае опасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В общей части дипломного проекта приведены все технико-технологические расчеты и данные необходимые для строительства скважины.

В специальной части для раскрытия темы возможность качественного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии при строительстве наклонно – направленных скважин рассмотрели теоретические основы необходимого типа растворов, компоновку оборудования, их конструктивные особенности, назначение и устройство.

Анализ практических исследований показал, что кроме использования традиционных, специальных растворов, таких как полимерглинистый, азрированный, так же необходимым условием эффективности применения является наличие на предприятии специального противовыбросового и сепарационно-дегазационного оборудования, азотно-компрессорного оборудования, бурильного инструмента и приборов. Данный вид исследований был проведен ВНИИБТ в 2010 г. в объединении «Юганскнефтегаз» при бурении четырёх скважин на Северо-Салымском месторождении. Для реализации данной технологии было смонтировано специальное и дополнительное оборудование, позволяющее вскрывать продуктивные пласты.

В разделе Финансовый менеджмент экономический эффект за счет сокращения времени бурения произошло увеличение коммерческой скорости.

При разработке раздела Социальная ответственность учитывались последние нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

В настоящем разделе были рассмотрены все опасные и вредные факторы с точки зрения безопасности человека, атмосферы и литосферы, действующие в процессе строительства скважины. На основании

действующих нормативно-технических документов, были предложены методы утилизации отходов строительства скважины.

Проанализированы возможные аварийные ситуации, могущие возникнуть на буровой, дана их оценка и предложены методы предупреждения и ликвидации.

С точки зрения безопасности труда на буровой, рассмотрены методы достижения безопасности, выделены мероприятия.

Уделено внимание рациональному использованию недр и водных ресурсов, произведены количественные расчеты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ОАО "ТомскНИПИнефть". Групповой рабочий проект №640 на строительство эксплуатационных наклонно направленных скважин на Арчинском месторождении со смещением от вертикали более 800 м. 3-е изд. Томск: ОАО ТОМСКНИПИНЕФТЬ, 2010. 174 с. Проектная документация.
2. Технология бурения нефтяных и газовых месторождений: мет. указания к выполнению курсового проекта «Нефтегазовое дело»/Епихин А.В., Ковалев А.В. - Томск, 2016. - 152с.
3. «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ». Проектирование конструкции скважины: Методические указания к выполнению практической работы по дисциплине «Заканчивание скважин». Томск. 2010. 9 с.
4. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Москва: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. 509 с.
5. Заканчивание скважин: методические указания «Нефтегазовое дело»/ Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. - Томск, 2016. - 55с.
6. Журнал "Нефть России". Декабрь 2000 г. Статья. Бурение на депрессии
7. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.: ил.
8. Межлумов А.О., Мурадян И.М., Буримов Ю.Г. Вскрытие продуктивных пластов на депрессии на месторождении ОАО "Юганскнефтегаз". Статья.
9. Анализ экономики промышленных предприятий / Шеремет А.Д. – М.,

- 1976.
10. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий. . – М.: Недра, 1975.
 11. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
 12. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
 13. ГОСТ Р 22.0.07–95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
 14. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
 15. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывоопасность. Общие требования.
 16. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
 17. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 18. ГОСТ 12.2.061–81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
 19. ГОСТ 12.3.002–75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.