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

Институт - Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУОТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2771 МЕТРОВ НА ПУГЛАЛЫМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК – 622.323:622.243.23(24:181m2771)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Лещёв Василий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой Б.С.	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

Томск - 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	**Результат обучения (выпускник должен быть готов)**
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *математических, естественных и социально-экономических* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* 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 - Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой
_____ _____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б23Т	Лещёв В.С.

Тема работы:

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУОТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2771 МЕТРОВ НА ПУГЛАЛЫМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16 июня 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	*Пакет экспериментальной и промышленной информации по Пуглалымскому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.*

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	1. *Общая и геологическая часть* 2. *Технологическая часть* 3. *Специальная часть* 4. *Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение* 5. *Социальная ответственность*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа бурильной кол онны).

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Гуляев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языках:

Отсутствуют

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев А.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б22Т	Лещёв В.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Лещёв Василий Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Данные по строительству скважин на Пуглалымском месторождении*	*Расчет технико-экономических показателей*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Сроки строительства скважины *2.* Сметная стоимость сооружения скважины	*Расчет продолжительности строительства* *Составление графика работ* *Расчет сметной стоимости сооружения скважины.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Лещёв Василий Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Лещёв Василий Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	*Скважины на Пуглалымском нефтяном месторождении.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
5 .1. Производственная безопасность *5.1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению)при бурении скважины на Пуглалымском нефтяном месторождении* *5.1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Пуглалымском нефтяном месторождении*	*- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе* *- Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород)* *- Повышенные уровни шума и вибрации* *-Недостаточная освещенность рабочей зоны* *- Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные.* *- Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования* *- Поражение электрическим током* *-Пожаро-взрывоопасность*
5.2. Экологическая безопасность	*- Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу* *-Рекультивация земель*
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях *Противопожарная безопасность*	*-Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций* *-Причины возникновения пожара* *-Предотвращения пожара на буровой* *-Обеспечение средствами пожаротушения*
5.4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	*Нормы:* *МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»* *МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»* *СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение* *ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования* *ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны.*

	Общие санитарно-гигиенические требования' СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности" ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности"' ГОСТ12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г. "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Лещёв Василий Сергеевич		

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

Институт - Институт природных ресурсов
Направление - Нефтегазовое дело
Уровень образования: бакалавриат
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: 16.06.2016

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая	*Общая и геологическая часть*	*10*
25 мая	*Технологическая часть*	*40*
29 мая	*Специальная часть*	*10*
30 мая	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*15*
30 мая	*Социальная ответственность*	*15*
2 мая	*Оформление работы*	*10*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 84 страниц, 17 рисунков, 46 таблицы, 12 источников, 2 листа графического материала, презентация в формате PowerPoint.

Ключевые слова: БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПОРОДОРАЗРУШАЮШИЙ ИСТРУМЕНТ, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЗАБОЙ, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА, ЦЕМЕНТЕРОВОЧНАЯ ТЕХНИКА, ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОСВОЕНИЕ.

Для работы служит эксплуатационная наклонно-направленная скважина Пуглалымском нефтяного месторождения.

Целью нашей работы является разработка технологии строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2771 метров на Пуглалымском.

Работа выполнена по геологическим материалам месторождения Пуглалымского.

В результате работы рассчитана конструкция и технология заканчивания скважины глубиной 2771 метров.

Результаты: сокращение сроков строительства скважины и освоения скважины, уменьшены затраты на сооружение скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учитыванием современных технологии и техники для строительства нефтяных скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАШЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Скважина - цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

-ГНВП – газонефтеводопроявление;

-ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

-ПАВ – поверхностно-активные вещества;

-ПЗП – призабойная зона пласта;

-РУО – раствор на углеводородной основе;

-СПО – спуско-подъемные операции;

-ФБР – фильтрат бурового раствора

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.

3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности

4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.

8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.

9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.

10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.

11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.

12. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012г.

13. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»

14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

15. Должностная инструкция инженера по бурению

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 13

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 14
1.2. Геологические условия бурения 16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения 18
1.4. Зоны возможных осложнений 22
1.5. Исследовательские работы 23

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 24
2.2. Обоснование конструкции скважины 25
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины 25
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 27
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 28
2.2.4. Выбор интервалов цементирования 28
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 28
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 29
2.3. Углубление скважины 30
2.3.1. Выбор способа бурения 30
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента 30
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 31
2.3.4. Расчёт частоты вращения долота 31
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 32
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора 33
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 35
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 38
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины 39
2.3.10.Технологические средства и режимы бурения при отборе керна 40
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 41
2.4.1. Расчет обсадных колонн 41
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 41
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 44
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 47
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 48
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 48
2.4.2.2.Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 48
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 48
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 49

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 49
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 49
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 50
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 51
2.5. Выбор буровой установки 51

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Радиальное вскрытие пластов 53

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины 58
4.2. Численный и квалификационный состав буровой бригады 62
4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины 63

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
Введение 64
5.1. Производственная безопасность 64
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов 64
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов 66
5.2. Экологическаябезопасность 70
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 75
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 77

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 80

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 81

ПРИЛОЖЕНИЕ А 83

ПРИЛОЖЕНИЕ Б 84

ОПТИЧЕСКИЙ ДИСК С ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИЕЙ ВКР

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим фактором повышения качества – бурения наклонно - направленных скважин следовать проекту на строительство.

Бурение скважин - это самая дорогостоящая отрасль для организаций по добыче нефти и газа. В последние время возникла направленность к техническому развитию отрасли, то есть усовершенствование техники, разработка и внедрение прогрессивной технологии, целесообразной организация производства.

Благодаря техническому прогрессу происходит улучшение многих показателей. Технико-экономические показатели необходимо постоянно повышать, и добиваться в настоящее время это путем внедрение новейших буровых установок, которые мощнее по сравнению со своими предшественниками, также путем модернизации способов бурения и улучшением качества материалов. Также важным в настоящее время является переход на автоматизацию работ.

Цель дипломного проекта – это проектирование скважины на Пуглалымском нефтяном месторождении, глубиной 2771 метров. Данные для проектирования, являются материалами ООО «ННК-ВТК», литература и журналы.

1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.
Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Пуглалымское
Административное положение Республика Область (край) Район	 Россия Томская Каргасокский
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	 - 1 +36 - 50
Среднегодовое количество осадков, мм	500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0-1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра, град	45
Рельеф местности	расчленённая рванина
Состояние местности	заболочена на 40-70%
Растительный покров	болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой и кедром
Толщина почвенного слоя, см	10
Толщина снежного покрова, см	40-100
Водоснабжение	Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки на поверхности земли, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	 по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Пионерный (60 км) Средний Васюган (85 км) Мыльджено (56 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

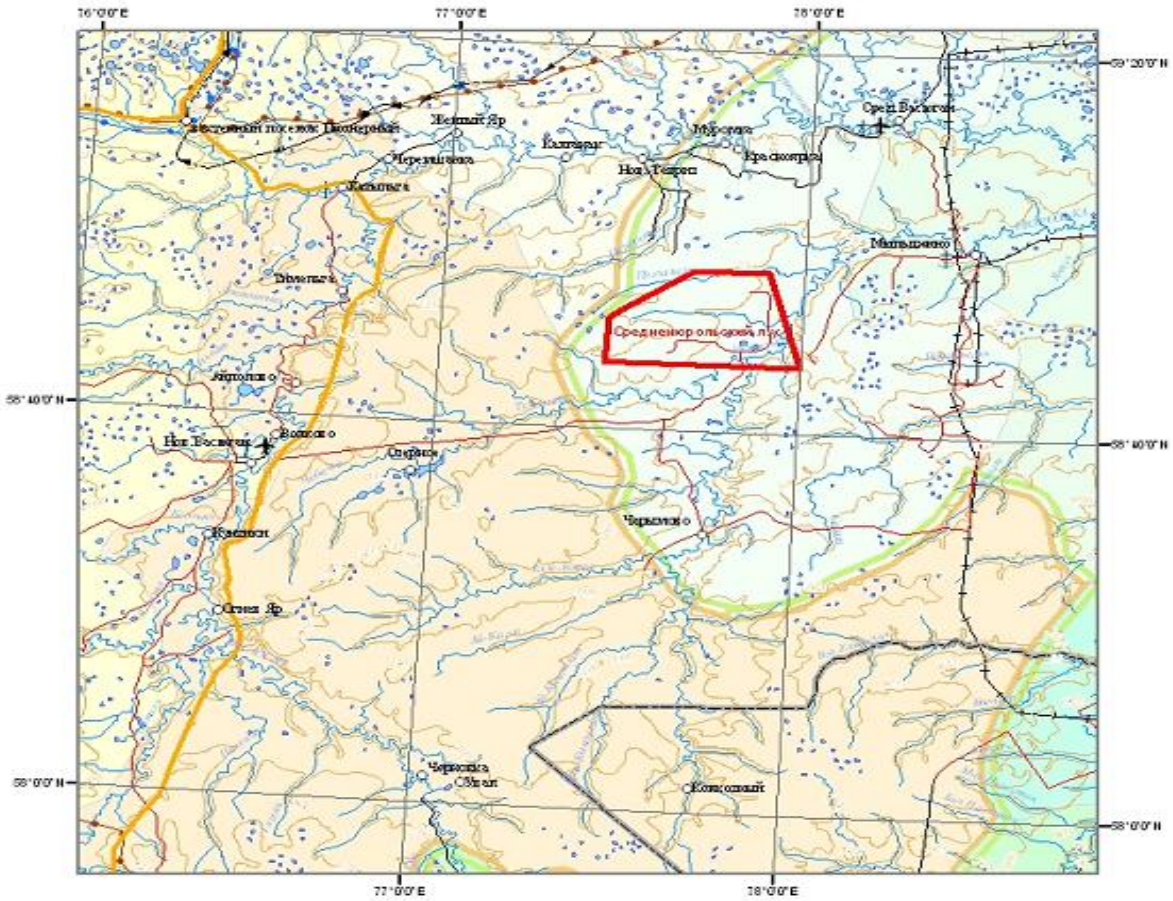


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания,м		**Стратиграфическое деление разреза.**		**Коэффициент кавернозности**
от	до	Название	Индекс	
0	20	Четвертичные отложения	Q	1,2
20	210	Некрасовская свита	$P_{g3\ –N\ nk}$	1,2
210	430	Чеганская свита	$P_{g2\ –}\ P_{g3\ cg}$	1,2
430	560	Люлинворская свита.	P_{g2} ll	1,2
560	610	Талицкая свита.	P_{g1} tl	1,2
610	780	Ганькинская свита.	$K_{2\ gn}$	1,2
780	840	Славгородская	$K_{2\ sl}$	1,4
840	910	Ипатовская свита	$K_{2\ ip}$	1,4
910	920	Кузнецовская свита.	$K_{2\ kz}$	1,4
920	1710	Покурская свита.	$K_{1\text{-}2\ pk}$	1,4
1710	1766	Алымская свита.	$K_{1\ al}$	1,4
1766	2176	Вартовская свита.	$K_{1\ vr}$	1,4
2176	2350	Тарская свита	$K_{1\ tr}$	1,2
2350	2455	Баженовская свита	J_3bg	1,2
2455	2600	Васюганская свита	J_3vs	1,2

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	**Интервал, м**		**Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)**
	от (верх)	**до (низ)**	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно – растительный слой. Пески серые и тёмно – серые, буровато –серые мелкозернистые, полимиктовые, с прослоями глин и суглинков
Pg_3-N nk	20	210	Пески серые и желтовато – серые кварцевые, кварц – полевошпатовые. Глины серые, тонкослоистые, песчано – алевритистые.
Pg_2- Pg_3 cg	210	430	Глины тёмно – тёмно серые, голубовато зелёные, с прослоями песков серых и светло – серых, кварцевых.

Продолжение таблицы 4

Pg_2 ll	430	560	Глины желтовато – серые, разнозернистые, слабоуплотнённые с частыми прослоями серых глин песчано – алевролитовых с включениями древесных растительных остатков.
Pg_1 tl	560	610	Глины тёмно – серые, до чёрных, вязкие, жирные, с прослоями песчаников мелкозернистых полевошпатово – кварцевых.
K_2 gn	610	780	Глины серые, зеленовато – серые, песчано – алевритистые, известковистые, плотные с редкими прослоями песчаника, глинистого алевролита.
K_2 sl	780	840	Глины тёмно – зелёные, серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков.
K_2 ip	840	910	Глины серые. тёмно – серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков
K_2 kz	910	920	Глины тёмно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плотные
K1-2 pk	920	1710	Чередования песчаников, глин, алевролитов, аргиллитоподобных глин, редко известняков с включениями мелких углефицированных растительных остатков.
K1 al	1710	1766	Аргиллиты серые, плотные; песчаники глинистые, серые, тёмно –серые, мелкосреднезернистые, кварц полевошпатные, нередко с тонкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов.
K1 vr	1766	2176	Чередования песчаников, аргиллитов и алевролитов
K1 tr	2176	2350	Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, кварц – полевошпатные, от известковистых до известковых, среднекрепкие. Аргиллиты тёмно – серые, известковистые, массивные, средней крепости.
J3bg	2350	2455	Аргиллиты тёмно – серые до чёрных, участками алевритистые, известковые крепкие; песчаники серые, светло – серые, мелко и среднезернистые,
J3vs	2455	2600	Переслаивание аргиллитов серых, тёмно – серых алевритистых, косослоистых и кварц полевошпатовых и алевролитов серых.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 5 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	**Интервал, м**		**Краткое название горной породы**	**Плотность, г/см3**	**Пористость, %**	**Проницаемость, мдарси**	**Глинистость, %**	**Карбонатность, %**	**Солёность %**	**Твердость, кгс/мм2**	**Сплошность породы**	**Абразивность**	**Категория породы по промысловой классификации**
	от	**до**											
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
Q	0	20	пески глины	2,0 2,2	- 30	2500 0	5 90	0 0	 0	- 10	2 4	10 04	мягкая мягкая
Pg_3-N nk	20	210	 глины пески	 2,22,0	 30	0 1000	90 10	0 0	 0	25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg_2- Pg_3 cg	210	430	 глины пески	 2,22,0	 25	0 50	100 10	0 0	 0	25 -	4 2	04 10	мягкая мягкая
Pg_2 ll	430	560	 глины пески	 2,22,1	10 15	0 5	100 50	0 0		10 10	4 3	04 06	мягкая мягкая
Pg_1 tl	560	610	глины алевролиты	 2,22,1	25 15	0 10	95 50	0 0	 0	25 10	4 3	04 06	мягкая мягкая

Продолжение таблицы 5

K_2 gn	610	780	глины алевролиты	2,22,2	20 21	0 15	90 20	10 10	0	30 35	4	04 06	мягкая мягкая
K_2 sl	780	840	глины песчаники пески	2,22,1 2,0	20 21	0 20 20	95 10 10	3 3 3	0	30 35 -	4 3 2	04 10 10	мягкая мягкая мягкая
K_2 ip	840	910	глины пески	2,22,1	20	0 50	100 5	2 2	0	30 35	4	04 10	мягкая мягкая
K_2 kz	910	920	глины	2,2	20	0	90	10	0	40	4	04	мягкая
K_{1-2} pk	920	1710	песчаники глины алевролиты аргиллиты	2,12,3 2,2 2,3	25 15 18 13	500 0 100 0	10 95 15 95	5 3 4 3	0	100 50 100 80	4 4 3 3	10 04 10 06	средняя средняя средняя средняя
$K_{1\ al}$	1710	1766	аргиллиты песчаники	2,42,2	12 24	0 300	97 5	3 3	0	100 150	3 3	06 10	средняя средняя
$K_{1\ vr}$	1766	2176	песчаники алевролиты аргиллиты	2,22,3 2,4	22 16 12	200 100 0	15 15 95	2 2 2	0	150 140 100	3 4 3	10 10 06	средняя средняя средняя
$K_{1\ tr}$	2176	2350	песчаники аргиллиты	2,22,4	22 12	300 0	10 95	3 3	0	-	3	10 06	средняя средняя
J_1bg	2350	2455	аргиллиты песчаники	2,42,2	10 15	0 200	90 5	5 0	0	150 20	4 4	06 10	средняя средняя
J_1vs	2455	2600	аргиллиты алевролиты	2,42,3	5 15	0 10	95 10	0 0	0	20 25	4 3	04 03	твёрдая средняя

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс страти-графи-ческого подраз-дела	Интервал, м		Градиент								Температура в конце интервала, ^{0}C
	от	до	Пластового давления, кгс/см^{2}на м		Порового давления, гс/см^{2}на м.		Гидроразрыва пород, кгс/см^2 на м		Горного давления, кгс/см^2 на м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,0	0,100	0,0	0,100	0,0	0,2	0,0	0,21	20
Pg_3-Nnk	20	210	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,21	0,22	23
Pg_2-Pg_3 cg	210	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg_2 ll	430	560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg_1 tl	560	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	31
K_2 gn	610	780	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K_2 sl	780	840	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K_2 ip	840	910	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K_2 kz	910	920	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K_{1-2} pk	920	1710	0,101	0,101	0,101	0,101	0,18	0,18	0,22	0,23	65
$K_{1\ al}$	1710	1766	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,24	0,22	68
$K_{1\ vr}$	1766	2176	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	84
$K_{1\ tr}$	2176	2350	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	86
J_1bg	2350	2455	0,102	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,23	86
J_1vs	2455	2600	0,102	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,24	87

Таблица 7 - Характеристика водоносности.

Индекс страти г-рафичес-кого подраз-дела	Интервал, м		Свобод-ный дебит $м^3$/сут	Тип кол-лекто-ра.	Химический состав воды в г/л - эквивалентной формы					
					Анионы			Катионы		
	От	до			Cl^-	SO_4^-	HCO_3^-	Na^+	Mg^{+2}	Ca^{+2}
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
K_{1-2} pk	920	1710	50-300	поров	98,66	0,004	1,33	96,6	1,19	2,2
K1	1746	1766	1-20	поров	98,68	0,039	1,29	73,4	6,20	20,3
K1	2250	2310	2,2-2,8	поров	98,80	-	1,49	70,3	1,47	28,1

Таблица 8- Характеристика нефтеносности.

Индекс страти-графи-ческого подраз-дела	Интервал, м.		Тип кол-лек-тора	Плотность в пласто-вых услов и-ях $г/см^3$	Подви жность, дарси на санти-пуаз	Содер-жание серы, %	Свобо д-ный дебит, $м^3$/сут.	Газо-вый факто р, $м/м^3$	Отно с. по возд. плот-ности газа.
	от	до							
$Ю_1$	2430	2540	поров ый	0,74	<0,03	0,6	160	30-40	1,3

Планируется разработка нефтеносного пласта **$Ю_1$** в интервале 2430-2540 м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 9 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		**Вид осложнения**	**Условия возникновения**
от	**до**		
0	600	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт больше 20 % сверх гидростатического давления
0 780 2430	600 2150 2600	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологии скорости бурения и СПО, проработка ствола скважины, промывка, увеличение плотности бурового раствора и снижение водоотдачи промывочной жидкости
920 1766	1766 2220	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
2430	2440	Нефтепроявление	
0 780 2350	600 2166 2425	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы. Несоблюдение параметров раствора. Оставление бурового инструмента без движения. Установления плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение параметров раствора (плотности, водоотдачи)

Осложнения, описанные в таблице 9 являются типичными для данных горных пород. Для предотвращения их уходит большое количество времени и затрат. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	600	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
600	2600	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1.Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

В настоящее время в Западной Сибири самым распространенным типом профиля является четырехинтервальный тип профиля, который включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла.

Таблица 11 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	четырехинтервальный		
Исходные данные для расчета			
Глубина скважины по вертикали, м	2595	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-
Глубина вертикального участка скважины, м	100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	0,15
Отход скважины, м	823	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м	0,015
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град	-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	-
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	-

№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100

Продолжение таблицы 11

2	100	257	157	0	33,8	33,8	0	24,32	100	262	162
3	257	1561	1304	33,8	577,9	544,11	24,32	24,32	262	1679	1417
4	1561	2595	1034	577,9	823	245,13	24,32	2,3	1679	2771	1092
Итого	Σ		2595	Σ		823	-	-	Σ		2771

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: k_1 = 0,197 мкм^2; k_2 = 0 мкм^2; k_3 = 0,009 мкм^2.

Средняя проницаемость – k_3 = 0,068 мкм^2. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл}$ = 0,1 МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч},$$

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

30 < 61,9 МПа.

Условие не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

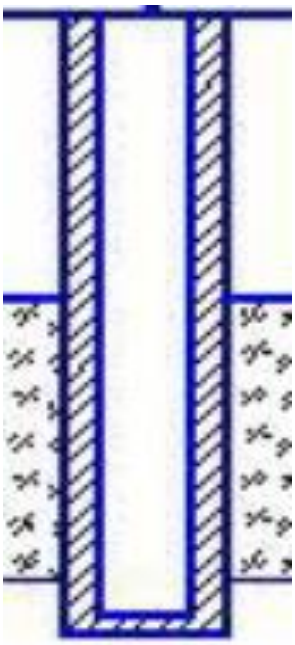


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

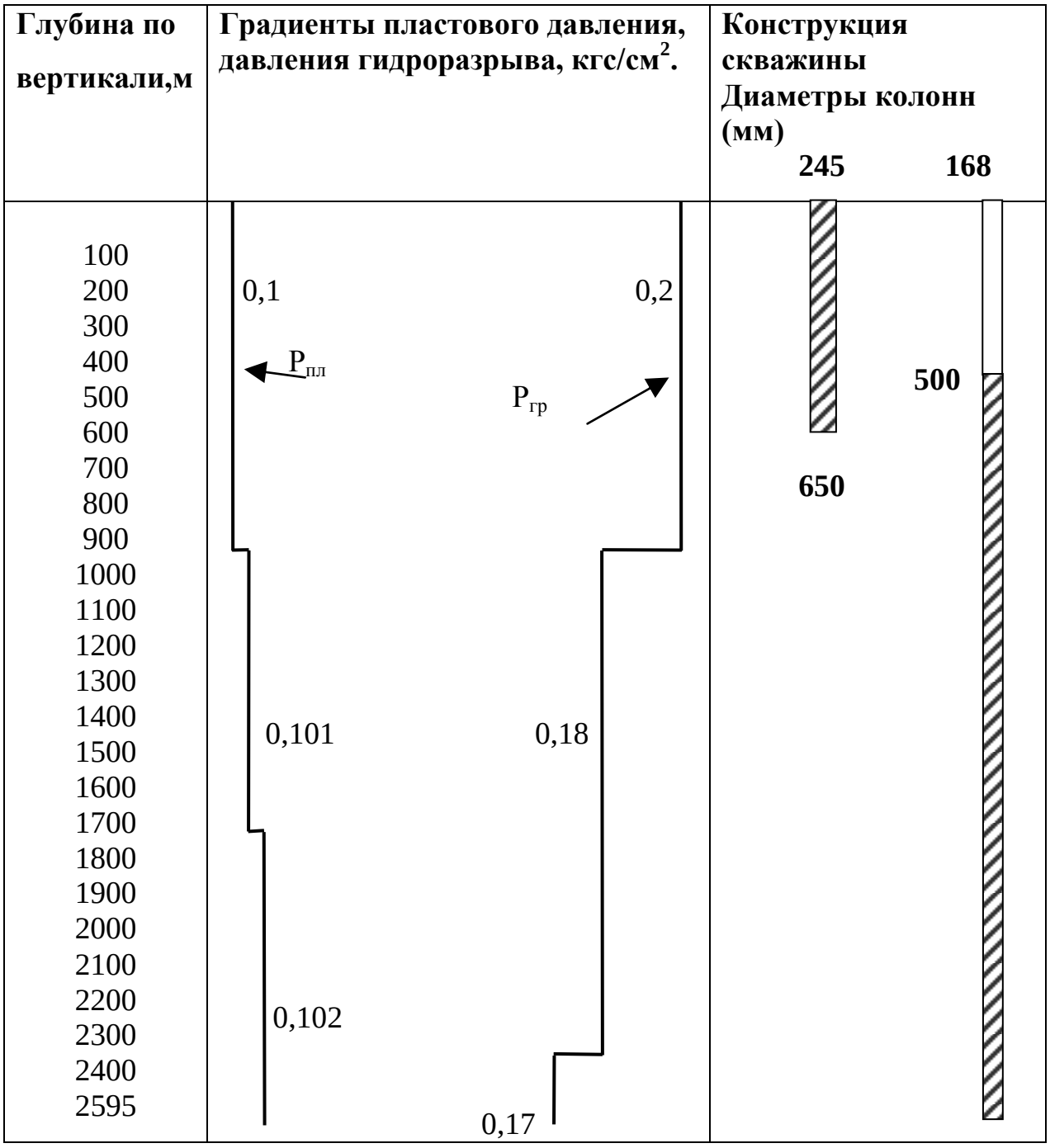


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что интервалы несовместимых условий отсутствуют, следовательно, нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 475,39 метров, но так как в интервале 0-600 метров ожидаются интенсивные осыпи, обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, то проектируем спуск кондуктора на глубину 650 метров, для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Глубина спуска эксплуатационной колонны 2771 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 650 метров;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 500 – 2771 метров.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из ожидаемого притока нефти 160 $м^3$/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 4.

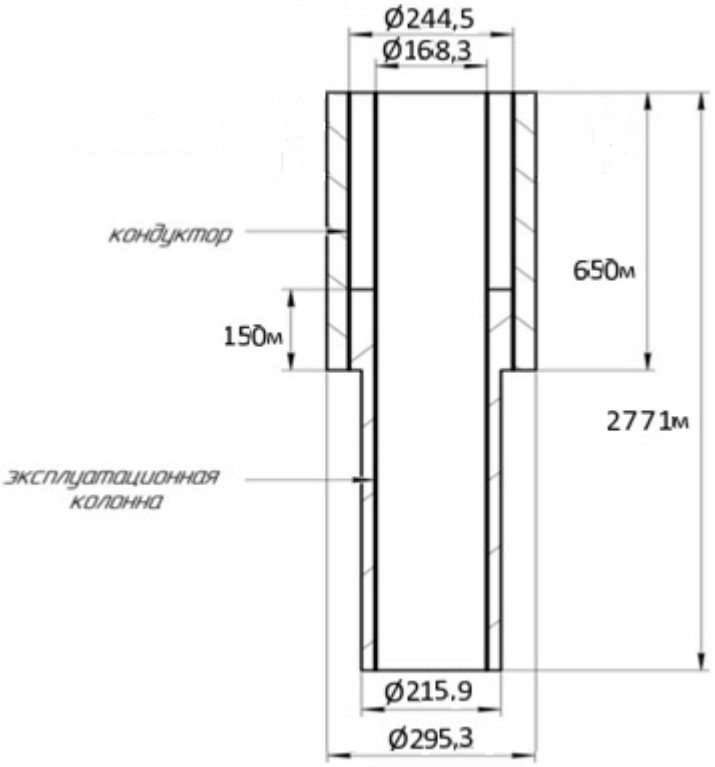


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,6 МПа.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 7,6 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

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 13.

Таблица 13 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-650	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
650-2771	Эксплуатационная колонна	

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «МГПК». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-650	650-920	920-2771
Шифр долота		III 295.3 М-ГВ	III-215,9 МС-ГВ	III-215,9 СЗ-ГВ
Тип долота		шарошечные		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М,С	С,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-117	з-117
	API	Reg	Reg	Reg
Длина, м		0,38	0,3	0,3
Масса, кг		75	38	33,5
G, тс	Рекомендуемая	10	6	6
	Предельная	20	16	16
n, об/мин	Рекомендуемая	200	200	200
	Предельная	400	400	400

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу. Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы.

Таблица 15 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-650	650-920	920-2771
Исходные данные			
α	0,8	0,8	0,7
$P_ш$, кг/см^2	250	400	1000
$D_д$, см	29,53	21,59	21,59
$k_т$	25	40	100
$D_с$,мм	13	12	10
q, кН/мм	19,6	29,4	49
$G_{пред}$, кН	47	25	25
Результаты проектирования			
G_1, кН	59,6	64,77	107,95
G_2, кН	55	65	162
G_3, кН	47	25	25
$G_{проект}$, кН	59	65	162

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для того, чтобы нагрузка достигла такой величины, которая необходима для разрушения породы.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота. Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью и разрушение будет носить усталостный характер, не смотря на то что осевая нагрузка будет достаточной.

Таблица 16 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-650	650-920	920-2771
Исходные данные				
$V_л$, м/с		2,8	2,8	1,8
$D_д$	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
τ, мс		6	5	5
z		22	18	18
α		0,8	0,8	0,7
Результаты проектирования				
n_1, об/мин		181	248	159
n_2, об/мин		295	361	361
n_3, об/мин		493	360	374
$n_{проект}$, об/мин		181	250	160

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

На основании полученных значений для бурения под кондуктор выбирается турбобур ТСШ–240, для бурения под эксплуатационную колонну турбобур 3ТСШ – 195, для вскрытия продуктивного горизонта в интервале 2421 – 2771 метров винтовой забойный двигатель Д1-195.

В таблице 17 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-650	650-2771
Исходные данные			
$D_д$	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
$G_{ос}$, кН		59	110
Q, Н*м/кН		1	1
Результаты проектирования			
$D_{зд}$, мм		240	195
$M_р$, Н*м		2091	2860
$M_о$, Н*м		2050	1500
$M_{уд}$, Н*м/кН		35,44	26

В таблице 18 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТСШ-240	0-650	240	9,74	2000	52	440	2,05
ЗТСШ-195	650-2421	195	25,7	4790	30	380	1,5
Д1-195	2421-2771	195	7,675	1350	25	80	3,1

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Промывочная жидкость должна обеспечивать отчистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-650	650-2771
Исходные данные		
$D_д$, м	0,2953	0,2159
K	1,5	1,5
$K_к$	0,65	0,65
$V_{кр}$, м/с	0,5	0,5
$V_м$, м/с	0,005	0,005
$d_{бт}$, м	0,147	0,147
$d_{мах}$, м	0,236	0,173
$d_{нмах}$, м	0,015	0,015
n	3	3
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5

Продолжение таблицы 19

$V_{кпмах}$, м/с	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_р$, г/см^3	1,28	1,32
$\rho_р$, г/см^3	1,12	1,08
$\rho_п$, г/см^3	2,4	2,4
Результаты проектирования		
Q_1, л/с	34	18
Q_2, л/с	46	16
Q_3, л/с	37	20
Q_4, л/с	26	26
Q_5, л/с	26	10
Q_6, л/с	72	13
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}$, л/с	63	35
$\rho_{табл}$, кг/м^3	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1120	1080
М, Н*м	14480	10500
$М_{табл}$, Н*м	6538	3703
m	0,8	0,8
n	2	1
$Q_н$, л/с	30	30
$Q_{пров1}$, л/с	64	32
$Q_{пров2}$, л/с	40	17

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-650	650-2771
Исходные данные		
Q_1, л/с	34	18
Q_2, л/с	46	16
Q_3, л/с	37	20
Q_4, л/с	26	26
Q_5, л/с	26	10
Q_6, л/с	72	13
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ, л/с	40	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q, л/с	64	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{тн}$, л/с	63	35
ρ_1, кг/м^3	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1120	1080

Продолжение таблицы 20

$M_{тм}$, Н*м	14480	10500
$M_{тб}$, Н*м	6538	3703

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. Колонна или участки ее одинакового размера, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. Нижний участок бурильной колонны при бурении собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые имеют больший, чем остальная колонна, диаметр и предназначены для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления ствола скважины. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 21-22

В таблице 23 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 21 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178×90	178	112	16284,8
2	УБТ-146×74	146	8	781
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-127×9	127	300	7839,4
2	ЛБТ-147×11	147	2351	22442,4

Таблица 22 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление			
$P_н$, кгс/мм^2	21,94	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)	
$P_{кр}$, кгс/мм^2	25,23	Да	Нет
$P_{кр}$/ $P_н$	1,5		

Продолжение таблицы 22

Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
Σ					
$Q_{КНБК}$, кгс	19064		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55		Да		Нет
F_k, мм^2	9263				
$\sigma_т$, кгс/мм^2	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
2	16	2211	1,08	7,85	22308
	E, кгс/мм^2	I, м^4	S, м	$D_з$, мм	D, мм
	2,1*10^6	594,2	12	172	147
Ψ^+/Ψ^-	0,36		$Q_р$, кгс	14127	
α	24,32		$M_{итах}$	469	
μ	0,25		W, см^3	93,56	
R, м	814		[σ], кгс/мм^2	29,23	
$Q_К$, кгс	36537		$\sigma_э$, кгс/мм^2	30,06	
$\sigma_р$, кгс/мм^2	10,95				
Выполняется условие $\sigma_э > [\sigma]$				Да	Нет
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
2	16	2211	1,08	7,85	22308
Σ					
$Q'_{тк}$, кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		**10562**	
$Q_{КНБК}$, кгс	19064				
n	3,47				
q_m, кгс/м	16				
$K_т$	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		**4368**	
n	3,47				
F_k, мм^2	9263				
$\sigma_т$, кгс/мм^2	38				

Таблица 23 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Назначение	Компоновка
1	Бурение вертикального участка под кондуктор (50 – 100 метров)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
2	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор (100 – 150 м)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85) Кривой переводник З-133/З-147 УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) Магнитный переводник ТБПВ 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
3	Бурение под кондуктор на участке стабилизации (150–650 м)	Долото III 295,3 М-ГВ (ГОСТ 20692-75). Калибратор13 КИ 295,3 СТК (ОСТ 39-078-79) ТСШ – 240 (ГОСТ 26673-85). Центратор УБТ – 178х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81)
4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (650–920м)	Долото III 215,9 С-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ОСТ 39-078-79) 3ТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
5	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации (920–1203,9 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Центратор РСТК – 214 (ТУ-26-02-852-83) 3ТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)
6	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (1203,9 – 2421 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) 3ТСШ1 – 195 (ГОСТ 26673-85) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146х74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)

Продолжение таблицы 23

7	Бурение под эксплуатационную колонну на участке уменьшения зенитного угла (2421 – 2771 м)	Долото III 215,9 СЗ-ГВ (ГОСТ 20692-75) Калибратор 10 КСИ 215,9 СТК (ОСТ 39-078-79) Д1 – 195 (ТУ 26-02-823-78) УБТ – 178 х90 (ТУ 14-3-835-79) УБТ-146х74(ТУ 14-3-835-79) ТБПК 127х9 (ТУ 39-01-10-685-81) ЛБТ 147х11 (ГОСТ 23786-79)

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Принимая во внимание особенности строения геологического разреза Пуглалымского месторождения приняты следующие параметры бурового раствора по интервалам бурения, представленные в таблице 24. В таблице 25 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 24 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения, м		k	$P_{пл}$, МПа	H, м	g, $м/с^2$	$\rho_{бр}$, $кг/м^3$	$\rho_{гп}$, $кг/м^3$	K	d, м
от	до								
0	650	0,1	6	650	9,81	1120	2400	1,5	0,003
650	1200	0,1	12,03	1200	9,81	1120	2400	1,5	0,002
1200	2771	0,05	25,23	2771	9,81	1080	2400	1,5	0,002

Результаты проектирования										
Интервал бурения, м		Плотность, $г/см^3$	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, $см^3$/30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	650	1,12	9,4	24,6	23,5	8,4	8-9	1	24,6	8,4
650	1200	1,12	6,3	15,4	23,5	6,4	9	1	15,4	6,4
1200	2771	1,08	6,5	15,8	22,7	6	8-9	1	15,8	6

Таблица 25 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	650	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, сайпан, барит, габроил HV, ФК-2000
650	2771	Полимерглинистый Техническая вода, глина бентонитовая марки ПБМА, барит, сайпан, габроил HV, кальцинированная сода, ФК-2000

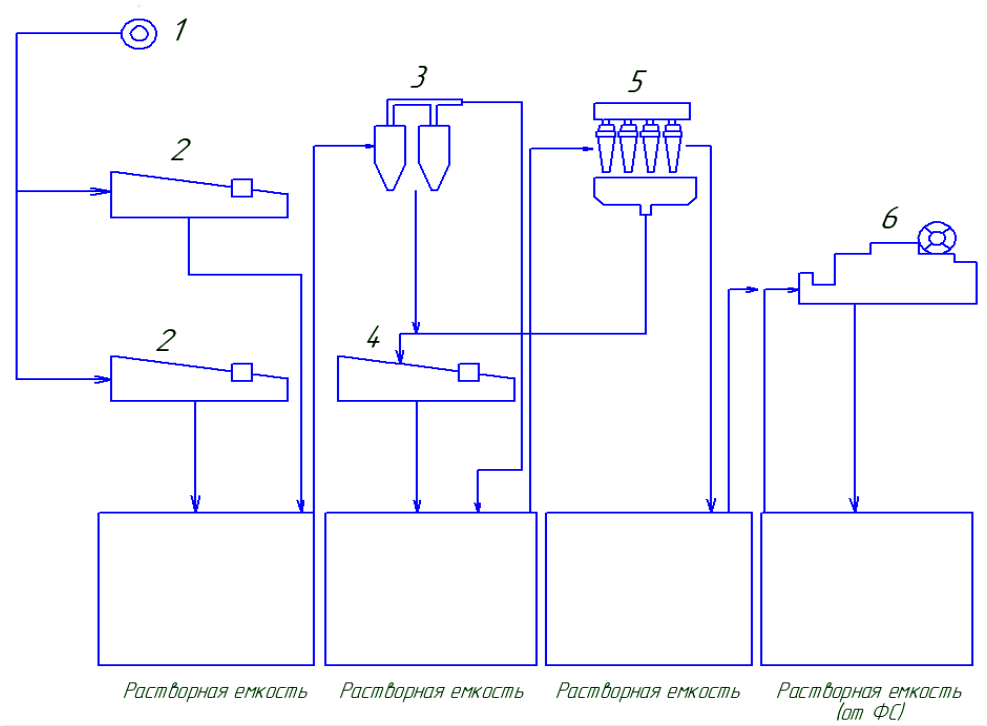


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Основные задачи при составлении гидравлической программы бурения скважины – выбор технологически необходимого расхода бурового раствора, оптимальной схемы и режима очистки забоя скважины и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов.

Таблица 26 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

H (по стволу), м	$d_д$, м	K	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_п$, кг/м^3
2771	0,2159	1,25	25,23	46,69	2400
Q, м^3/с	Тип бурового насоса	Vм, м/с	$\eta_п$, Па·с	$\tau_т$, Па	$\rho_{пж}$, кг/м^3
0,032	УНБ-600	0,005	0,03	21	1080
КНБК					
Элемент	$d_н$, м	L, м		$d_в$, м	
УБТ-178×90	0,178	112		0,09	
УБТ-146×74	0,146	8		0,074	
ТБПК-127×9	0,127	300		0,109	
ЛБТ-147×11	0,147	2351		0,125	

Таблица 27 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м^3	φ	$d_с$, м	Vкп, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	$\Delta P_о$, МПа
1784,62	0,98	0,2699	0,6	7,45	2,54
$\Delta P_г$, МПа	$\Delta P_р$, МПа	Vд, м/с	Ф, м^2	d, мм	
0,6	9,24	124,26	0,00022	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Sкп	ΔPкп	ΔPмк
УБТ-178×90	11086,3	2866,88	74,23	0,14	-
УБТ-146×74	14808,6	3087,46	125,29	0,01	-
ТБПК-127×9	17095,9	3235,26	159,05	0,2	-
ЛБТ-147×11	14689,6	3080,05	123,57	2,01	-
3ТСШ-194	9188,1	2762,04	51,18	0,045	-
Внутри труб					
Элемент	Re т	λ		ΔPт	
УБТ-178×90	14267,51	0,041		0,014	
УБТ-146×74	17352,38	0,032		0,0014	
ТБПК-127×9	11780,51	0,033		0,02	
ЛБТ-147×11	10272,61	0,033		0,14	

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, *кг/м*^{3}	1080	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, *кг/м*^{3}	1080
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, *кг/м*^{3}	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, *кг/м*^{3}	1830
плотность нефти $\rho_н$, *кг/м*^{3}	740	глубина скважины, *м*	2771
высота столба буферной жидкости h_1, *м*	500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, *м*	280
высота цементного стакана $h_{ст}$, *м*	25	динамический уровень скважины $h_д$, *м*	1730

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

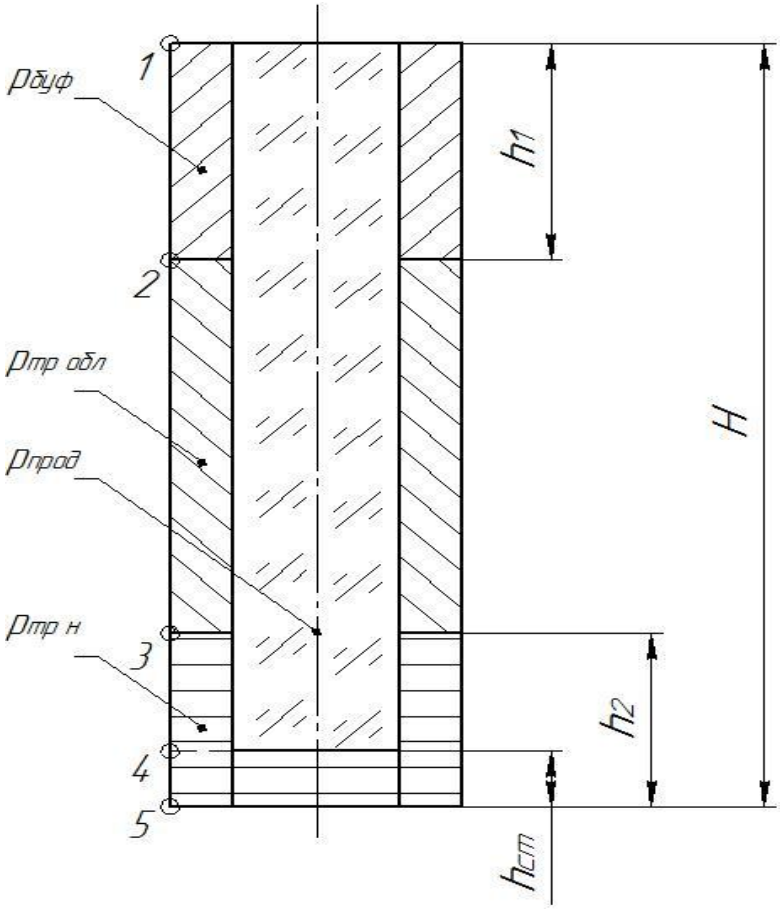


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – 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	500	2491	2746	2771
Наружное избыточное давление, МПа	0	0	6,37	8,28	8,28

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

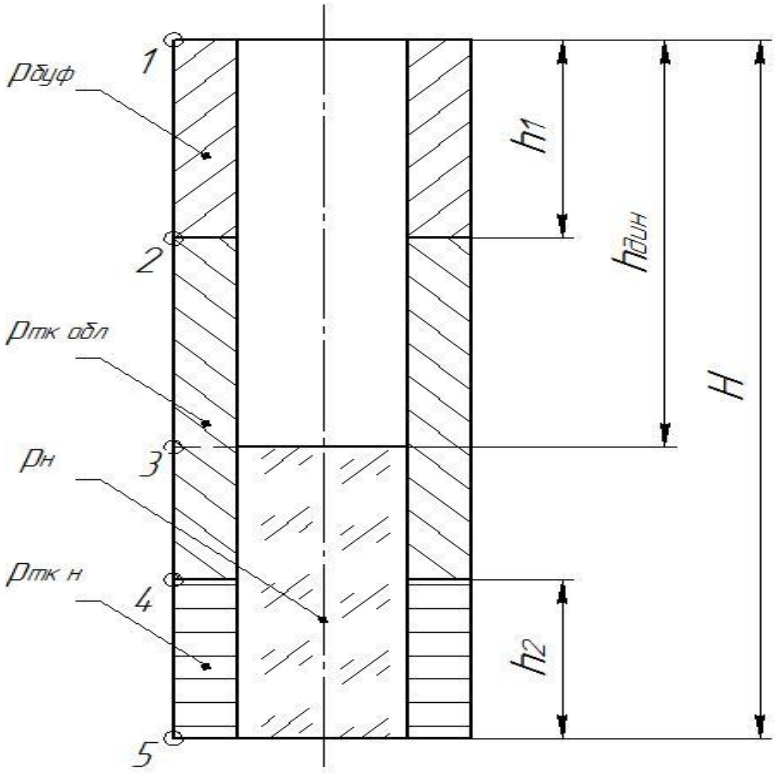


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 30 – 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	500	1730	2491	2771
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,4	22,62	27,64	30,69

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

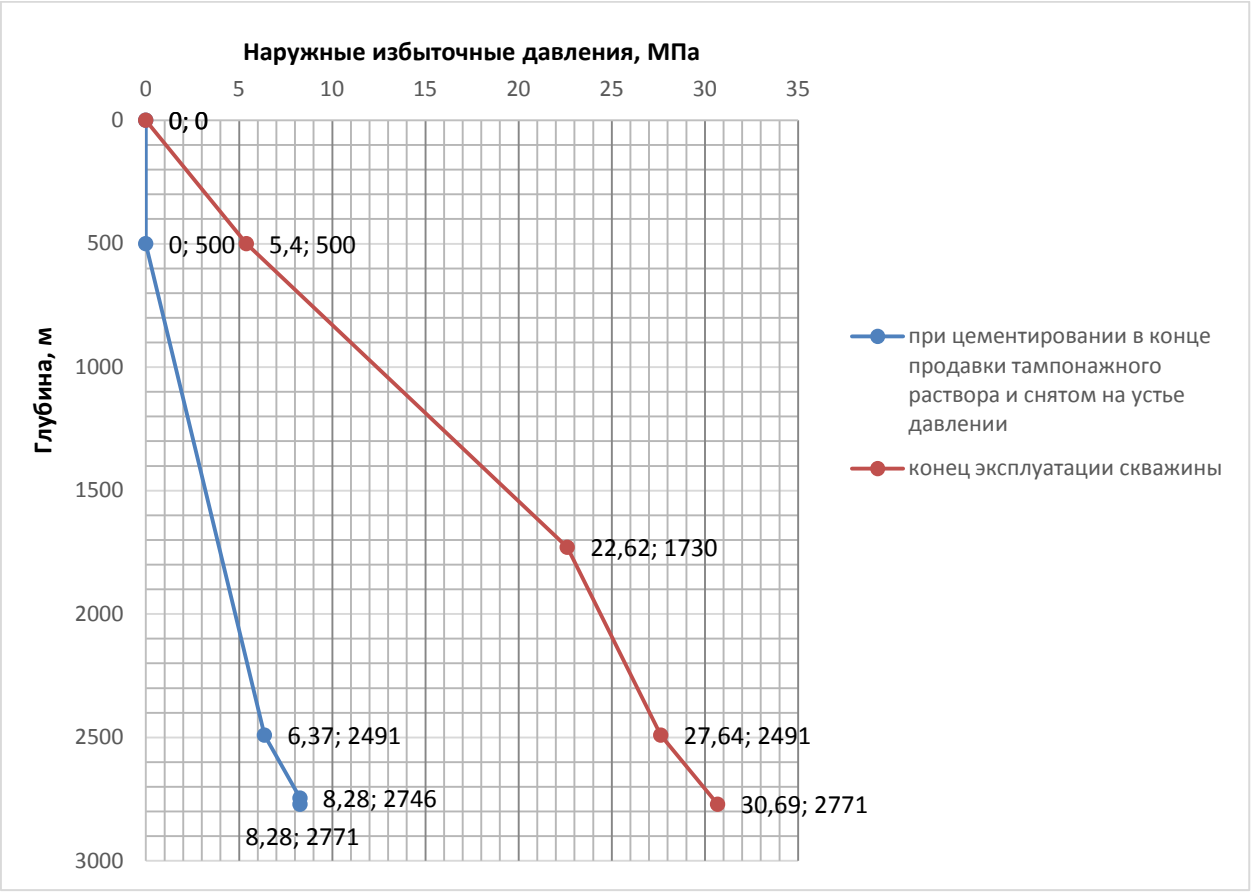


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 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 17,62 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

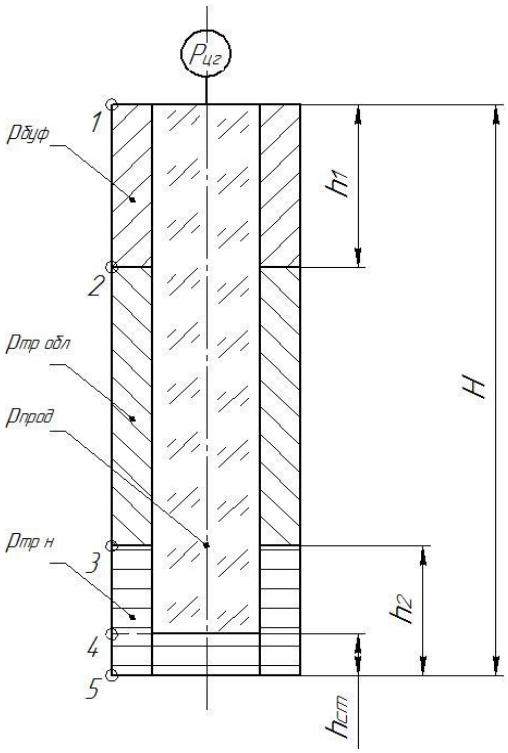


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 31 – 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	500	2491	2746	2771
Внутреннее избыточное давление, МПа	17,62	17,62	11,25	9,34	9,34

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 11,5 МПа.

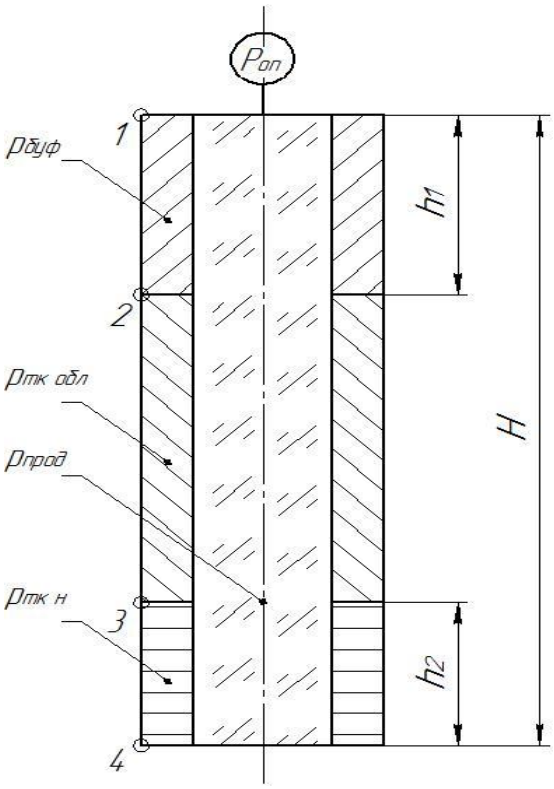


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	500	2491	2771
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,5	5,13	3,02

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

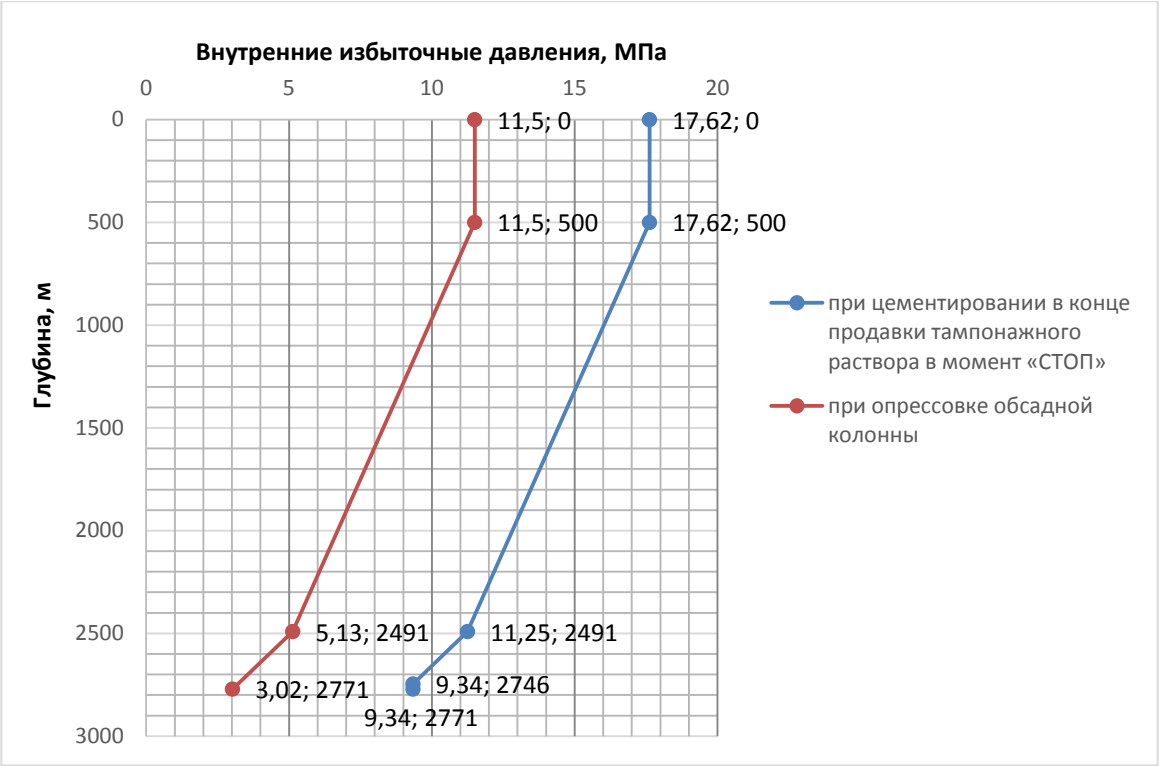


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	10,6	571	41,4	23639,4	23639,4	2771-2200
2	Д	8,9	630	35,4	22302	45941,4	2200-1570
3	Д	8	300	32,4	9720	55661,4	1570-1270
4	Д	7,3	1270	29,4	37338	92999,4	1270-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяем возможность одноступенчатого цементирования.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

38,55 < 45,07 МПа. Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, $м^3$	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$
$\rho_{тр}$=1830 $кг/м^3$	7,92	10467,3	8,91
$\rho_{тробл}$=1400 $кг/м^3$	51,73	38625,1	19,23
Сумма	59,65	49092,4	28,14

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, $м^3$
Буферная	16,7
Продавочная	39,74

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

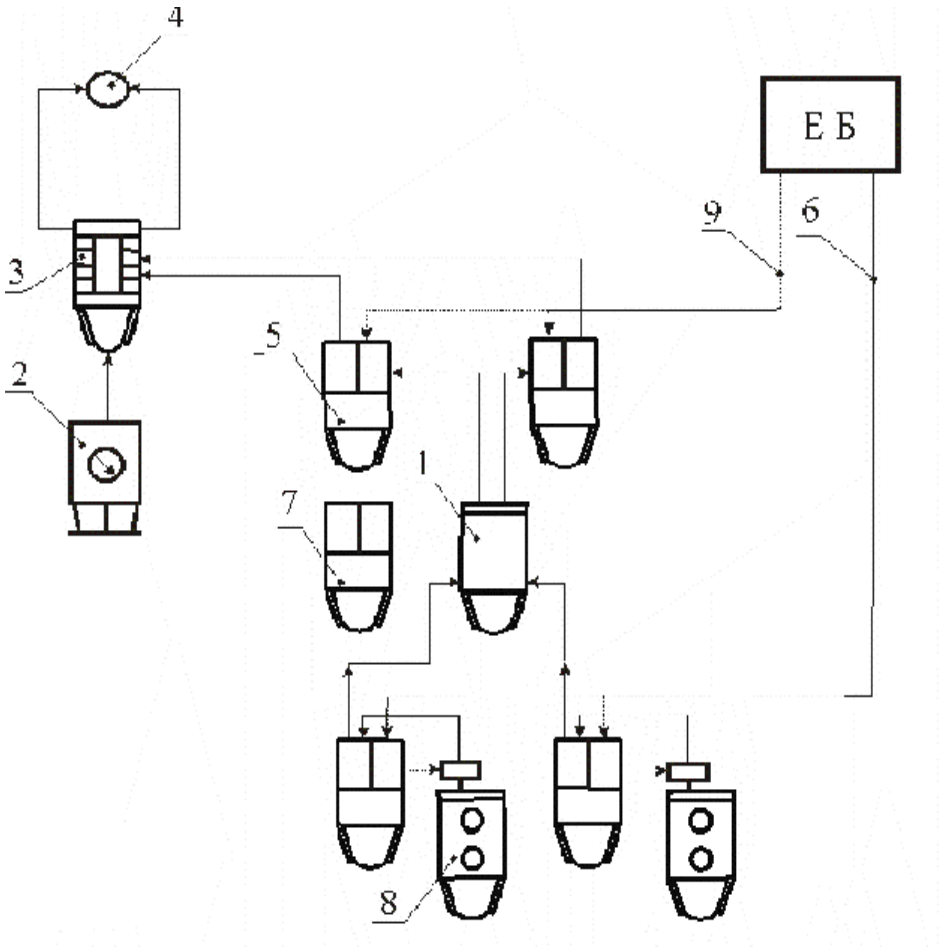


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1-осреднительная установка УО–6; 2 – станция СКС–2М; 3 – блок манифольда БМ-700; 4 – цементировочная головка; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320А; 6 – водяная линия из системы водоснабжения буровой установки; 7 – резервный цементировочный агрегат; 8 – цементосмесительная машина УС6-30; 9 – линия с продавочной жидклстью.

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 13.

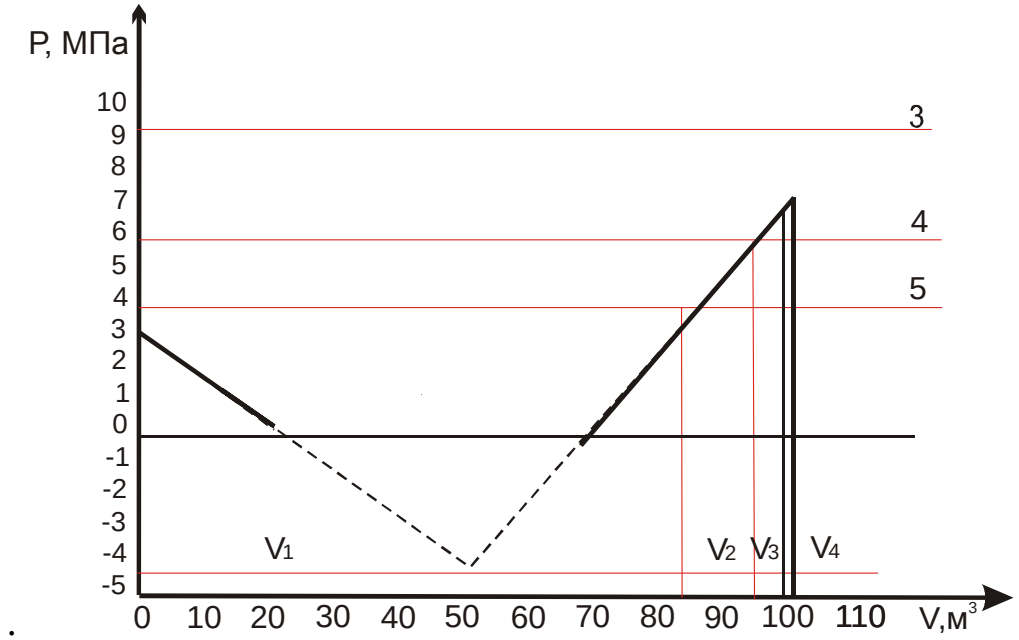


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 8 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 36 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, $м^3$
V	83,5
IV	11
III	4,93
II	2

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 47,1 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БК-168;
- ЦКОД 168-1;
- заколонный пакер типа ПГПМ-168;
- центраторы ЦЦ-2-168/216

Центраторы типа ЦЦ-2-168/216 устанавливаются через 10 метров в интервале продуктивного пласта. Как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество

центраторов на один объект – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 метров три таких центратора, один на верхней трубе.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанную арматуру типа АФК –65*21 (ТУ 26-16-45-77).

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать ленточный перфоратор ПКС 105Т. Интервал перфорации составляет 17,16 м.

Вызов притока на данной скважине будет производиться заменой жидкости в скважине на техническую воду с последующей закачкой пенной системы. Принимаем частичный цикл закачки пены с использованием одного агрегата ЦА-320А, одного компрессора СД 9/101 и эжектора жидкостно–газового.

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 88,96 т, а вес бурильной колонны – 47,2 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	47,2	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	4,24

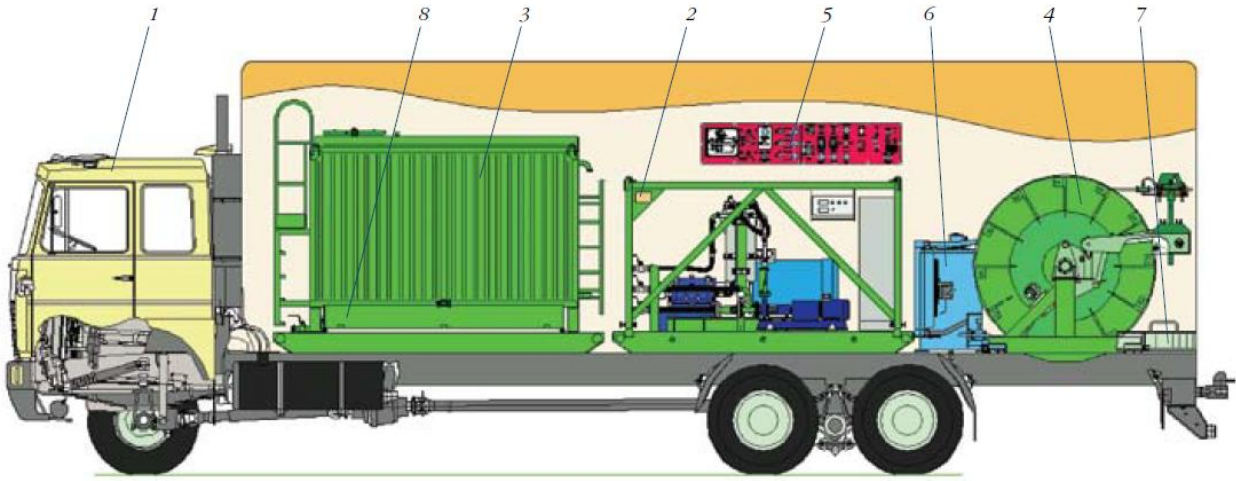
Продолжение таблицы 37

Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	88,96	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,25
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	61,36	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	3,26
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	208 47,2	$k_{по}= P_{о}/ P_{бо}$ ($k_{по}>1,25$)	12,5
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	88,96		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $м^2$ ($F_{бо}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
5	69	371,22	
6	36	193,68	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Радиальное вскрытие пластов.

Среди залежей с трудноизвлекаемыми запасами и неоднородными коллекторами часто встречаются ситуации, когда необходимо адресное, избирательное воздействие на отдельные низкопроницаемые зоны или интервалы пластов для значительного увеличения площади фильтрации. Это возможно путем создания в пределах этих зон (интервалов) системы каналов для сбора пластового флюида и последующей транспортировки его к скважине. Причем траектория входа каналов в эти зоны из скважины должна быть во многих случаях близкой к 90° по отношению к стволу скважины. Как известно, такие условия обеспечивает технология радиального вскрытия пласта.



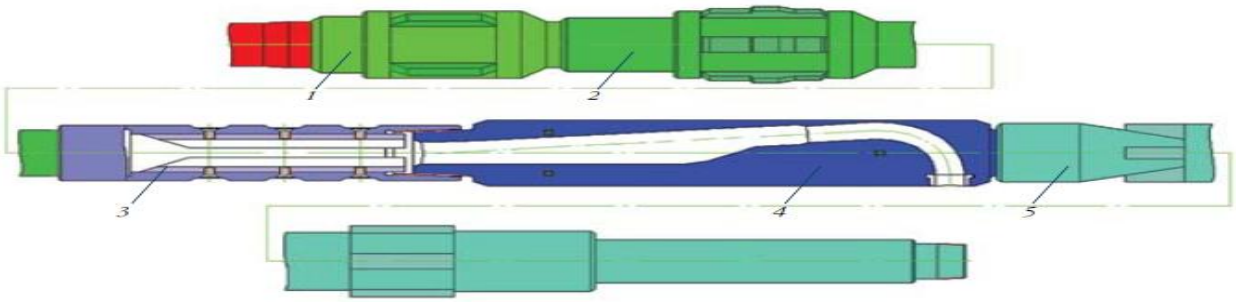
1 – шасси типа МАЗ; 2 – установка насосная; 3 – емкость; 4 – узел намотки гибкой трубы; 5 – система управления ; 6 – гидросистема; 7 – сборное основание; 8 – скважинное оборудование.

Рисунок 14 – Установка для радиального вскрытия пласта.

Технология первоначально предназначалась для скважин с падающей добычей, которые в конце своего срока службы дают очень малый дебит. Принцип работы технологии основан на гидроэрозионном разрушении твердых пород. До начала работы радиальщиков бригада текущего ремонта осуществляет подготовку скважины: извлекает подземное оборудование,

производит шаблонировку эксплутационной колонны. Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

В скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается компоновка для фрезерования с отклоняющим башмаком, имеющий специальный канал-проток для прохождения инструмента (фрезы) и гибкого шланга, и фиксируется с помощью двухстороннего механического якоря.



1 – фрикционный узел; 2 – локатор муфтовых соединений; 3 – направляющая; 4 – башмак отклоняющий; 5 – механический якорь.

Рисунок 15 – Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта (компоновка направляющая).

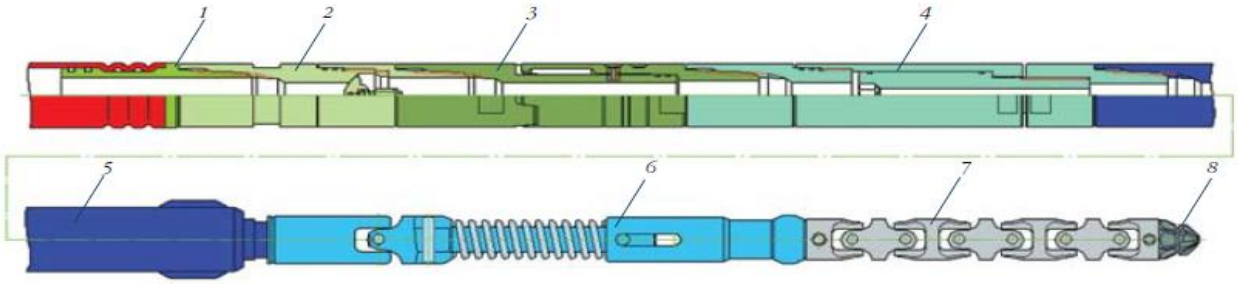
Выполняются геофизические работы по определению азимутального положения фрезы.

Производится поворот фрезы в заданное азимутальное направление для фрезерования первого отверстия.

Выполняется фрезерование первого отверстия в эксплуатационной колонне, при помощи фрезы приводимой в движение ВЗД, работающим с частотой не менее 100 об/мин., с регистрацией параметров фрезерования (они отображаются на мониторе компьютера в виде графика и в цифровом виде накапливаются в базу данных).

Выполняется отвод фрезы в исходное положение.

Производится поворот фрезы на заданный угол и фрезерование последующие отверстий.



1 – соединитель; 2 – клапан обратный; 3 – разъединитель аварийный; 4 – механизм доворота; 5 – ВЗД; 6 – механизм нагружения; 7 – гибкий вал; 8 – инструмент.

Рисунок 16 – Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта (компоновка для фрезерования).

После фрезерования необходимого количества отверстий производится совмещение выхода отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием.

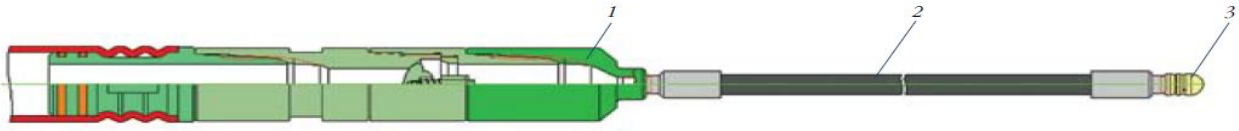
В колонну НКТ спускается закрепленный на ГНКТ рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая через отклоняющий башмак входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны.

Насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением 70–90 МПа с расходом 12–15 л/мин рабочая жидкость, и производится формирование канала фильтрации длиной до 100 м (направление размыва нерегулируемое).

Насадка выводится из созданного канала в направляющий башмак.

Производится поворот и совмещение выходного канала башмака со следующим просверленным отверстием.

Выполняется размыв последующих каналов.



1 – переходник; 2 – рукав высокого давления (РВД);3 – насадка гидромониторная (струйная).

Рисунок 17 – Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта (компоновка для вскрытия пласта).

При необходимости после формирования системы протяженных каналов фильтрации в одной плоскости (в одном интервале пласта) вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине для формирования второго уровня сети каналов фильтрации. На одном уровне в разных направлениях выполняется до 4–6 радиальных каналов под углом 90° к стволу скважины. Количество уровней создания сети каналов, количество каналов на каждом уровне и их направления определяются исходя из геологических особенностей пласта. Так как направление создаваемого канала нерегулируемое, для контроля траектории канала разработан специальный автономный мини-инклинометр, который позволяет в последующем четко понимать, как сформирована система сбора пластового флюида, ее положение в пласте и по отношению к скважине. Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляются оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб и закрепляемого на ней с помощью специально разработанных кожухов-протекторов. При необходимости по окончании радиального вскрытия для увеличения проницаемости, полученные каналы промываются раствором кислоты.

Блок управления внутрискважинной компоновки позволяет:

1. Регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск следующие параметры:

• температуру в зоне блока электроники;

• величину выдвижения сверла;

• ток, потребляемый двигателями привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

2. Управлять с рабочего места оператора:

• подводом/отводом сверла;

• допустимой нагрузкой на сверло;

• направлением сверления;

• включением/выключением двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Преимущества технологии

Технологии радиального вскрытия пласта актуальны как метод интенсификации и метод повышения отдачи пласта на всех стадиях жизни месторождения. По сравнению с ГРП данная технология уступает в удельной эффективности, но несравненно эффективнее при необходимости избирательного подхода по интервалам воздействия и пространственному направлению. Кроме того, данная технология не воздействует на крепь обсадной колонны и применима при близком расположении водоносных объектов, а в нефтяных залежах позволяет проводить интенсификацию в непосредственной близости от газовой шапки. Деликатность технологии вскрытия пласта боковыми стволами малого диаметра позволяет использовать ее даже тогда, когда другие методы интенсификации не применимы. Эффективна технология в случаях приобщения к разработке значительно расчлененных объектов и малых по мощности, когда многостадийный гидроразрыв становится не эффективен по ценовым критериям. Технологии радиального вскрытия пласта очень адаптивны к совместному использованию с другими технологиями и позволяют проводить глубоко проникающие кислотные обработки.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (4)$$

В таблице 38 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 38 – Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	1
Начальная глубина интервала, H_1(м)	0	650
Конечная глубина интервала, H_2(м)	650	2771
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	3000	3000
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, $N_{сп}$(шт)	31	112
Количество поднимаемых свечей $N_{под}$(шт)	30	111
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, $T_{1СВ}$(мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, $T_{СП}$(час)	1,7	2,54
Время подъёма свечей, $T_{ПОД}$(час)	5	5,1
Время спуско-подъемных операций, $T_{СПО}$(час)	14,42	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час}, \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м}, \quad (8)$$

Таблица 39 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2771
Продолжительность механического бурения, $t_М$(час)	109
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , $t_{ПВР}$(час)	51
Календарное время бурения, $T_К$(час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	2
Механическая скорость бурения, $V_м$(м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, $V_Р$(м/час)	14,8
Коммерческая скорость, $V_К$(м/ст.мес)	4534
Средняя проходка на долото по скважине, $h_{ср}$(м)	3000

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

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 40, 41.

Таблица 40 – родолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту, час
1. Строительно-монтажные работы	720
2. Подготовительные работы к бурению	48
3. Бурение и крепление, в том числе	432
4. Испытание	144,0
Итого на скважину	1344

Таблица 41 – Продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	4,5	1,83	2,6
Крепление	9,3	4,6	4,7
Вспомогательные работы	4,2	1,3	2,9
Всего	18	7,8	10,2

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 42

Таблица 42 – Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес.												
Буровые	Строительство скважины-0,6 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,23 мес.												
Вышкомонтажные	Передвижка 15 м, 0,05 мес.												

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с отдаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер	1 чел,
Помощник бурового мастера	3 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Помощник бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	2 чел,
Сварщик 5р,	2чел.
Электромонтёр	2 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 43 – Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17 633 500	17 633 500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2771	45500	118 072 500
	3.Работы по креплению	ч	393,6	32450	12 772 320
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531 855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2 150 000
	Итого полевых работ: Σ1				**137663375**
	1. Организация полевых работ % 1,2 от Σ 1				2095090
	2. Ликвидация полевых работ % 1,5 от Σ 1				2618863
	Итого расходов А: Σ 2				**142377328**
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	35860965
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	23309627
	Итого расходов Б: Σ 3				**59170592**
	Итого основных расходов А+Б				**238475421**
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	33386558
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	40779297
	Итого по расчету:				**312641276**
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1396727
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5379144
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8965241
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7154262
ИТОГО себестоимость проекта					**312953537**
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					**369285173**

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Строительства скважины это технологически процесс содержащий опасные и вредные факторы, влияющие на человека и природу. Оборудование буровой установки находится под высоким давлением и напряжением, подвижные части машин несут высокую опасность для рабочих. Работы по бурению скважин часто проводятся в суровых климатических условиях.

5.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты

(вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Превышение уровня шума и вибрации.

Основным источником шума и вибрации на буровой установки является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дбА [Сан. П и.Н] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шумя действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Сенсибилизации организма, вызванной микроорганизмами, перечисленными выше, и микроорганизмами: животными, растениями и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой (АКБ 3М2);
- вибросита;
- вращающийся вал бурового насоса УНБ-600;
- крюкоблок.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

Все эти мероприятия помогут оградить работников от получения травм при работе с механизмами и движущимися машинами.

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

Основные непосредственные причины электротравматизма: доступность прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применение блокировочных устройств;

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.
- Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.
- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.
- Проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств.
- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°,ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжени.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в

присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- Располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- Хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от разряда статического электричества все оборудование, а также буровая установка заземляются.

Взрывы возможны при:

- наличии горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- наличие окислителя или среды;
- наличие сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание, разряд статического электричества).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения ВНТП 3-85 и 2 мотопомпы ММ 27/100. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

Для ликвидации горения ЛВЖ и ГЖ на складе хранится концентрированный фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь «НАТИСК НСК» 3%. Для подачи пены в очаг пожара применяются установки комбинированного тушения пожаров УКТП “Пурга-10” – 2 шт., также они могут применяться для тушения пожара на всех объектах, размещаемых на площадке.

5.2. Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.	3.Рекультивация земель. 1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорениепочвы производственными отходами и мусором.	Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	Засыпка выемок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.	Уборка и уничтожение порубочных остатков. 1.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос.
Лесные пожары.		2.Использование вырубленной древесины.
	Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").	1.Попенная оплата.
Оставление недорубов, захламление лесосек.		2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.

Продолжение таблицы

1	2	3
Вода и водные ресурсы Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов. Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики). 1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра.	Нарушение естественных свойств геологической среды. Некомплексное изучение недр.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин. 1.Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2.Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. 1.Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2.Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.

Продолжение таблицы

1	2	3
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1.Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2.Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. Профилактическая работа.

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;

- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

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

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.[14]

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

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр.

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

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.[14]

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76ОП):

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары).

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении категории А: горючии газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 ^{0}С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПА. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избытачное давление взрыва в помещении превышает 5 кПА.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от кульбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 45 представлена укомплектованность пожарного щита

Таблица 45 – Укомплектованность пожарного щита

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	огнетушитель пенный	2 шт.
2.	лопата штыковая	1 шт.
3.	лопата совковая	1 шт.
4.	багор	2 шт.
5.	топор	2 шт.
6.	ведро	2 шт.
7.	лом	2 шт.
8.	ящик с песком	1 шт.
9.	кошма 2×2 м	1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 1997 определяет правовые, экономические, и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации к локализации последствий аварии.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;

- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;

- уставом организации;

- правилами трудового распорядка;

- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);

- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;

- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;

- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;

- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;

- порядок оформления технической документации;

- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;

- проектирование и планирование буровых работ;

- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;

- основы экономики и организации производства, труда и управления;

- основы трудового законодательства;

- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Таблица 46 – Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624–03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы представлены аргументации по всем вопросам, изложенные в ней, а именно характеристики района для производства работ, в том числе геологические, экономические и географические.

Для строительства эксплуатационной наклонно-направленой скважины глубиной 2771 метров был аргументирован турбинный способ бурения, одноколонная конструкция скважины с четырехинтервальным профилем. Обоснован выбор забойных двигателей и буровой установки. Выполнены расчеты объемов промывки, осевой нагрузки и частоты вращения на долота, доказан также выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, проведен расчет цементирования и приведен состав бурового раствора. Выполнено проектирование конструкции обсадных колонн, при условии их равнопрочности по всей протяженности.

В организационно-экономическом разделе был составлен: план мероприятий по увеличению производительности труда, нормативной продолжительности строительства скважины, расчеты трудозатрат и сводный расчет затрат.

В ходе выполнения дипломной работы были упомянуты вопросы экологической и производственной безопасности в чрезвычайных ситуациях, и не только.

Для рассмотрения в специальной части взят вопрос: «Радиальное вскрытие пластов».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. -Томск: Изд. ТПУ, 2002.-95с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практ. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
3. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. – 670 с.
4. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2004. – 160 с.
7. Борисов К.И., Рязанов В.И Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые. - М.: Недра, 1994. – 140с.
9. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302 с.
10. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2001. – 679 с.
11. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.-296 с.
12. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
13. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник –М.: Недра, 1997.– 174 с.

15. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1979. – 303 с.
16. Попов А.Н., Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2003. – 509 с.
17. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов. : журнал Нефтегазовое дело, 2006 г.
18. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. -М.: Недра, 1987.-205с.
19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ.
20. Абалаков А.Д. Экологическая геология. Учебное пособие: Иркутск, 2007. – 267 с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. – 279 с.
22. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Госстрой СССР, 1991.