



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
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2730 МЕТРОВ НА ДВУРЕЧЕНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2730)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Лихолобов О.Е.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
 в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2730 метров на Двуреченском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>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).</p>	<p>Выбор способа бурения. Проектирование профиля и конструкции скважины. Проектирование процесса углубления скважины. Проектирование процессов заканчивания скважины. Выбор буровой установки. Проектирование бурового технологического комплекса. Экономическая часть. Безопасность в рабочей зоне. Чрезвычайные ситуации. Охрана окружающей среды.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Геолого-технический наряд (ГТН); Компоновка низа буровой колонны (КНБК)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов Кирилл Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич

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

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

Данные по строительству скважин на Двуреченском нефтяном месторождении

Расчет технико-экономических показателей

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.
3. Нормативная карта.
4. Составление линейно-календарного графика.
5. 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	Глызина Татьяна Святославовна	К. Х. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Двуреченском нефтяном месторождении.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная ответственность</p> <p>1.1. Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Двуреченском нефтяном месторождении</p> <p>1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Двуреченском нефтяном месторождении</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Недостаточная освещенность рабочей зоны <ul style="list-style-type: none"> - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами <ul style="list-style-type: none"> - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
<p>2. Экологическая безопасность</p>	<ul style="list-style-type: none"> Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды <ul style="list-style-type: none"> - Водопотребление и водоотведение - Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения <ul style="list-style-type: none"> - Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин <ul style="list-style-type: none"> - Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения <ul style="list-style-type: none"> - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды - Охрана животного мира - Охрана недр при строительстве скважин

<p align="center">3 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах</p>	<p>При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах.</p> <ul style="list-style-type: none"> - остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей. - остановить все силовые приводы. - отключить силовые линии и линии освещения. - остановить все огневые работы. - предпринять меры по отключению соседних производственных объектов. - запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном. - предотвратить растекание нефти на территории. - сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.
<p align="center">4 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p align="center">Нормы:</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»</p> <p>СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</p> <p>ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Лихолобов Олег Евгеньевич		

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



Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	...
	Технологическая часть	...
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бузанов К.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав. кафедрой БС	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 с., 12 рис., 35 табл., 1 схема, 16 литературных источников, 8 прил., 2 листа графического материала.

Ключевые слова: интенсивность искривления, технология бурения, цементирование, испытание, освоение, эксплуатационная колонна.

Объектом исследования является эксплуатационная скважина Двуреченского нефтяного месторождения.

Цель работы – технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2730 метров на Двуреченском нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводились расчёты по конструкции, технологии бурения, заканчиванию, сметной стоимости и безопасности строительства скважины.

В результате исследования спроектирована конструкция и технология бурения скважины глубиной 2730 метров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: эксплуатационная наклонно-направленная скважина имеющая пятиинтервальный профиль.

Область применения: процесс проектирования строительства скважин в условиях Западной Сибири.

Экономическая эффективность/значимость работы: избежание рисков аварийности и экономических издержек в связи с предотвращением прихватоопасности.

В будущем планируется выработка практических рекомендаций по определению места установки ясса и целесообразности его применения при бурении различных интервалов горизонтальных скважин.

Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный клапан обратный дроссельный
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПЦН	пробка цементировочная нижняя
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
БУ	буровая установка
ВУК	виброударный механизм
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ГУМ	Гидравлический ударный механизм
УБТ	утяжелённая буровая труба

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2. Геологические условия бурения	17
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	20
1.4.Зоны возможных осложнений	23
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	25
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений	27
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	29
2.2.4.Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3.Углубление скважины	31
2.3.1.Выбор способа бурения	31
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	31
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.4.Расчет частоты вращения долота	32
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.6.Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.7.Выбор компоновки и бурильной колонны	36
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	39
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины	41
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин	42
2.4.1.Расчет обсадных колонн	42

2.4.2.Расчет наружных избыточных давлений	42
2.4.3.Расчет внутренних избыточных давлений	45
2.4.4.Конструирование обсадной колонны по длине	48
2.4.5.Расчет процессов цементирования скважины	48
2.4.5.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	48
2.4.5.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	49
2.4.5.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	49
2.4.5.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	49
2.4.5.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	49
2.4.5.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	50
2.4.6.Выбор технологической оснастки обсадных колонн	51
2.4.7.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	52
2.5.Выбор буровой установки	52
3.СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1.Прихваты труб	54
3.2.Причины возникновения	55
3.3.Ликвидация прихватов бурового инструмента	56
3.4.Ликвидация прихватов с помощью яссов	62
3.5.Яссы бурильные гидромеханические WDT	63
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия	68
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	70
4.3. Нормативная карта	72
4.4. Составление линейно-календарного графика	72
4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
5.1.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	74
5.1.1.2. Недостаточная освещенность	74
5.1.1.3. Превышение уровней шума	76
5.1.1.4. Превышение уровней вибрации	76
5.1.1.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	77
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
5.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	77
5.1.2.2. Поражение током	77
5.1.2.3. Пожаровзрывобезопасность	78
5.2. Экологическая безопасность	79
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
5.3.1. Порядок действия сил и средств по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций	85
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	
Приложение З	

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль является одной из лидирующих отраслей российской экономики. Ее развитие крайне важно для нашей страны.

В данное время многие месторождения находятся в последней стадии разработки. В основном это месторождения Западной Сибири. Поэтому развивается тенденция снижения дебитов скважин и увеличение затрат на извлечение углеводородных (нефтяных, газовых) ресурсов. На данном этапе остро встает вопрос о необходимости модернизации производства и внедрении новых технологий, направленных на снижение себестоимости продукции.

Одним из решений этой задачи считаю необходимость усовершенствования технологий, связанных с заканчиванием и бурением скважин. Обосновывается это тем, что бурение и заканчивание – самая дорогостоящая отрасль нефтегазовой промышленности, и именно в неё нужно внедрять новые более совершенные и модернизированные технологии, позволяющие снизить трудоёмкость, сократить затраты и увеличить качество работ.

1.ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1.Географо-экономическая характеристика района работ.

Географо-экономическая характеристика района работ представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Географо-экономическая характеристика района работ.

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Двуреченское
Административное положение Республика Область (край) Район	Россия Томская Каргасокский
Температура воздуха, градус среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 3 +36 - 55
Среднегодовое количество осадков, мм	500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,25
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра, град	45
Рельеф местности	равнинный
Состояние местности	заболочена на 40-70%
Растительный покров	болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой
Толщина почвенного слоя, м	0,5
Толщина снежного покрова, м	0,6
Водоснабжение	Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки по поверхности земли, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

Расстояние до областного центра-720км, до поселка Новый Васюган-170км, до вахтового поселка Пионерный-310км.

Транспортировку оборудования и материалов круглогодично осуществляют автомобильным и тракторным транспортом по автодороге через Игольско – Таловое месторождение.

Для перевозки рабочего персонала используют вертолеты и автобусы из г. Стрежевой.

Обзорная карта района работ представлена на рис. 1.1.

Рис. 1.1 - Обзорная карта района работ.



1.2. Геологические условия.

Литолого-стратиграфический разрез Двуреченского месторождения представлен в табл. 1.2.

Таблица 1.2 - Стратиграфическое деление разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1.3
46	269	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0	-	1.3
269	407	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0	-	1.3
407	577	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	-	1.3
577	627	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1.3
627	773	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1.7
773	828	Славгородская	K ₂ sl	0	-	1.7
828	896	Ипатовская	K ₂ ip	0	-	1.7
896	914	Кузнецовская	K ₂ kz	0	-	1.7
914	1701	Покурская	K ₁₋₂ pk	0	-	1.7
1701	1761	Алымская	K ₁ al	0	-	1.7
1761	2252	Киялинская	K ₁ kls	0	-	1.7
2252	2344	Тарская	K ₁ tr	0	-	1.1
2344	2650	Куломзинская	K ₁ klm	0	-	1.1
2650	2668	Баженовская	J ₃ bg	1,5	-	1.1
2668	2730	Васюганская	J ₃ vs	2-3	-	1.1

Литологическая характеристика разреза скважины приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3 - Литологическая характеристика разреза скважины.

Инд екс страти графич еского подраз делени я	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от вер х	до низ	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разномерные, полимиктовые; глины, суглинки желтые.
Pg ₃ - N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые.
Pg ₂ - Pg ₃ cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато- серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg ₁ tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разномерные, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K ₂ gn	627	773	глины опоковидные	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K ₂ sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опоквидные, плотные. Алевролиты песчаные, темно- серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчаные.
K ₂ kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.
K ₁₋₂ pk	914	1701	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчаные тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюдистые, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.

Продолжение табл.1.3

1	2	3	4	5
K ₁ al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разномасштабные, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разномасштабные.
K ₁ kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчаные буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K ₁ tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K ₁ klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитовые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J ₃ bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J ₃ vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Двуреченского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – тюменская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины приведены в табл.1.4.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).

Таблица 1.4 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q - K ₂ ip	0	750	глины, алевролиты, песчанники,	1,9-2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10 – 12	1,2 -4,0	I-II	M
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	12-18	1,2-4,0	III-VIII	MC, C
K ₁ al - J ₃ bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0 - 10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₂)	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C

Физико-механические свойства пород Двуреченского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2668—2700 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%, глинистостью 11%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

Давление и температура по разрезу скважины приведены в табл.1.5.

Таблица 1.5 - Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс стратиграф ического подразделен ия	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источни к получен ия
			кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источн ик получе ния	кгс/см ² на м		источни к получен ия		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg ₃ -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg ₂ ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg ₁ tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K ₂ sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₁₋₂ pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ al	1701	1761	0,1	0,101	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K ₁ kls	1761	2252	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K ₁ tr	2252	2480	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K ₁ klm	2480	2650	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃ bg	2650	2668	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	92	РФЗ
J ₃ vs	2668	2730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,16	0,16	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 93 °С.

Характеристика водоносности приведена в табл. 1.6.

Таблица 1.6 – Водоносность.

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м.Дарси	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
группа А	Pg ₂ -Pg ₃	20	ПК 350	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K ₁₋₂	930	1720	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K ₁	1750	2000	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K ₁	2260	2650	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
Ю ₁	J ₃	2695	2730	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Из таблицы видно, что разрез представлен пятью водоносными коллекторами.

Воды комплекса используются для питьевого водоснабжения и технологических нужд при строительстве скважины.

Характеристика нефтеносности приведена в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Нефтеносность.

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
2480	2520	поровый	0,796	от 1000 – до 1500	59
2540	2650	поровый	0,775		64
2668	2700	поровый	0,788		66

Проектируется отдельная эксплуатация пластов K₁(AC₁₀), K₁(AC₁₁) и K₁(AC₁₂), начиная с пласта K₁(AC₁₂).

1.4. Зоны возможных осложнений.

Осложнения и их характеристика представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Ожидаемые осложнения и их характеристика.

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2668	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватоопасные зоны	
1110	1550		
1550	2730		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{ час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение ствола скважины	

Осложнения, описанные в таблице 1.8. , являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

1.5. Исследовательские работы.

Таблица 1.9 – Исследовательские работы.

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	2730	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
300	2730	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2730	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице

2.1. Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины с пятым тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке (рис.2.1).

Таблица 2.1 - Проектирование профиля скважины.

Тип профиля		Пятиинтервальный										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м			2730			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м			0,1			
Глубина вертикального участка скважины, м			100			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град			-			
Отход скважины, м			1000			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м			0,025			
Длина интервала бурения по пласту, м			-			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м			-			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м			-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град			39			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м			-			Зенитный угол в конце участка падения угла, град			0			
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град			-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			0			
№ 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	
2	100	460,6	360,6	0	128	128	0	39	100	490	390	
3	460,6	907,6	447	128	490	362	39	39	490	1065	575	
4	907,6	2350	1442,4	490	1000	510	39	0	1065	2625	1560	
5	2350	2730	380	1000	1000	0	0	0	2625	3005	380	
Итого	Σ		2730	Σ		1000	-	-	Σ		3005	

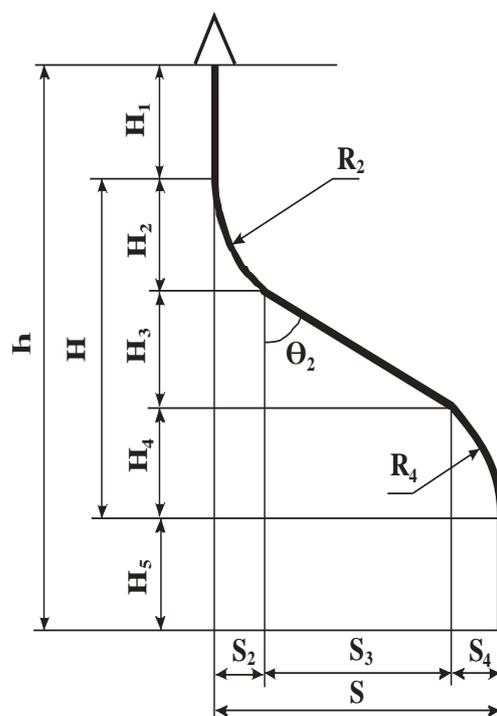


Рис. 2.1 - Пятиинтервальный профиль.

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, глин с линзами известняков, алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $K_1 = 0,0000014 \text{ мкм}^2$; $J_3 = 0,0000033 \text{ мкм}^2$.

Средняя проницаемость $K_1 J_3 = 0,0000024 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является низкопроницаемым.

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

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,101$ 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:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

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.

$$30 < 67,87 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

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

Принятый способ эксплуатации продуктивных пластов – отдельный.

Следовательно, используется закрытый забой и проектируется следующий метод входа в продуктивный пласт (рис.2.2), продуктивный горизонт вскрывается долотами того же диаметра, что и вышележащие породы и перебурируется на 30 метров ниже подошвы (ЗУМПФ); после разбуривания в скважину спускается эксплуатационная колонна до забоя, затем цементируется. Для сообщения полости эксплуатационной колонны с продуктивным пластом её перфорируют (простреливают большое число отверстий).

При качественном цементировании эксплуатационной колонны достигается одновременное разобщение всех продуктивных объектов.

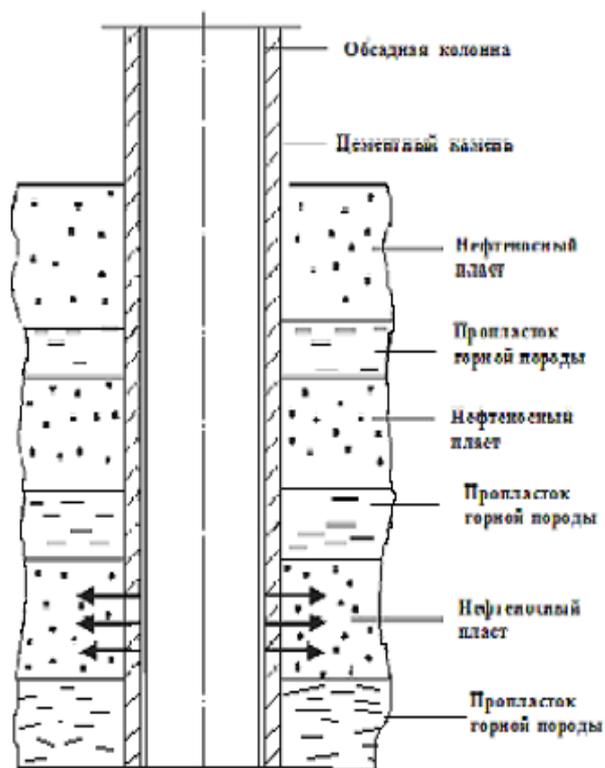


Рис. 2.2 - Метод вхождения в пласт.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.

Глубина по вертикали, м.	Индекс стратиграфического подразделения	Давление, кгс/см ²		Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород	Градиент давления		Плотность бур. раствора, г/см ³	Схема конструкции скважины
		пластовое	гидроразрыва		пластового	гидроразрыва		
46	Q	5.0	10.0		0.1	1,14		
269	P _{g3-Nnk}	26.90	53.80					393,7М
407	P _{g2-Pg3cg}	40.70	81.40					50М
577	P _{g2 ll}	57.70	105.40					295,3ММ
627	P _{g1 tl}	62.70	125.40					600М
773	K _{2 gn}	77.30	154.60					750М
828	K _{2 sl}	82.8	165.60					
896	K _{2 ip}	89.6	179.2.					
914	K _{2 kz}	91.4	182.8					
1701	K _{1-2 pk}	170.1	340.20					
1761	K _{1 al}	176.1	316,98					
2252	K _{1 kls}	227.45	382,84					
2480	K _{1 tr}	250,46	421.6					215,9ММ
2650	K _{1 klm}	267.65	450,5					
2668	J _{3 bg}	269.46	453.56					
2730	J _{3 vs}	275.73	464.1	2730М				

Таблица 2.2 - График совмещённых давлений и конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.

Мощность четвертичных отложений составляет 46 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 597,9 м, но выбирается глубина 750 м., так как в интервале 0-690 м ожидаются интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2730 метров по вертикали с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования.

Интервал цементирования направления 0–50м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 750 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 600 – 2730 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (100-150 м³/сут) – 146 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую.

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал спуска, м	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный наружный диаметр соединения, мм
1	Направление	0 – 50	393,7	324,0	351,0
2	Кондуктор	0 – 750	295,3	245	270,0
3	Эксплуатационная	0 – 2730	215,9	146	166,0

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

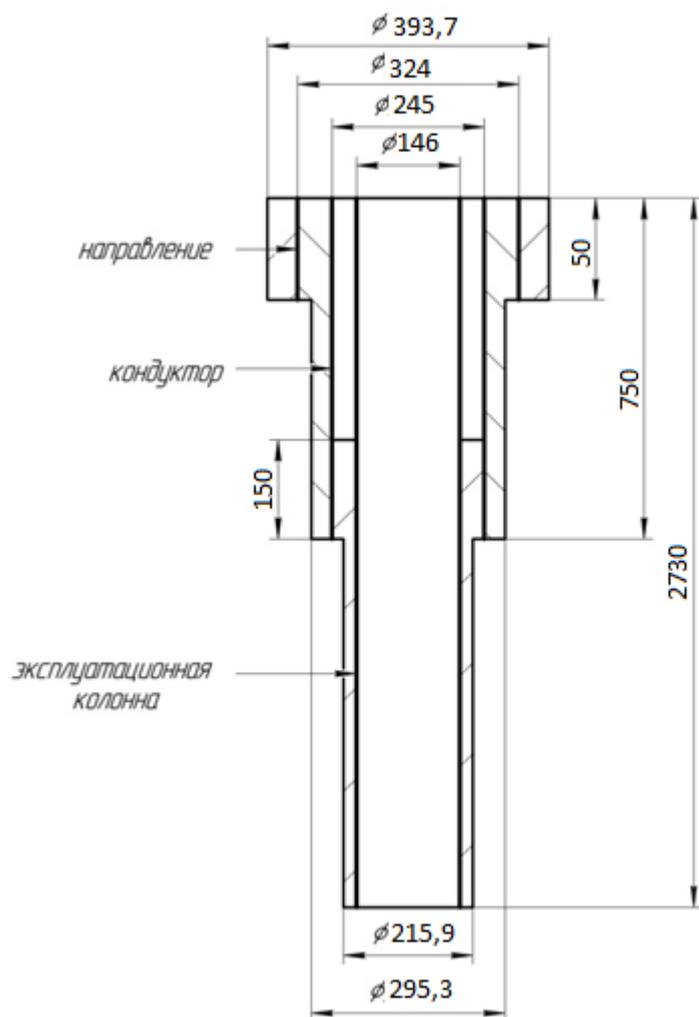


Рисунок 2.3 - Проектная конструкция скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 5,24 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80x35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК 1 – 21 – 177,8x273,1 (давление на устье скважины при опрессовке составит 9,5 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 177,8 мм и 273,1 мм).

2.3. Углубление скважины.

2.3.1. Выбор способа бурения.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам скважины.

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-750	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
750-2730	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота БИТ и шарошечного типа, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-750	750-2730
Шифр долота		Ш 393,7 МЗ – ЦВ	БИТ 295,3 516 УСМ	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечные, PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-171	-	-
	API	-	з-152	з-117
Длина, м		0,53	0,25	0,414
Масса, кг		115	113	76
G, тс	Рекомендуемая	4-10	2-12	2-20
	Предельная	10	12	20
n, об/мин	Рекомендуемая	120-470	60-280	50-250
	Предельная	470	280	250

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-750	750-2730
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1150	2575
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
k_T	33	29	29
$D_c, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,4	0,1	0,12
$G_{пред}, \text{кН}$	100	120	200
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29,5	15,6	40,7
$G_2, \text{кН}$	117,7	29,5	25
$G_3, \text{кН}$	80	96	160
$G_{проект}, \text{кН}$	80	96	160

2.3.4 Расчет частоты вращения долота.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (750-2730 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы и они являются причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-750	750-2730
Исходные данные			
V _л , м/с	2,5	2	1,5
D _д	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
τ, мс	6,5	-	-
z	26	-	-
α	0,8	-	-
Результаты проектирования			
n ₁ , об/мин	144	65	88
n ₂ , об/мин	213	-	-
n ₃ , об/мин	669	-	-
n _{пр} , об/мин	110	55-280	50-250

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.

Для интервала бурения 50-750 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается забойный двигатель FrontLine 8” LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage), с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте. Для интервала бурения 750-2730 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель FrontLine 6-3/4” LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage), с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте. Эти ВЗД производит компания «Vico Drilling Tools».

В таблице 2.8 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-750	750-2730
Исходные данные			
D _д	м	Не требуется	0,2953
	мм	Не требуется	295,3
G _{ос} , кН	Не требуется	30	40
Q, Н*м/кН	Не требуется	1,5	1,5
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм	Не требуется	235	197
M _р , Н*м	Не требуется	1254,65	1203,95
M _о , Н*м	Не требуется	147,65	107,95
M _{уд} , Н*м/кН	Не требуется	36,9	27,4

В таблице 2.9 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей компании «Vico Drilling Tools».

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
FrontLine 8” LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	50-750	235	9,9	1685	18,9-56,8	50-150	22,3	300
FrontLine 6-3/4” LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	750-2730	197	8,1	954	18,9-37,9	90-175	9,8	145

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора.

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10 – Проектирование расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-750	750-2730
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,5	0,4
K_k	1,3	1,33	1,51
$V_{кр}$, м/с	0,3	0,2	0,15
V_m , м/с	0,01	0,01	0,0063
$d_{бт}$, м	0,147	0,147	0,127
$d_{мах}$, м	0,279	0,229	0,197
$d_{нмах}$, м	0,02	0,016	0,011
n	3	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,9	1,1	1,1
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,4
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,14	1,1
ρ_n , г/см ³	2,21	2,29	2,318
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	67	58	27
Q_2 , л/с	39	13	6
Q_3 , л/с	126	65	35
Q_4 , л/с	73	39	21
Q_5 , л/с	35	57	39
Q_6 , л/с	38-56	12-58	19-38
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	75,7	58,8	37,9
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000

Продолжение таблицы 2.10

$\rho_{бр}, \text{кг/м}^3$	1140	1140	1100
$M, \text{Н*м}$	19320	17390	7590
$M_{табл}, \text{Н*м}$	24400	22300	9870
m	2	2	1
n	0,9	0,9	0,9
$Q_{н}, \text{л/с}$	45,8	40,8	31,8
$Q_{пров1}, \text{л/с}$	82	73	57
$Q_{пров2}, \text{л/с}$	58	37	29

Таблица 2.11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-750	750-2730
Исходные данные			
$Q_1, \text{л/с}$	67	58	27
$Q_2, \text{л/с}$	39	13	6
$Q_3, \text{л/с}$	126	79	35
$Q_4, \text{л/с}$	73	39	21
$Q_5, \text{л/с}$	35	57	39
$Q_6, \text{л/с}$	38-56	12-58	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	126	79	35
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{л/с}$	82 – 84	57-58	25-27
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}, \text{л/с}$	Не требуется	58,8	37,9
$\rho_1, \text{кг/м}^3$	Не требуется	1000	1000
$\rho_{бр}, \text{кг/м}^3$	Не требуется	1140	1100
$M_{тм}, \text{Н*м}$	Не требуется	23000	15000
$M_{тб}, \text{Н*м}$	Не требуется	40383,35	37228,13

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.12-2.13.

В таблице 2,14 приведены КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 279-76Д	279	32	14121,6
2	УБТ 178-71,4	178	54	8802
3	УБТ 178-71,4	178	18	3132
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	СБТ 127/9,2	127	2753	93602
3	ТБТ-127	127	204	15300

Таблица 2.13 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	35,7		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр2}$, кгс/мм ²	39,2		Да	Нет	
$P_{кр}/ P_n$	1,09				
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	2730	1,14	7,85	61138,8
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	2609,6		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)		
K	1,15				
ΔP , кгс	0,55		Да	Нет	
F _к , мм ²	9263				
σ_T , кгс/мм ²	21,55				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,2	919	1,14	7,85	20466,13
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10 ⁶	594,2	12	152	127
Ψ^+ / Ψ^-	0,25		Q _р , кгс	32248,5	
α	1,3		M _{imax}	415,986	
μ	0,25		W, см ³	935,7	
R, м	1229,92		[σ], кгс/мм ²	27,14	
Q _к , кгс	17864,25		σ_3 , кгс/мм ²	50	
σ_p , кгс/мм ²	21,55				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$			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	2730	1,14	7,85	61138,8
Σ					

Продолжение таблицы 2.13

Q'_{TK} , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м	4830,8
$Q_{КНБК}$, кгс	2609,6		
n	1,45		
q_m , кгс/м	26,2		
K_T	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м	12156
K	1,15		
n	1,45		
F_k , мм ²	9263		
σ_T , кгс/мм ²	50		

Таблица 2.14 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	- 50	Ш 393,7 МЗ – ЦВ	172	0,5	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-201/147	60	0,5	
			УБТ 279-76Д	14121,6	32	
			Переводник П-171/201	60	0,5	
			Переводник П-133/171	60	0,5	
			СБТ 127/9,2	432	16	
Σ				14915,6	50	
2	50	- 950	БИТ 295,3 516 УСМ	38	0,5	Бурение наклонного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			FrontLine 8'' LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	1685	9,9	
			ПП НЗ-152/МЗ-147	65	0,4	
			ЗТС СИБ-2	1169	11,69	
			УБТ 178-71,4	8802	54	
			ПП МЗ-133/НЗ-147	82	0,5	
			СБТ 127/9,2	29682	873	
Σ				41523	950	

Продолжение таблицы 2.14

3	950- 3005	БИТ 215,9 В 516 У	54	0,414	Бурение наклонного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		КА-213 СЗ	458	1,3	
		FrontLine 6-3/4" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	954	8,45	
		ПП-147/133 3-147	39	0,391	
		НУБТ 168-71Д	1045	8,7	
		НOS 650 (ЗТС)	2300	2	
		УБТ 178-71,4	3132	18	
		СБТ 127/9,2	15300	460	
		ТБТ-127	2025	27	
		Ясс гидромеханический	24375	9,9	
		ТБТ-127	13275	177	
		СБТ 127/9,2	77928	2292	
Σ			140885	3005	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.

Для строительства проектируемой скважины выбран полимерглинистый раствор.

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

Запроектированные параметры буровых растворов приведены в таблице 2.15. В таблице 2.16 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.15 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м
от	до								
0	50	1,15	0,5	50	9,81	1140	2210	1,5	0,015

50	950	1,15	7,5	750	9,81	1140	2290	1,5	0,008
----	-----	------	-----	-----	------	------	------	-----	-------

Продолжение таблицы 2.15

950	3005	1,2	27,5	2730	9,81	1100	2318	1,5	0,003
-----	------	-----	------	------	------	------	------	-----	-------

Результаты проектирования

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,14	13,1	38	24	8,2	8-9	2	20	9
50	950	1,14	8,5	12	24	8,2	9	2	20	9
950	3005	1,1	5	8	23	8,5	8-9	1	10	7

Таблица 2.16 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Полимерглинистый. Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na ₂ CO ₃
50	950	Полимерглинистый. Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
950	3005	Биополимерный. Вода пресная, KCL, FLO-VIS PLUS, FLO-TROL, CaCO ₃ , KLA-CURE, MgO, M-I-CIDE, DRIL-FREE

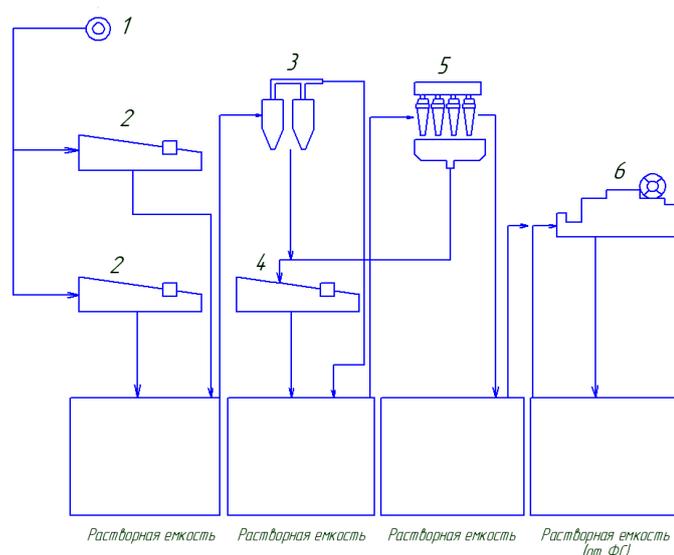


Рисунок 2.4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC-503 ; 3 – пескоотделитель ЗПД-251; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель Т4; 6 – центрифуга ОГШ-750.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.17, а в таблице 2.18 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.17 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины.

Н (по стволу), м	d _д , м	К	P _{пл} , МПа	P _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
50	0,3937	1,3	0,5	1	2210
750	0,2953	1,33	6,5	13	2290
3005	0,2159	1,46	25,74	44,03	2318
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,082	УНБ-600	0,01	0,009	20	1140
0,057		0,0085	0,009	20	1140
0,025		0,0055	0,007	10	1100
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м			d _в , м
УБТ 279-76Д	0,279	32	0	0	0,076
УБТ 178-71,4	0,178	0	54	18	0,090
ТБТ 127	0,127	0	0	204	0,097
СБТ 127/9,2	0,127	16	873	2752	0,109

Таблица 2.18 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔP _{зд} , МПа	ΔP _о , МПа
1450	0,97	0,512	0,043	5,2	1,3
	0,98	0,393	0,053	2,5	0,63
	0,98	0,315	0,038	0,5	0,12

	0,99	0,204	0,06	0,1	0,027
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,013	2,8	66,6	0,001	20	3
0,010	4,8	87,2	0,0006	12	6
0,010	13,2	147,3	0,0002	8	6
0,006	25,4	205,2	0,00001	6	6

Продолжение таблицы 2.18

КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 279-76Д	109184,26	16731,48	911,84	0,024	-
УБТ 178-71,4	73295,25	1492,87	510,22	-	-
ТБТ 127	52962,66	10146,81	416,55	-	-
СБТ 127/9,2	193918,07	20712,61	220,9	1,23	0,8
FrontLine 9-5/8" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	109184,26	16731,48	911,84	0,007	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
УБТ 279-76Д	31324,53	174097,7	0,0282	0,22	
УБТ 178-71,4	37657	102193,9	0,0277	0,011	
ТБТ 127	37505,76	70486,61	0,0295	0,078	
СБТ 127/9,2	20020,84	10191,08	0,0342	0,07	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1920
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	788	глубина скважины, м	2730
высота столба буферной жидкости h_1 , м	600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	8	динамический уровень скважины h_d , м	1800

2.4.2. Расчет наружных избыточных давлений.

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

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

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

Таблица 2.20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2280	2720	2730
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,52	8,6	12,6	12,7

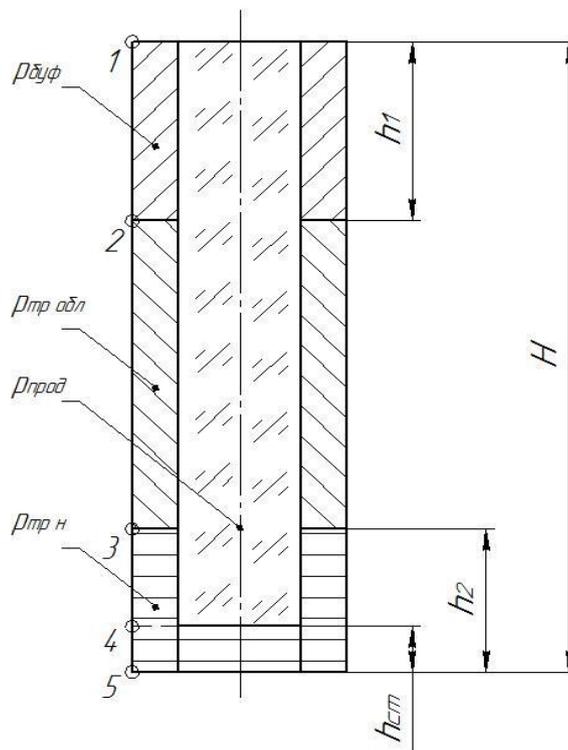


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

2 случай: конец эксплуатации скважины.

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

В таблице 2.21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2280	2720	2730
Наружное избыточное	0	6,47	19,7	21,3	24,15

давление, МПа					
---------------	--	--	--	--	--

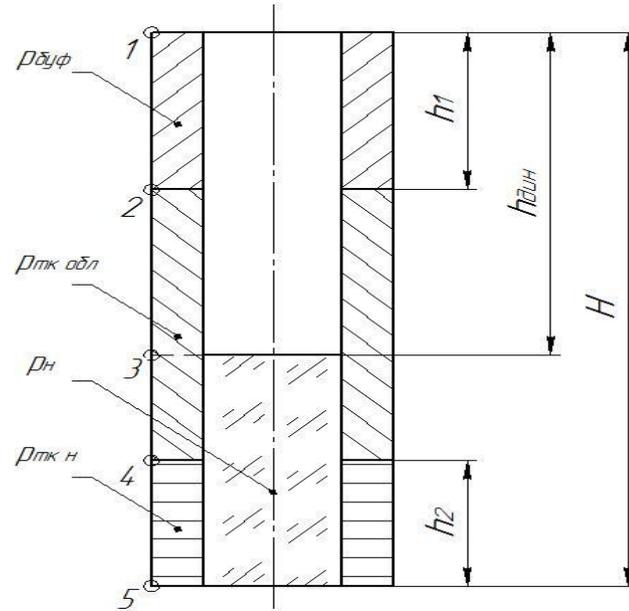


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.

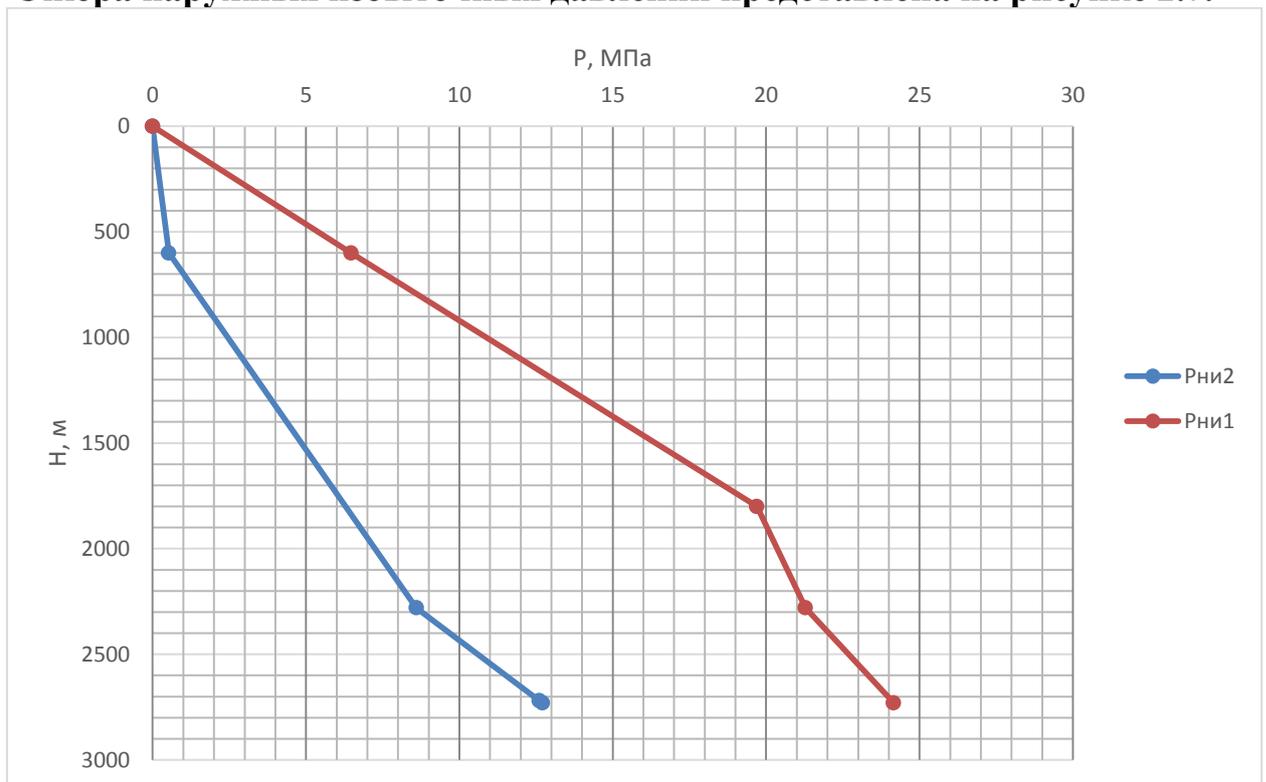


Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений.

2.4.3. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

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

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 19,6 МПа.

В таблице 2.22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

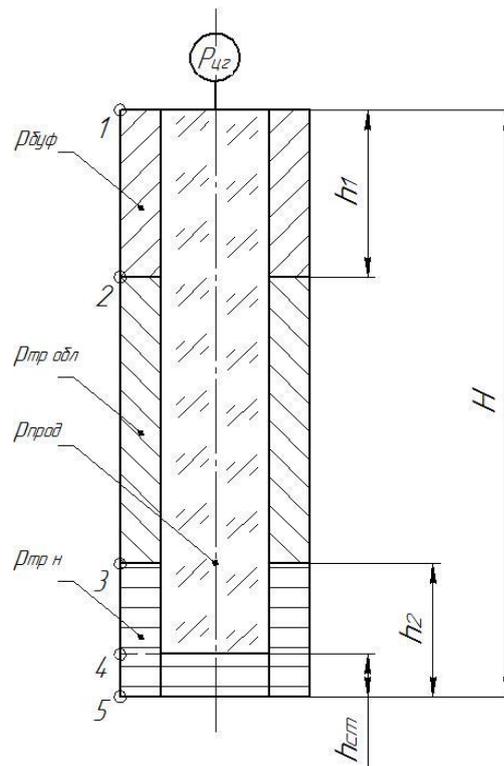


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2280	2720	2730
Наружное избыточное давление, МПа	21,87	21,34	13,27	9,35	9,35

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки P_{on} составляет 9,5 МПа.

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

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	600	2280	2720	-
Наружное избыточное давление, МПа	9	8,5	6,6	4,7	-

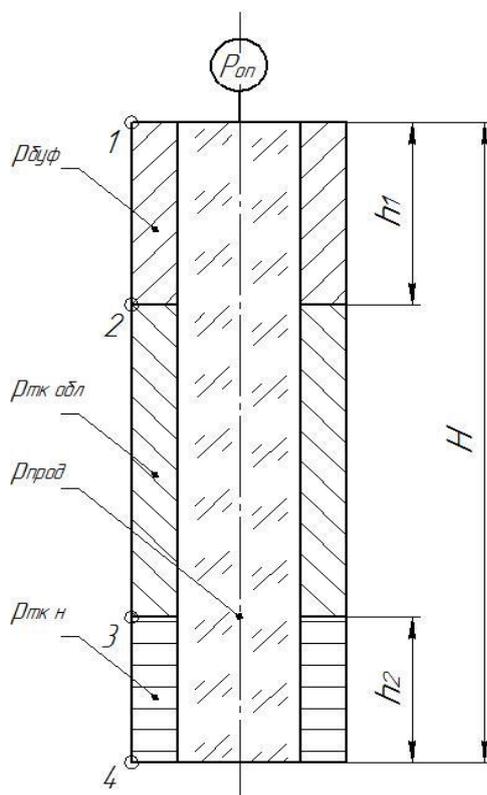


Рисунок 2.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.

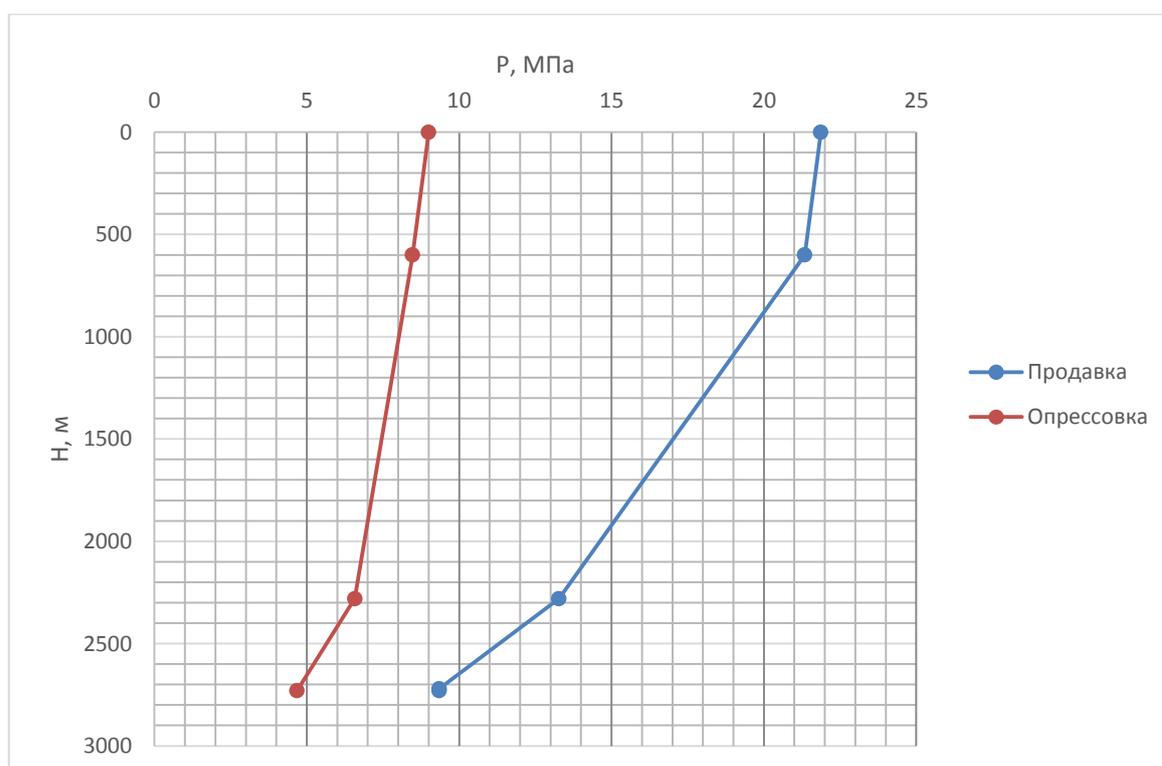


Рисунок 2.10 – Эпюра внутреннего избыточного давления.

2.4.4. Конструирование обсадной колонны по длине.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Характеристика обсадных колонн.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,4	404	43,7	17654,8	17654,8	3005 -2601
2	Д	9,2	441	39	17199	17199	2601 -2160
3	Д	8,1	770	34,6	26642	26642	2160 -1390
4	Д	6,9	616	30	18480	18480	1390 -774
5	Д	8,1	378	34,6	13078,8	13078,8	774 - 396
6	Д	9,2	315	39	12285	12285	396 - 81
7	Д	10,4	81	43,7	3539,7	3539,7	81 - 0

2.4.5. Расчет процессов цементирования скважины.

2.4.5.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{сскп} + P_{здкп} \leq 0,95 * P_{ср}, \quad (1)$$

38,94 < 40,6 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.5.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25– Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов.

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1920 \text{ кг/м}^3$	14,9	20900	18,75
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	81	14400	5,24
Сумма	95,9	35300	23,99

2.4.5.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	6,28
Продавочная	61

2.4.5.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.

2.4.5.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.

На рисунке 2.11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

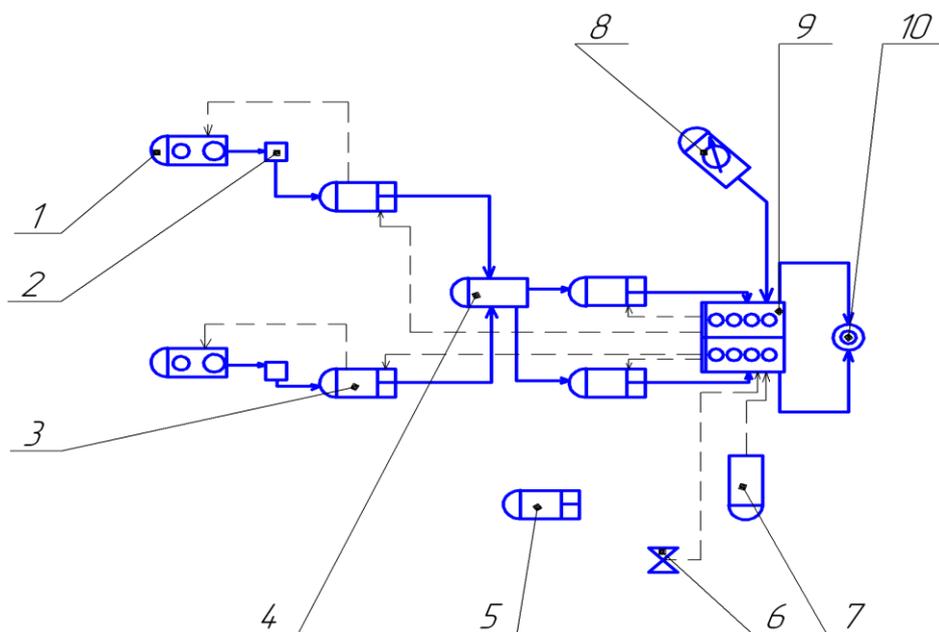


Рисунок 2.11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бак затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

2.4.5.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.12.

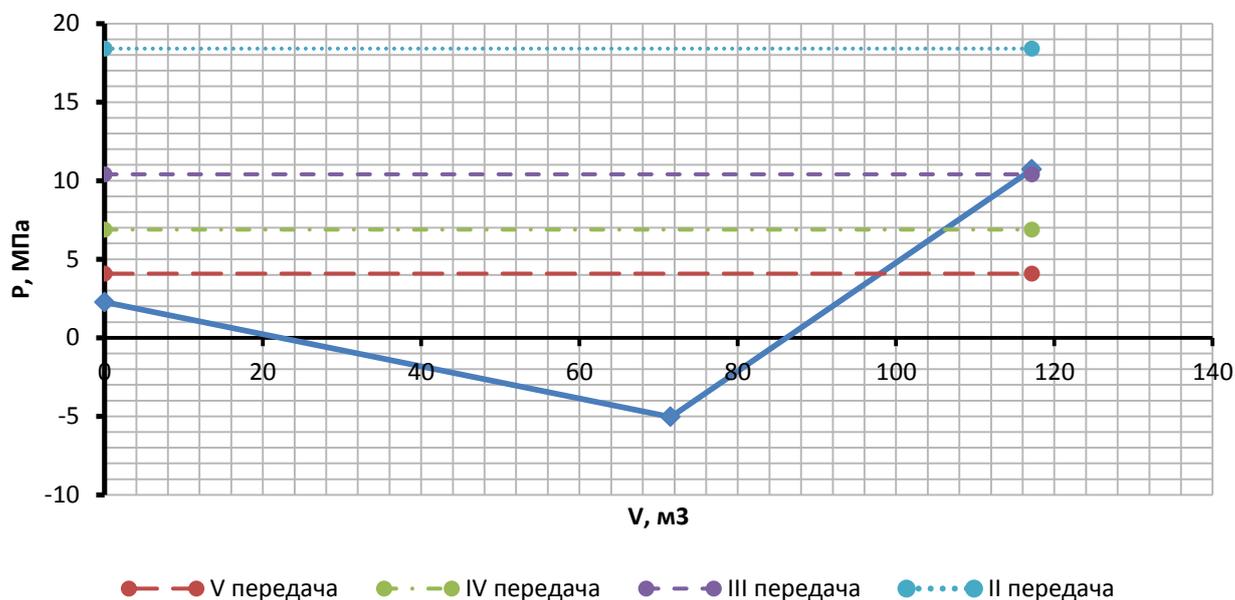


Рисунок 2.12 – График изменения давления на цементировочной головке.

В таблице 2.27 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.27 – Режимы работы цементировочных агрегатов.

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	47
IV	4
III	5
II	2,44

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цеи}}$ составляет 41 мин.

2.4.6. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ – 324 (направление), БКМ – 245 (кондуктор), БКМ – 178 (эксплуатационная колонна) с трапецеидальной резьбой ОТТМ;

- ЦКОД – 324 – ОТТМ (направление), ЦКОД – 245 – ОТТМ (кондуктор),
- ЦКОД – 178 – ОТТМ (эксплуатационная колонна);
- цементировочная головка типа ГУЦ 324/100 (направление); ГУЦ 245/320 (кондуктор), ГУЦ 178/100 (эксплуатационная колонна);
- разделительные пробки ПЦН – 324 (направление), ПЦН – 245 (кондуктор), ПЦН – 178 (эксплуатационная колонна);
- центраторы ЦЦ – 4 – 245/295 (кондуктор), ЦЦ – 1 – 178/216 и ЦЦ – 2 – 178/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.28).

Таблица 2.28 – Интервалы установки и количество используемых центраторов.

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-950	ЦЦ - 1– 245/216	12
0-950	ЦЦ - 1– 178/216	54
950-3005	ЦЦ - 2– 178/216	83

2.4.7. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК – 80x35.

Вызов притока будет производиться при помощи промывки скважины путем замены промывочной жидкости большей плотности на меньшую, которая происходит по схеме: буровой раствор – вода – нефть – конденсат. Данная схема подразделяется на несколько способов:

1. Прямая промывка – жидкость закачивается в насосно – компрессорные трубы, а выходит жидкости осуществляется из затрубного пространства;
2. Обратная промывка – жидкость закачивается в затрубное пространство, а выходит жидкости осуществляется из колонны насосно – компрессорных труб.

2.5. Выбор буровой установки.

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 93,8 т, а вес бурильной колонны – 87 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/200 ЭУК – 2М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	85	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	26,64	$[G_{кр}] / Q_{об}$	7,5
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	117,2	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,7
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	185	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,5
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	85		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	26,64		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	14		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($P_{бо}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	174	1634	
3	72; 76	908	

4	40; 60	400
---	--------	-----

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.

Прихваты. Причины возникновения. Ликвидация.

Использование яса.

3.1. Прихваты труб.

Прихватом называются случаи, когда бурильная колонна не может свободно двигаться вверх – вниз, вращаться и возможно снижение, или прекращение циркуляции бурового раствора. При этом работы на скважине приостанавливаются, так как нет возможности сдвинуть буровую колонну, хвостовик, обсадную колонну или каротажный кабель с данной позиции.

Прихват может произойти во время бурения, наращивания труб, каротаже, испытании скважины, проработки ствола скважины или при выполнении других работ, связанных со спуском в скважину съемных частей бурового оборудования

Прихват труб – одна из наиболее распространённых и серьёзных проблем бурения. Она может изменяться по интенсивности от лёгкого беспокойства, которое может лишь слегка увеличивать стоимость скважины, до мощного осложнения, которое может иметь существенные негативные последствия, такие, как потеря бурильных труб или полная потеря скважины. Предотвращение прихвата труб и исправление зависят от причины проблемы. Следовательно, для того, чтобы избежать прихвата и рационально его устранить, важно понимать причины и признаки с тем, чтобы можно было принять надлежащие меры и обработки.

В целом, трубы прихватываются либо механически, либо дифференциально. Механический прихват вызывается физическим

непрохождением инструмента или ограничением его проходимости. Дифференциальный прихват вызывается силами дифференциального давления, действующими на бурильный инструмент напротив фильтрационной корки, отложившейся на проницаемом пласте из-за высокой репрессии столба бурового раствора.

В таблице 3.1 предоставлены механизмы прихвата труб.

Таблица 3.1 – Механизм прихвата труб.

Механизм прихвата труб			
Действия при прихвате	Закупоривание / пробка	Дифференциальный	Геометрия ствола
Движение колонны до прихвата			
Подъём	2	0	2
Подъём с вращением	0	0	2
Спуск	1	0	2
Спуск с вращением	0	0	2
Неподвижное состояние	2	2	0
Движение колонны после прихвата			
Спуск без помех	0	0	2
Спуск с помехами	1	0	2
Спуск невозможен	0	0	0
Вращение колонны после прихвата			
Вращение без помех	0	0	2
Вращение с помехами	1	0	2
Вращение невозможно	0	0	0
Давление циркуляции после прихвата			
Циркуляция без помех	0	2	2
Циркуляция с помехами	2	0	0
Циркуляция невозможна	2	0	0

3.2. Причины возникновения.

Механические прихваты труб могут быть сгруппированы в две главные категории:

1. Закупорка ствола скважины и пробкообразование, вызывается:
 - Отложения шлама
 - Нестабильность глинистых сланцев
 - Неконсолидированные пласты
 - Цемент или металл на забое.
2. Геометрические помехи. В скважине появляются вследствие:
 - Образования желобов

- Ствол скважины с уменьшенным диаметром (сработка долота по диаметру)

- Жёсткая компоновка бурильного инструмента
- Подвижные пласты
- Уступы и резкое искривление ствола
- Повреждения колонны.

Дифференциальные прихваты обычно имеют место по одной из следующих причин:

- Высокая репрессия
- Толстая фильтрационная корка
- Высокое содержание твёрдой фазы в буровом растворе
- Высокая плотность бурового раствора.

3.3. Ликвидация прихватов бурового инструмента.

Освобождение при геометрии ствола.

Первичные действия:

- Если прихват произошёл при подъёме, используйте момент вращения и бейте яссом вниз с максимальной нагрузкой;
- Если прихват произошёл при спуске, не давайте нагрузки момента и бейте яссом вниз с максимальной нагрузкой;
- Остановите или уменьшите циркуляцию при подъёме ясса и при ударах им в нижнем направлении;
- Продолжайте работу яссом до освобождения инструмента или принятия альтернативного решения. Может понадобиться работа яссом в течение более 10 часов.

Давление насосов усиливает удары гидравлическим яссом в направлении вверх, ослабляет удары в направлении вниз.

Вторичные действия:

- Поставьте кислотную ванну при прихвате в известняках или меловых породах;

- Поставьте ванну из пресной воды при прихвате в подвижных солях.

При освобождении инструмента:

- Увеличить циркуляцию до максимальной производительности, производить вращение и расхаживание инструмента;

- Произведите тщательную проработку/обратную проработку ствола;

- Промойте скважину до очищения.

Освобождение при механическом прихвате показаны в приложении Ж.

Освобождение при дифференциальном прихвате.

Первичные действия:

- Промыть с максимальной допустимой производительностью;

- Проработать на спуске с максимальным моментом до глубины прихвата и оставить нагрузку момента на колонну;

- Остановить или замедлить скорость работы насоса до минимума;

- Разгрузка на инструмент до максимального установленного предела;

- Дайте яссу достаточно времени на ударное действие (4-6 минут на длительный цикл);

- Если инструмент не освобождается оставьте нагрузку инструмента на колонну и продолжайте бить яссом с максимальной нагрузкой.

Вторичные действия:

- Если колонна не освобождается после 5-10 ударов, продолжайте работать раствором готовьте противоприхватный раствор.

После освобождения инструмента:

- Вращение и расхаживание колонны;
- Промыть с максимальной производительностью;
- Проверить параметры раствора.

В настоящее время для ликвидации прихватов используются следующие методы:

- снижение уровня бурового раствора в скважине;
- различные ванны;
- ударными механизмами.

Ликвидация прихвата методом снижения уровня бурового раствора в скважине.

При возникновении прихвата под действием перепада давления эффективным средством его ликвидации является снижение этого перепада до значения меньшего, чем оно было до прихвата, путем понижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве до безопасных значений и приведения давления столба жидкости внутри труб к величине его в затрубном пространстве.

Достоинство этого метода – возможная быстрота его осуществления, исключение потребности в специальных жидкостях; в открытом стволе скважины находится тот же раствор, с которым бурилась скважина. До применения этого метода особо обращается внимание на состояние открытого ствола скважины. В частности, на наличие в открытом стволе над зоной прихвата продуктивных горизонтов, их пластового давления, а также давления в зоне прихвата.

Ликвидация прихвата снижением уровня бурового раствора в затрубном пространстве осуществляется по следующей технологии:

- промывать скважину до выравнивания параметров бурового раствора и привести параметры в соответствие с требованиями проекта;
- провести обвязку циркуляционной системы с учетом закачивания воды в бурильную колонну при помощи цементируемых агрегатов и контролируемого объема отбора ее из скважины путем пропуска через задвижку;
- закачать расчетный объем воды в бурильную колонну и зафиксировать давление в конце закачки;
- осуществить натяжение бурильной колонны до максимально безопасной нагрузки;
- отобрать из бурильной колонны через задвижку объем воды, необходимый для снижения уровня в затрубном пространстве до расчетной величины. Скорость отбора при этом должна быть минимальной.

Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн.

Наиболее простой и распространенный метод ликвидации прихвата – установка ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна. Непременное условие для осуществления этого метода – сохранение циркуляции бурового раствора. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну. Для ликвидации прихватов колонн из алюминиевых труб ванны из плавиковой кислоты и из смеси плавиковой и соляной кислотой использовать запрещается. Для ликвидации прихватов этих труб в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15 – 20%-го раствора сульфаминовой кислоты.

Перед установкой ванны (любой) определяют гидростатическое давление на продуктивные пласты. Если это давление не превышает пластовое давление более чем на 15%, то необходимо утяжелить буровой

раствор. Кроме того, следует принимать во внимание допустимые нагрузки на смятие спущенных промежуточных колонн с учетом их износа.

Технология установки ванны предусматривает следующее. Подвешивание бурильной колонны на талевой системе, установку на верхней трубе обратного клапана или шарового крана и заливочной головки для подсоединения к цементировочным агрегатам: восстановление циркуляции бурового раствора и закачку его в объеме 2 – 3 м³, закачку (если предусмотрено планом) расчетных объемов буферной жидкости и продавочной жидкости.

В процессе продавки при повышении давления против расчетного скорость закачки промывочной жидкости необходимо уменьшить, не допуская превышения внутреннего давления для данного размера труб.

Жидкость для ванны подается в зону прихвата не вся сразу: последние 3 – 5 м³ жидкости, находящейся в трубах, закачиваются порциями по 1 м³ через 1 ч стояния под ванной.

Нагрузка на крюке в момент закачивания и нахождения бурильной колонны под ванной должна быть равной нагрузке до прихвата. Резкие изменения (нагрузки и разгрузки) в пределах норм допускаются только при расхождении.

По окончании закачки расчетного объема продавочной жидкости краны на заливочной головке закрываются.

Время нахождения колонны под ванной не должна превышать 24 ч. Действие ванны продолжается в среднем 12 ч.

Перед расхаживанием бурильной колонны уточняются прочностные возможности составляющих ее элементов. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80% предела текучести для соответствующего класса труб.

Если ванна не дала положительного результата, то ее повторяют или переходят на другие способы ликвидации прихвата. При

освобождении колонну осторожно расхаживают с интенсивной промывкой, удаляют жидкость ванны и поднимают колонну.

Нефтяная ванна. Нефтяную ванну устанавливают при прилипании бурильных или обсадных колонн либо прихвате их сальником, а иногда для ликвидации обвалов. Эффективность нефтяных ванн резко повышается при добавлении в нефть ПАВ: до 2% сульфонола, до 1% дисульфона или 0,5 – 2% дисольвана к объему закачиваемого количества нефти. В результате применения ПАВ силы сцепления между частицами глины, утяжелителя и породы уменьшаются.

Нефтесмоляная ванна – нефть 75 – 85%, смолистые вещества (древесная смола или кубовый остаток смолисто – скипидарного производства и других лесохимических производств) 10 – 16%, алюминат натрия 4 – 7%, ПАВ (дисолван, сульфонол) 1 – 2%. Плотность состава 1,08г/см³. Добавление к нефти и ПАВ алюмината натрия и смолистых веществ увеличивает проникающую и смазывающую способность состава, способствуют уменьшению набухаемости глинистых пород.

Нефтенатриевая ванна – нефть 10 – 88%, 50% - ый водный раствор едкого натра, окисленный петролатум 0,5 – 2%. Для регулирования плотности раствора до 1,43 г/см³ применяют серебристый графит, массовая доля которого составляет 10 – 70% к объему состава. Содержание в качестве эмульгатора окисленного петролатума и дополнительно 50%-го водного раствора едкого натра повышает диспергирующие свойства состава.

Солянокислотная ванна. Техническую соляную кислоту можно успешно применять для ликвидации прихватов бурильного инструмента, происшедших не только в карбонатных породах. Известны случаи освобождения прихваченного инструмента при помощи кислотных ванн на буровых предприятиях Азербайджана и Северного Кавказа, где карбонатные породы не были встречены.

Водяная ванна. Этот способ освобождения прихваченного инструмента известен с 1941г. и в настоящее время широко применяется во всех нефтяных районах страны.

Водяные ванны с содержанием ПАВ в пределах до 2% объема закачиваемой воды дают большой эффект. После проведения водяной ванны расхаживать колонну следует через 2-3 часа.

3.4. Ликвидация прихватов с помощью яссов.

Яссы нашли широкое применение при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, прилипанием на небольшую высоту, а так же обвалами. При работе с использованием ясов разрушается зона заклинивания, связи между трубами и глинистой коркой. Наиболее широко применяются такие механизмы, как гидравлический ударный механизм (ГУМ) и виброударный механизм (ВУК). В каждом нефтедобывающем районе имеются Яссы местных конструкций, изготовленные в местных мастерских или на местных заводах. Массовость использования ясов зависит от числа их выпуска.

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные устройства – Яссы в компоновке бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении прихвата включить ясс в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Для установки ясса после прихвата бурильной колонны определяют интервал прихвата или его верхнюю границу, срезают или развинчивают бурильную колонну над этой верхней границей, поднимают колонну из скважины, затем опускают вместе с ясом и включают его в работу. Ясс целесообразно опускать с безопасным замком.

Ясс используется для создания импульса ударной нагрузки для высвобождения прихваченной бурильной колонны. Это достигается путем преобразования энергии упругой деформации в кинетическую энергию,

которая заставляет «молот» с огромной силой ударить по «наковальне». Эти удары передают нагрузку колонне, освобождая её. Ясс приводится в действие с помощью разгрузки, или нагрузки на него, поэтому его лучше располагать в колонне выше потенциальных мест прихвата.

Разделение яссов:

1. По назначению – буровые (используются в процессе бурения); ловильные (используются при аварийных работах);
2. По принципу действия – гидромеханические, гидравлические, механические;
3. По направлению – двухстороннего (вверх, вниз); одностороннего (только вверх);
4. По использованию – правый (как правило буровые); левый (как правило ловильный).

3.5. Яссы бурильные гидромеханические WDT.

Гидромеханический ясс WDT доставляется на буровую в готовом для работы положении, с установленным на открытый полированный участок шлицевого вала защитным хомутом и с ввернутыми предохранительными пробкой и колпаком. Этот хомут предотвращает возможное повреждение полированного участка вала во время транспортировки ясса.

Ясс устанавливается в бурильной колонне муфтовой резьбой вверх, ниппельной вниз. Перед сборкой на концевые резьбы необходимо нанести резьбовую смазку.

Во время спуска инструмента в скважину при прохождении ясса через стол ротора необходимо снять защитный хомут.

Во время подъёма инструмента из скважины при прохождении ясса через стол ротора защитный хомут должен быть установлен на место.

Перед установкой хомута необходимо смыть буровой раствор с открытого участка шлицевого вала и смазать этот участок, для предотвращения коррозии, любым индустриальным маслом.

Для нанесения удара вверх бурильную колонну натягивают лебёдкой до момента разблокирования защелки ясса, после чего наступает гидравлическая задержка (приложение 3). Гидравлической задержкой называют интервал времени от момента разблокирования защёлки до момента срабатывания ясса: 30-120 секунд.

По истечении времени задержки ясс сработает, произведя направленный вверх удар (ясс полностью открывается). Если освободиться от прихвата не удалось ясс необходимо перезарядить, а затем вновь провести описанные выше работы. Интенсивность и силу нанесения ударов можно изменять в процессе ликвидации прихвата, но максимально допустимое растягивающее усилие при задержке не должна превышать установленных значений (приложение 3).

Для нанесения удара вниз бурильную колонну разгружают и после того, как приложенная на ясс сила сжатия превысит усилие разблокирования защелки, защёлка срывается и колонна начинает двигаться вниз (падать) до закрытого положения ясса. Для повторения удара необходимо ясс перезарядить.

Расположение ясса

Определение места расположения ясса в составе бурильной колонны является сложной проблемой, для решения которой необходимо принимать во внимание следующие факторы:

- Предполагаемый тип прихвата: под воздействием перепада давления или механический;
- Состояние, траектория и угол наклона ствола скважины;
- Конфигурация забойной компоновки;
- Гидравлическая растягивающая нагрузка при работе бурового

насоса;

- Коэффициент потери веса при погружении в жидкость (буровой раствор);

- Максимальная нагрузка на долото;
- Фактически допустимая растягивающая нагрузка на ясс;
- Запас прочности бурильной трубы;
- Усилия разблокирования защёлки вверх и вниз.

Несмотря на то, что расположения ясса в составе бурильной колонны определяется для каждой скважины индивидуально, существуют общие рекомендации, которые могут быть использованы при выборе места расположения яса:

- во время бурения ясс должен находиться выше интервала предполагаемого прихвата;

- для максимальной эффективности освобождения прихваченного инструмента, ясс необходимо располагать как можно ближе к точке предполагаемого прихвата, но на расстоянии не менее длины двух бурильных труб выше верхнего элемента КНБК;

- осевые нагрузки, действующие на гидромеханический буровой ясс WDT во время бурения, как правило, не должны превышать 50% от усилия разблокирования защёлки;

- для обеспечения достаточной массы, необходимой при нанесении яссом удара вниз, выше ясса требуется установка необходимого количества УБТ и бурильных труб;

- во избежание прихвата выше ясса, диаметр бурильных труб, расположенных над яссом, не должен превышать диаметра ясса;

- не допускается расположение ясса в месте установки центратора, калибратора или соединительного переводника между компонентами забойной компоновки различного диаметра, например УБТ и бурильных труб. Ясс должен быть расположен минимум на два

соединения выше или ниже центратора.

Несмотря на то, что бурильный ясс необходимо располагать как можно ближе над точкой возможного прихвата, яс нельзя устанавливать непосредственно над КНБК. Вибрация УБТ может вызвать сильные изгибающие напряжения на ясс, что повлечёт преждевременный выход его из строя.

Между яссом и КНБК должно быть размещено не менее двух бурильных труб в целях:

- снижения изгибающих напряжений на ясс;
- для отстрела инструмента в случае необходимости.

Усилия разблокирования защёлки.

Усилия разблокирования защёлки устанавливаются во время сборки ясса для нормальных условий бурения (стандартное усилие). По запросу заказчика данные усилия могут быть изменены.

Усилие разблокирования для нанесения удара вниз составляет приблизительно 45% от усилия разблокирования для нанесения удара вверх, но при необходимости может варьироваться от 35 до 75% (приложение 3).

Нанесение удара вверх.

Расчёт тягового усилия для удара яссом вверх необходимо:

Тяговое усилие = вес колонны над яссом + усилие разблокирования защёлки вверх + сила трения – нагрузка от работы бурового насоса (если циркуляцию не проводят, то данную нагрузку не учитывают)

Тяговое усилие не должно быть больше максимально допустимого растягивающего усилия во время гидравлической задержки минус нагрузка от работы бурового насоса.

Для удара вверх необходимо натянуть бурильную колонну на расчётную величину тягового усилия, после чего произойдёт разблокирование защёлки и начнётся гидравлическая задержка. После её

окончания ясс ударит вверх с усилием пропорциональным растягивающей нагрузке во время гидравлической задержки.

Для перезарядки ясса: медленно опускать колонну, до тех пор, пока стрелка индикатора веса не прекратит своё движение, несмотря на то, что колонна опускается. Для гарантированного взведения необходимо дождаться момента, когда стрелка вновь начнёт движение и покажет разгрузку 5000 кг. После этого ясс будет готов для следующего удара.

Нанесение удара вниз.

Для расчёта остаточного веса бурильной колонны на крюке при нанесении удара яссом вниз необходимо:

Остаточный вес бурильной колонны на крюке = вес колонны над яссом - усилие разблокирования защёлки вниз - сила трения – нагрузка от работы бурового насоса (если циркуляцию не проводят, то данную нагрузку не учитывают).

Для удара вниз разгрузить бурильную колонну до снижения показания на индикаторе веса до расчётной величины, при этом защёлка разблокируется и произойдёт удар вниз. Для того, чтобы перезарядить ясс необходимо поднять бурильную колонну до достижения показания на индикаторе веса на 5000кг. больше, чем вес колонны над яссом. После этого яс будет готов для следующего удара.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.

Стрежевской филиал СФ ООО «СГК - Бурение» был образован из бурового предприятия ООО «Бурение - 1» и нескольких буровых бригад «ССК». Его основной задачей является оказание сервисных услуг по бурению скважин в Западно-Сибирском регионе.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по безопасности, заместитель директора по производству, заместитель директора по обеспечению производства.

Техническому директору подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог, заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика, производственно-технического отдела бурения, производственно-технического отдела КРС и отдела компьютерных технологий.

Заместитель технического директора по ОТ и ПБ возглавляет одноименную службу, главной задачей которой является контроль промышленной безопасности на всех объектах СФ ООО «СГК» и обеспечение предприятия всем необходимым для создания безопасных условий труда.

Заместитель директора по производству возглавляет центральный пункт диспетчерской службу (ЦПДС), через которую он руководит работой следующих служб и цехов: служба буровых и вышкомонтажных работ, служба по ремонту скважин и цех тампонажных работ.

Остальная организационная структура приведена в схеме 4.1.

Организационная структура Стрежевского филиала ООО "СТК-Бурение".

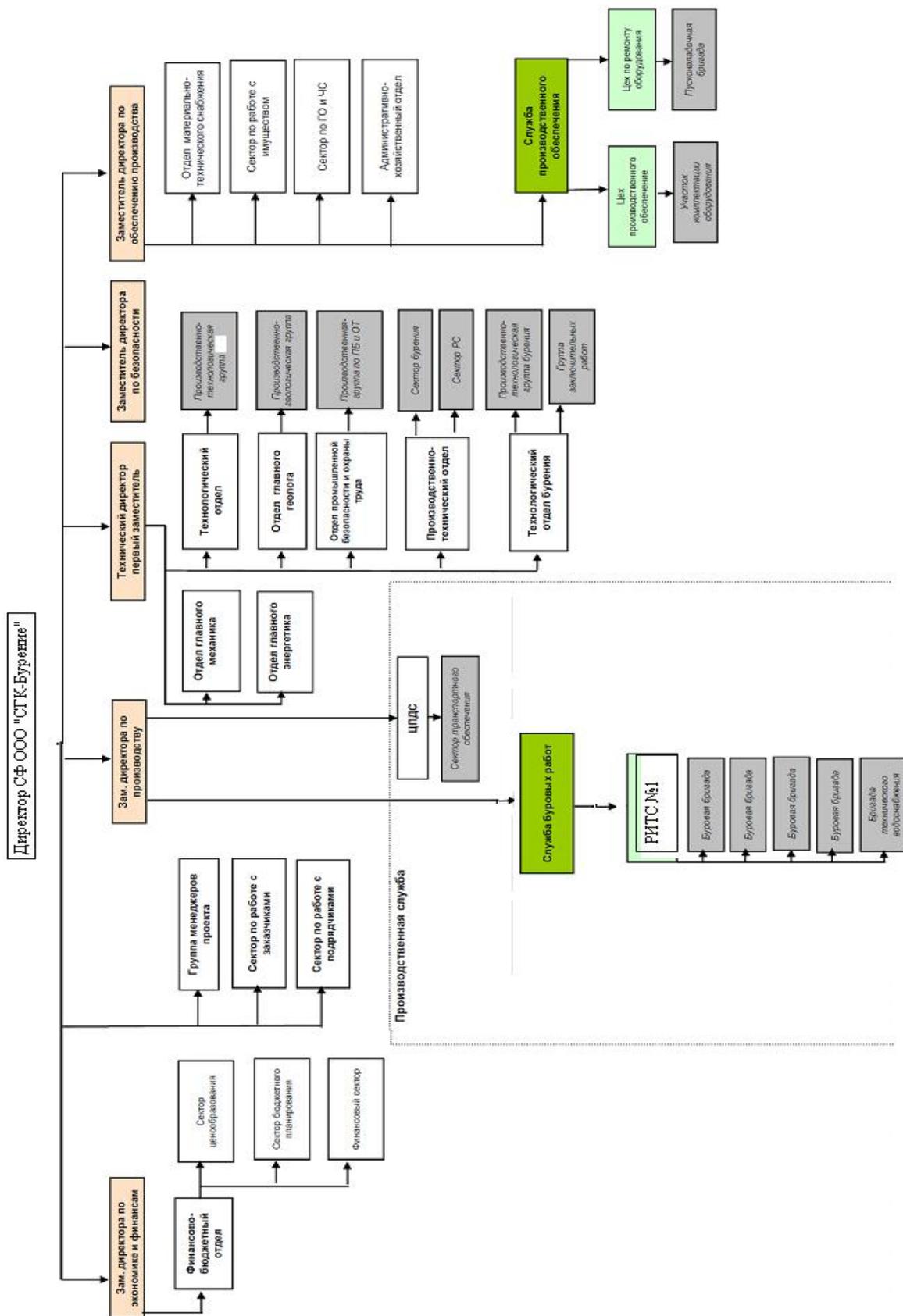


Схема 4.1 - Организационная структура.

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час}, \quad (1.1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (1.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (1.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (1.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 2730 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 56,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (1.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3005}{170,49} = 17,63 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (1.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 3005 / (170,49 + 42,96 + 21,81) = 12,8 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (1.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3005 \cdot 720}{803,9} = 2691,4 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (1.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3005/3 = 1001,7 \text{ м.}$$

4.3. Нормативная карта.

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (приложение Г).

4.4. Составление линейно-календарного графика.

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

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

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

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.1.

Условные обозначения к таблице 4.1:

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

Таблица 4.1 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2	3	4							
Вышкомонтажные работы												
												
												
Буровые работы												
												
Освоение												
												
												

4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в приложении Д.

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

$$34863,58 \cdot 204,2 = 7119143,04 \text{ руб.}$$

Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г. Представлен в приложении Е.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий (приложение А).

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Двуреченском нефтяном месторождении.

5.1.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Таблица 5.1 - условия приостановки работы.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

5.1.1.2. Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее

освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	30
	На высоте не менее 6 м	50
	На высоте не менее 3 м	25
Редукторное помещение		26
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	26
- пусковые ящики	Под полом буровой	10
- буровые насосы	На высоте не менее 3 м	10
Глиномешалк и Превентор	На высоте не менее 3 м	
Площадка ГСМ и инструмента		
Желобная система		

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

5.1.1.3. Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 5.3 - Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

5.1.1.4. Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.4 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5.1.1.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Приведены в приложении Б.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Двуреченском нефтяном месторождении.

5.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

5.1.2.2 Поражение электрическим током.

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 . Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

5.1.2.3. Пожаровзрывобезопасность.

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения

технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

5.2. Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

Водопотребление и водоотведение

Представлены в приложении В.

Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе - отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительном-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы,

используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность - 2 т/час, расход нефти 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г., законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

Охрана недр при строительстве скважин

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

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо – содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

- 1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;
- 2) остановить все силовые приводы;
- 3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг

скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

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;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2730 метров на Двуреченском нефтяном месторождении (Томская область)» сделаны расчеты и обоснования по всем этапам, затронутыми в ней.

Указаны географические и экономические характеристики работ взятого района, геологическая характеристика разреза, условия нефтегазоносности данного района.

Обоснована технология способа бурения, одноколонная конструкция и пятиинтервальный профиль скважины. Рассчитаны режимы строительства для всех интервалов: обоснование типоразмера и класса долот, частота вращения и нагрузки на долото, выбран очистной агент и рассчитан его расход, приведены компоненты бурового раствора. Были обоснованы забойные двигатели, обоснована рациональная отработка долот, произведен гидравлический расчет промывки скважины. Спроектированы и обоснованы: компоновки низа бурильной колонны и их расчет; обсадные колонны из условия равнопрочности по всем секциям; режим цементирования и крепления; выбор буровой установки.

В части финансовый менеджмент указаны организационная форма работы и структура предприятия СФ ЗАО «ССК», посчитан баланса рабочего времени бригад, определена продолжительность строительства скважины, выполнены расчеты сметной стоимости скважины.

В пятой части описаны вредные и опасные факторы, вопросы безопасности жизнедеятельности и конкретно безопасности в каждой рабочей зоне, экологическая безопасность, подготовка к чрезвычайным ситуациям и действия при их наступлении.

В части описывающей специальный вопрос рассмотрены прихваты, их причины и ликвидация, использование ясса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акбулатов Т.О. Гидравлические расчеты в бурении: Методические указания.-Уфа: Издательство УНИ, 1991.
2. Акбулатов Т.О. Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин: Учебное пособие.-Уфа: УГНТУ, 1994.
3. Акбулатов Т.О. Левинсон Л.М., Самигуллин В.Х. Телеметрические системы для бурения направленных скважин: Учебное пособие.-Уфа: УГНТУ, 2003.
4. Развитие и применение систем измерений в процессе бурения – MWD //Э.И. Нефтяная промышленность. Сер. Бурение, Зарубежный опыт, 1987. - № 8.
5. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра,1988
6. Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»):Томский политехнический университет, 2016 г.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин.-М.: Недра, 1985.
8. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник.. – М.: Недра, 1990.
9. Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин - АООТ ВНИИТнефть: Москва, 1997г.
10. Леонов Е.Г. Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1987.
11. Бурение наклонных и горизонтальных скважин - М.: Недра, 1997.
12. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- М: Недра, 1996.
13. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 1999.- 84 с.

14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов.- М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.- 670 с.

15. Борисов К.И., Рязанов В.И. Расчет колонн бурильных труб: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002.- 66 с.

16. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2002.- 95 с.

Приложение А

Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы	
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			
<i>Полевой этап</i>			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

Приложение Б

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 контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, 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 респираторы, 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.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК [$\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCL}=5 \text{ мг/м}^3$].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК
----------------------	---------	-----

		% по объему	мг/м ³
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

Приложение В

Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м ³					Водоотведение (сброс сточных вод), м ³	Безвозвратные потери, м ³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно-используемая вода	Хоз.-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	-	-	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	-	-	-	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	-	-	-	108,00	-
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	-	-	-	1256,2
Хоз. Питьевые нужды	122,18	122,18	-	61,7	60,48	122,18	-
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

Приложение Г

Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных паček	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Нарашивание, час	Промывка перед подъёмом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<u>Направление:</u>															
Бурение под направление	1	0	50	50	Ш 393,7 СЗЦГВУ	450	0,11	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	2,79
Крепление направлением															12,66
ИТОГО															15,45
<u>Кондуктор:</u>															
Бурение под кондуктор		50	750	700	Ш 295,3 М – ГВ	2400	0,29	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	32,4
Крепление кондуктором															56,38
ИТОГО															88,78
<u>Эксплуатационная колонна:</u>															
Бурение под э/к	2														135,3
Крепление под э/к		750	2730	1980	Ш 215,9 СЗ – ГАУ	2000	0,99	0,025	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	91
ИТОГО															226,3

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,00
Перетяжка талевого каната	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	14,19
Смена бурового шланга	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,60
Геофизические работы	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11,6	—	—	—	0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, час															453,29
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															18,9
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															19,8

Приложение Д

Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	6,5	602,29
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	6,5	57,85
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	6,5	49,01
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,5	971,62
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	6,5	701,55
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,2	220,48

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				14135,36	908,26		4263,78			15556,18
Всего по сметному расчету, руб	34863,58									

Приложение Е

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

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количеств о		
1	буровые работы				7119143,04
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	142382,86
	2. буровые растворы	м ³	46,7	45500	2125000
	4. работы по креплению	ч	160	32450	5192000
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				17502425,9
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	210029,11
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	262536,39
	Итого полевых расходов: Σ2				17974991,4
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	3594998,28
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	2336748,88
	Итого себестоимость проекта: Σ3				23906738,56
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	2516498,8
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	2696248,71
4	Компенслируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	140019,4
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	539249,74
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1437999,31
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	898749,57
5	Резерв	%	10	от Σ3	2390673,85
	ИТОГО себестоимость проекта				34526177,94
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				40740889,97

Освобождение при механическом прихвате.

Прихват при подъёме или неподвижном инструменте	Прихват при спуске
Действия по началу циркуляции	
<p>1. Обеспечить циркуляцию насосов (от 13 до 25 бар). Поддерживать давление, если ограниченная циркуляция возможна.</p>	<p>1. Обеспечить циркуляцию насосов (от 13 до 25 бар). Поддерживать давление, если ограниченная циркуляция возможна.</p>
<p>2. Не работайте яссом вверх. Применять нагрузку момента. Разгрузка на инструмент до максимума. Дайте яссу достаточно времени на ударную работу (4-6 минут на длительный цикл).</p>	<p>2. Не работайте яссом вниз. Не применять нагрузку момента. Дать максимальное натяжение на ясс. Дайте яссу достаточно времени на ударную работу (4-8 минут на длительный цикл).</p>
<p>3. Если колонна не освобождается, не работайте яссом вверх. Работайте вниз до того, пока колонна не освободиться или будет принято альтернативное решение. Может понадобиться работа яссом в течение более 10 часов.</p>	<p>3. Если колонна не освобождается, не работайте яссом вниз. Работайте вверх до того, пока колонна не освободиться или будет принято альтернативное решение. Может понадобиться работа яссом в течение более 10 часов.</p>
После начала циркуляции	
<p>1. Медленно увеличить скорость работы насоса до максимальной производительности. Если возможно проведите расхаживание инструмента и промойте скважину до очищения с глубины нахождения долота.</p>	<p>1. Медленно увеличить скорость работы насоса до максимальной производительности. Если возможно проведите расхаживание инструмента и промойте скважину до очищения с глубины нахождения долота.</p>
<p>2. Проработайте секцию ствола до его очистки.</p>	<p>2. Проработайте секцию ствола до его очистки.</p>
<p>3. Если намечен подъём инструмента под каротаж, или спуск обсадной колонны, спустите инструмент на забой и промойте скважину до очистки.</p>	<p>3. Продолжайте спуск до тех пор, пока не будет наблюдаться избыточная посадка, промойте скважину до очистки.</p>

Характеристики яссов WDT.

Габарит ясса, дюйм	Усилие разблокирования защёлки вверх, кг•с		Испытательное усилие гидравлической задержки, кг•с	Время гидравлической задержки, сек	Максимально допустимое растягивающее усилие во время гидравлической задержки, кг•с	Усилие разблокирования защёлки вниз, кг•с
3 3/4	Стандартное*	12700±10%	12700	0 -120	22650	5 -75% от усилия разблокирования защёлки и вверх
	Максимальное**	15900				
4 3/4	Стандартное	18100±10%	18100		38550	
	Максимальное	25000				
6 3/4	Стандартное	40800±10%	40800		72550	
	Максимальное	59000				
8	Стандартное	43100±10%	43100		108850	
	Максимальное	72600				