



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
Технический проект на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 4150 метров на Восточно-Уренгойском лицензионном участке (ЯНАО)

УДК 622.324:622.243.23(24:181 m 4150)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Колесников А.М.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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	Колесников Александр Михайлович

Тема работы:

Технический проект на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 4150 метров на Восточно-Уренгойском лицензионном участке(ЯНАО)	
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 <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;</i></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</p>

<i>содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	часть. Безопасность в рабочей зоне. Чрезвычайные ситуации. Охрана окружающей среды.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Геолого-технический наряд (ГТН); Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Колесников Александр Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Колесников Александр Михайлович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Восточно –Уренгойском Лицензионном участке.</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 Восточно-Уренгойском лицензионном участке.</p> <p>1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Восточно-Уренгойском лицензионном участке</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
2. Экологическая безопасность	<p align="center"><i>Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - 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	Колесников Александр Михайлович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Колесников Александр Михайлович

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

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

<i>Данные по строительству скважин на Восточно-Уренгойском лицензионном участке</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 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	Колесников Александр Михайлович		

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	Морев А.А.			

СОГЛАСОВАНО:

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 10 рис., 32 табл., 2 схема, 22 литературных источников, 8 прил., 2 листа графического материала.

Ключевые слова: газовый фактор, технологические жидкости, крепление, породоразрушающий инструмент, осложнение, интервалы бурения.

Объектом исследования является Восточно-Уренгойский лицензионный участок.

Цель работы – технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 4150 метров на Восточно-Уренгойском лицензионном участке .

В процессе исследования проводились расчёты по интервалам бурения, по расчетам числа колонн, конструкции, технологии бурения, заканчиванию, стоимости и безопасном строительстве скважины. В специальной части приведен пример спуска обсадных труб при помощи системы «Casing Drive System».

В результате исследования спроектирована конструкция и технология бурения скважины глубиной 4150 метров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: эксплуатационная наклонно-направленная, двухколонная с хвостовиком скважина имеющая двухинтервальный профиль.

Область применения: Рекомендую спускать обсадную колонну с пощью системы «Casing Drive System» . .

Экономическая эффективность/значимость работы: сокращение сроков спуска обсадных труб, достижение заданной глубины, предотвращение прихватоопасности .

В будущем рекомендую с данной геологией данного участка использовать систему «Casing Drive System».

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	13
1.2. Геологические условия бурения	15
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4.Зоны возможных осложнений	21
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1.Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	23
2.2.Обоснование конструкции скважины	24
2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	24
2.2.2.Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	27
2.2.4.Выбор интервалов цементирования	28
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	28
2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины	29
2.3.Углубление скважины	29
2.3.1.Выбор способа бурения	29
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента	31
2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	31
2.3.4.Расчет частоты вращения долота	32
2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
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	40
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины	42
2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин	44
2.4.1.Расчет обсадных колонн	44
2.4.2.Расчет наружных избыточных давлений	44
2.4.3.Расчет внутренних избыточных давлений	47
2.4.4.Конструирование обсадной колонны по длине	50
2.4.5.Расчет процессов цементирования скважины	50
2.4.5.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	50
2.4.5.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	50
2.4.5.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	51
2.4.5.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	51
2.4.5.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	51
2.4.5.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	52
2.4.6.Выбор технологической оснастки обсадных колонн	53
2.4.7.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	54
2.5.Выбор буровой установки	55

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1. Система спуска обсадных труб Tesco Casing Drive System	57
3.2. Гидравлический элеватор	57
3.3. Штропа и система захвата	58
3.4. Гидростанция	58
3.5. Контроль и регистрация момента	59
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия	61
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	63
4.3. Нормативная карта	65
4.4. Составление линейно-календарного графика	69
4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
5.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	74
5.1.2. Недостаточная освещенность	74
5.1.3. Превышение уровней шума	75
5.1.1.4. Превышение уровней вибрации	76
5.1.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	77
5.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
5.2.1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	78
5.2.2. Поражение током	79
5.2.3. Пожаровзрывобезопасность	80
5.3. Экологическая безопасность	82
5.3.1. Фон загрязнения объектов природной среды	82
5.3.2. Контроль за состоянием и охраной окружающей среды	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

Введение

На данный момент, Россия занимает одно из ведущих мест в производстве нефти и газа, что приносит большую прибыль нефтяным и газовым компаниям в период стабильно высоких цен на углеродистое сырье.

Перед добывающими фирмами нашей страны раскрываются огромные возможности: воспользовавшись ситуацией на мировом рынке возможны большие вложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Минувшие годы особенно показывают необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и повышение расходов на извлечение углеводородного сырья.

Использование новейших технологий в добыче нефти накладывает наиболее жесткие требования на бурение скважин. Необходимость решать более сложные задачи, связанные с процессом бурения, требует изменений в технологии бурения.

Тенденции развития технологии в наше время ориентированы на сокращение вредного влияния на продуктивный пласт в период бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважины, сокращение вредного влияния на окружающую среду при бурении.

Основная цель данного проекта – сокращение сроков строительства скважины. Применение предложенных решений при бурении скважин на месторождениях Ямала несут значимую прибыль газовым предприятиям.

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)	Восточно-Уренгойский лицензионный участок
Административное положение	Россия Ямало-Ненецкий Автономный округ
Температура воздуха, градус среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 5 +30 - 60
Среднегодовое количество осадков, мм	500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	Вечная мерзлота
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 50-80%
Растительный покров	болото, лесотундра
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, песок
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

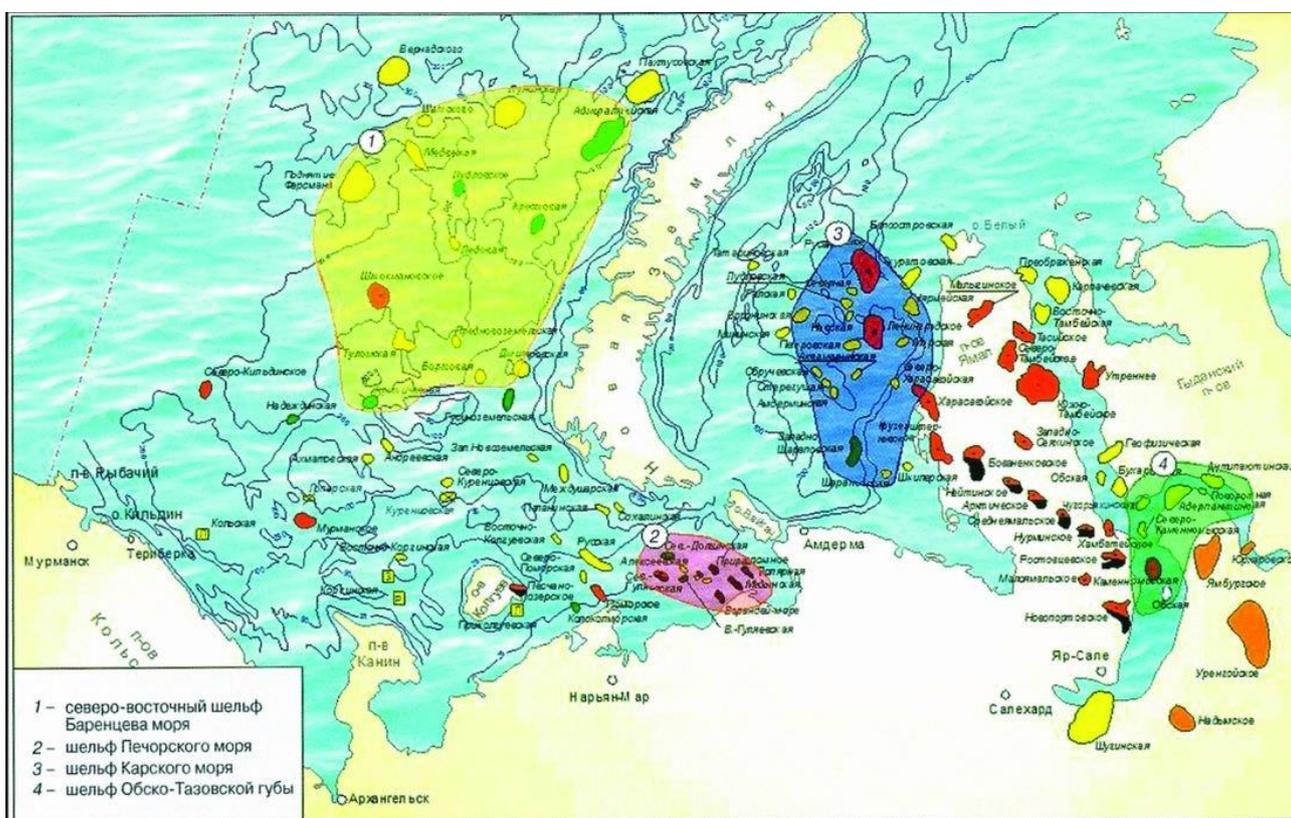
Расстояние до города Новый Уренгой 60 км.

Транспортировку оборудования и материалов круглогодично осуществляют автомобильным и тракторным транспортом по автодороге.

Для перевозки рабочего персонала используют вертолеты и вахтовые автобусы. Из г Новый Уренгой.

Обзорная карта района работ представлена на рис. 1.1.

Рис. 1.1 - Обзорная карта района работ.



1.2. Геологические условия бурения.

Литолого-стратиграфический разрез Восточно-Уренгойского лицензионного участка представлен в табл. 1.2.

Таблица 1.2 - Стратиграфическое деление разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент каверности
от	до	Название	индекс	угол	азиму	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3 yr	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P2			
200	300	Люлинворская	P2 ll	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P1			
300	580	Тибейсалинская свита	P1 tbs	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2 gn	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2 kz	0,5-	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2 pk	0,5-		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-	-	1,07

Таблица 1.3 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P ₃ at	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P ₂₋₃ yr	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P ₂ ll	200	300	Глины опокovidные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопокovidных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опокovidных глин и опок.
P ₁ tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюdistые, с прослоями алевролитов и песков
K ₂ gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K ₂ br	860	1100	Глины Глины опокovidные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опокovidных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опокovidные.
K ₂ kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K ₁₋₂ pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитово-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разноезернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюdistые.
K ₁ tn	2070	2912	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
K ₁ st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Восточно-Уренгойско площади типично для нефтегазовых месторождений Ямала. Продуктивный горизонт – сортымская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов.

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, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P ₃ at	100	150	Пески, алевролиты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P ₂₋₃ уг	150	200	Глины, алевролиты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P ₂ ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P ₁ tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K ₂ gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K ₂ br	860	1100	Глины, глины опоквидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K ₂ kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K _{1,2} pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K ₁ tn	2070	2912	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K ₁ st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Физико-механические свойства пород Восточно-Уренгойской площади типичны для месторождений ЯНАО. Продуктивный пласт в интервале 3585—4020 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%. 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 страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Темп-ра в конце интервала	
	от (вер х)	до (ни з)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			гра дус	исто ч-ник полу- чения
			МПа/м на м		исто ч-ник полу- чения	МПа/м на м		ист оч-ник полу- чения	Мпа/м на м		исто ч-ник пол у- чения	Мпа/м на м		исто ч-ник полу- чения		
			от (вер х)	до (низ)		от (вер х)	до (низ)		от (вер х)	до (низ)		от (вер х)	до (ни з)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0187	0,0187	ПГФ	-2	РАС
P ₃ ¹ atl	100	150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0157	0,0157	РАС	0,0190	0,0190	ПГФ	-1	РАС
P ₂₋₃	150	200	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0163	0,0163	РАС	0,0194	0,0194	ПГФ	-0.5	РАС
P ₂ ² llv	200	300	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0167	0,0167	РАС	0,0199	0,0199	ПГФ	-0.5	РАС
Pg ₁ tb	300	580	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	2	РАС
K ₂ gn	580	860	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	4	РАС
K ₂ br	860	1100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0174	0,0174	РАС	0,0197	0,0197	ПГФ	24	РАС
K ₂ kz	1100	1150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0180	0,0180	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	54	РАС
K ₂ +K ₁ pk _r	1150	2070	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0179	0,0179	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	87	РАС
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0118	РФЗ	-	-	-	0,0179	0,0179	РАС	0,0220	0,0220	ПГФ	101	РАС
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0186	0,0186	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	101	РАС
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0166	РФЗ	-	-	-	0,0198	0,0198	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	110	РАС

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высокие давления имеются, максимальная забойная температура 110 °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, мдарси	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	Pg ₂ -Pg ₃	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
группа	K ₁₋₂	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
А	K ₁	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K ₁	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
Ю ₁	J ₃	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Из таблицы видно, что разрез представлен пятью водоносными коллекторами.

Характеристика газоносности приведена в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Газоносность.

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	от 350 – до 500	100
3635	3694	поровый	0,775		100
3731	3754	поровый	0,788		100

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.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ st (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	г/к	3252	-	-	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение
K ₁ st (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	г/к	3272	-	-		
K ₁ st (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3635	3694	г/к	3412	-	-		
K ₁ st (Ач ₅ ²⁻³)	3731	3754	г/к	3622	-	-		

Таблица 1.9- Возможные осложнения.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K ₂ gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Таблица 1.10-Поглощение бурового раствора.

Индекс стратиграфическо го подразделения	Инте рвал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его max снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₁ tbs	580	960	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
K ₂ gn	960	1100	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
K ₂ br	1100	1150	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
K ₁₋₂ pk	1150	2070	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
K ₁ tn	2070	2912	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
K ₁ st	2912	3457	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
K ₁ st (БУ ₁₆₋₁₇)	3457	3750	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

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.

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		Двухинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м		4150		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					-		
Глубина вертикального участка скважины, м		700		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-		
Отход скважины, м		300		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м		-		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м		-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град					15		
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	700	700	0	0	0	0	0	0	700	700
2	700	4150	3450	0	300	300	0	15	700	4270	3570
Итого	Σ		4150	Σ		300	-	-	Σ		4270

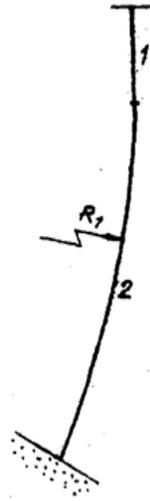


Рис. 2.1 - Двухинтервальный профиль.

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, $\Delta P_{пл} = 0,0166$ МПа/1 м (аномально высокое 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 вхождения 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 хвостовик до забоя, затем цементируется. Для сообщения полости хвостовика с продуктивным пластом её перфорируют (простреливают большое число отверстий).

При качественном цементировании хвостовика достигается одновременное разобщение всех продуктивных объектов.

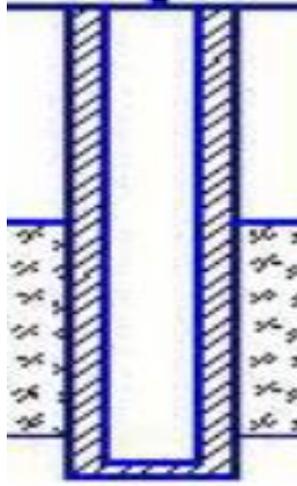


Рис. 2.2 - Метод вхождения в пласт.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.

Таблица 2.2 - График совмещённых давлений и конструкция скважины.

Глубина по вертикали, м.	Индекс стратиграфического подразделения	Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород										Градиент давления		Плотность бур. раствора, г/см ³		
		Эквивалент градиента давлений										пластового	гидроразрыва			
		1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9				2.0	
ПД	БР									ГР						
100	Q															
150	P ₃															
200	P ₂ -P ₃															
300	P ₂															
580	P ₁															
860	K ₂													0,16		
1100	K ₁₋₂												0,1			
1150	K ₁														0,18	
2070														0,18		
2912																
3750	J ₃ +J ₃													0,1	0,186	
3900	J ₃															1,70
4130	J ₁₋₂													0,166	0,198	

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.

Мощность четвертичных отложений составляет 60 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 70 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 597,9 м, но выбирается глубина 700 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.

Техническая колонна спускается до глубины 2100 метров с учетом перекрытия глин и водоносных пластов.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3546 метров по вертикали. Хвостовик спускается на глубину 4150 метров с учетом перекрытия подошвы пласта.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования.

Интервал цементирования направления 0–70м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 700 м;

Интервал цементирования технической колонны: 0 – 2100 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 1600 – 3546 м;

Интервал цементирования хвостовика: 3300 – 4150 м;

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (350-500 м³/сут) – 177.8 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 – 70	490	426	451
2	Кондуктор	0 – 700	393.7	324	351
3	Тех.колонна	0-2100	295.3	245	269.9
4	Эксплуатационная	0 – 3546	220.7	177.8	194.5
5	Хвостовик	3300-4150	155.6	127	141.3

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

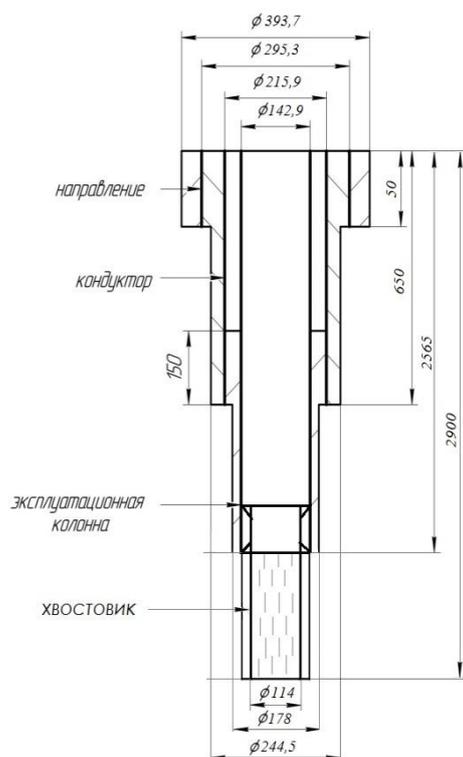


Рисунок 2.3 - Проектная конструкция скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 5,24 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 350/80х35, ОП5 230/80х70 (350,230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35,70 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-70-178×245×324 К1ХЛ / АФ6-80×70 ХЛ (давление на устье скважины при опрессовке составит 9,5 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 177,8 мм ,245 мм,324мм).

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
0-70	Направление	Роторное
70-700	Кондуктр	ВЗД. Ротор
700-2100	Тех. колонна	ВЗД. Ротор
2100-3546	Эксплуатационная колонна	ВЗД. Ротор
3546-4150	Хвостовик	Ротор

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«Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал	0-700	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150
Шифр долота	490С-ЦВ-UT63	393,7М-ЦВ-UT50	PDC DSY616S-A1 295,3	PDC DSY616S-A1 220,7	БИТ 155,6 BT 610H
Тип долота	Шарошечные, PDC				
Диаметр долота, мм	490	393.7	295.3	220.7	155.6
Тип горных пород					
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	-	-	-
	API	-	-	-	-
Длина, м	0,53	0,42	0,35	-	-

Масса, кг		115	113	76	-	-
G, тс	Рекомендуемая	4-10	2-12	2-20	2-15	2-15
	Предельная	10	12	20	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	120-470	60-280	50-250	50-100	30-60
	Предельная	470	280	250	100	60

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	0-70	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150
Исходные данные					
α	1	1	1	1	1
$R_{ш},$ кг/см ²	1000	1150	2575	2898	2167
$D_{д},$ см	49	39.37	29.53	22.07	15.56
k_T	33	29	29	25	21
$D_c,$ мм	50	12	10	8	4
$q,$ кН/мм	0,4	0,1	0,12	0,14	0,19
$G_{пред},$ кН	100	120	200	240	255
Результаты проектирования					
$G_1,$ кН	29,5	15,6	40,7	33,8	66,8
$G_2,$ кН	117,7	29,5	25	44	54,8
$G_3,$ кН	80	96	160	213	235
$G_{проект},$ кН	80	96	160	213	235

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 (2100-3546 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы и они могут стать 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	0-70	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150	
Исходные данные						
V _л , м/с	2,5	2	1,5	1	0,5	
D _д	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
t, 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.

Интервал бурения 0-50 метров (интервал бурения под направление) бурится ротором. 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.

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		0-70	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150
Исходные данные						
D _д	м	Не требуется	0,2959	0,2159	0,178	Не требуется
	мм	Не требуется	295,9	215,9	178	Не требуется
G _{ос} , кН		Не требуется	30	40	50	Не требуется
Q, Н*м/кН		Не требуется	1,5	1,5	1,5	Не требуется
Результаты проектирования						
D _{зд} , мм		Не требуется	235	197	178	Не требуется
M _р , Н*м		Не требуется	1254,65	1203,95	1203,95	Не требуется
M _о , Н*м		Не требуется	147,65	107,95	96	Не требуется
M _{уд} , Н*м/кН		Не требуется	36,9	27,4	14	Не требуется

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	0-70	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150
Исходные данные					
D _д , м	0,490	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
K	0,55	0,5	0,4	0,3	0,2
K _к	1,3	1,33	1,51	1,67	1,77
V _{кр} , м/с	0,3	0,2	0,15	0,1	0,09
V _м , м/с	0,01	0,01	0,0063	0,007	0,0088
d _{бт} , м	0,147	0,147	0,127	0,127	0,089
d _{мах} , м	0,279	0,229	0,197	0,170	0,155
d _{нмах} , м	0,02	0,016	0,011	0,01	0,01
n	3	6	6	5	4
V _{кпмин} , м/с	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,2	0,2
ρ _р , г/см ³	1,14	1,14	1,1	1,14	1,1
ρ _п , г/см ³	2,21	2,29	2,318	2,4	2,7
Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	67	58	27	30	10
Q ₂ , л/с	66	63	6	45	8
Q ₃ , л/с	66	65	35	43	6
Q ₄ , л/с	65	39	21	35	8
Q ₅ , л/с	55	57	39	54	8
Q ₆ , л/с	38-56	12-58	19-38	34	8

Дополнительные проверочные расчеты					
Q _{табл} , л/с	75,7	58,8	37,9	37	12
ρ _{табл} , кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1140	1140	1100	1100	1100
M, Н*м	19320	17390	7590	-	-
M _{табл} , Н*м	24400	22300	9870	-	-
m	2	2	1	2	1

Продолжение таблицы 2.10

n	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Q _н , л/с	45,8	40,8	31,8	30,0	12
Q _{пров1} , л/с	82	73	57	42	20
Q _{пров2} , л/с	58	37	29	24	11

Таблица 2.11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0-70	70-700	700-2100	2100-3546	3546-4150
Исходные данные					
Q ₁ , л/с	67	58	27	30	10
Q ₂ , л/с	66	63	6	45	8
Q ₃ , л/с	66	65	35	43	6
Q ₄ , л/с	65	39	21	35	8
Q ₅ , л/с	55	57	39	54	8
Q ₆ , л/с	38-56	12-58	19-38	34	8
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	67	67	67	55	12
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q, л/с	82 – 84	57-58	67-70	55-55	18-20

2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны.

Расчет компоновки буровой колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор буровых утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты буровой колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета буровой 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 229-90Д	229	8	2172
3	УБТ 178-71Д	178	16	2609,6
ТБТ				
1	ТБТ 127	127	48	4000
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	СБТ 127	127	3600	75783,8

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 ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	39,2		Да	Нет	
$P_{кр} / P_n$	1,09				
Расчет на статическую прочность 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	l, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10 ⁶	594,2	12	152	127
Ψ^+ / Ψ^-	0,25		Q _p , кгс	32248,5	
α	1,3		M _{max}	415,986	
μ	0,25		W, см ³	935,7	
R, м	1229,92		$[\sigma]$, кгс/мм ²	27,14	
Q _к , кгс	17864,25		σ_ε , кгс/мм ²	50	
σ_p , кгс/мм ²	21,55				
Выполняется условие $\sigma_\varepsilon > [\sigma]$				Да	Нет

Продолжение таблицы 2.13

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					
Q' _{тк} , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4830,8	
Q _{КНБК} , кгс	2609,6				
n	1,45				
q _т , кгс/м	26,2				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		12156	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
$\sigma_{т}$, 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	70	490С-ЦВ-УТ63	100	0,5	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-201/147	25	0,5	
			УБТ 279-76Д	2000	18	
			Переводник П-171/201	25	0,5	
			Переводник П-133/171	25	0,5	
			СБТ 127	2000	48	
Σ				4075	68	
2	70	700	393,7М-ЦВ-УТ50	100	0,5	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник Н-152/152	25	0,5	
			УБТ 229-90Д	1000	9	
			Калибратор КА 295,3 СТ	100	0,5	
			УБТ 229-90д	1000	9	
			Переводник П-152/133	25	0,5	
			ТБТ 127	1000	25	
			СБТ 127	7000	650	
Σ				15000	700	

Продолжение таблицы 2.14

3	700- 2100	PDC DSY616S-A1 295,3	100	0,5	Бурение наклонного участка под техническую колонну, проработка ствола перед спуском промежуточной колонны
		ВЗД WF 800-QLE6750-ML(стк-292)	1000	7	
		Переливной клапан-203	25	0,5	
		УБТ 220-71Д	1000	9	
		ЦЛС - 292	100	0,5	
		УБТ 220-71Д	1000	9	
		НУБТ и Телесистема	500	18	
		П-133/152	25	0,5	
		ТБТ 127	1000	25	
		ЯСС-172	500	8	
		ТБТ 127	1000	25	
		СБТ 127	41000	2000	
Σ		46000	2100		

4	2100-3546	PDC DSY616S-A1 220,7	100	0,5	Бурение наклонного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		ВЗД WF 800-QLE6750-ML(стк-215)	1000	7	
		Переливной клапан-203	25	0,5	
		УБТ 108-46Д	1000	9	
		ЦЛС 217	100	0,5	
		УБТ 108-46Д	1000	9	
		НУБТ и Телесистема	500	18	
		Переводник П-133/147	25	0,5	
		ТБТ 127	1000	25	
		ЯСС	500	8	
		ТБТ 127	1000	25	
		СБТ 127	72500	3500	
Σ		80000	3550		

5	3546-4150	БИТ 155,6ВТ 610 Н	100	0,5	Бурение наклонного участка под хвостовик проработка ствола перед спуском хвостовика
		Переводник 89/102	25	0,5	
		УБТ 127	1000	24	
		СБТ 89	1500	240	
		ТБТ 89	500	25	
		ЯСС	500	8	
		ТБТ 89	500	25	
		СБТ 89	48600	3900	
Σ		53000	4150		

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 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 _п л, М Па	H, м	g, м/ с ²	ρ _{бр} , кг/ м ³	ρ _{гп} , кг/ м ³	K	d, м
от	до								
0	70	1,15	0,5	70	9,8	1140	2210	1,5	0,015
70	700	1,15	7,5	700	9,8	1140	2290	1,5	0,008
700	2100	1,2	27,5	2100	9,8	1100	2318	1,5	0,003
2100	3546	1,2	35,5	3546	9,8	1100	2400	1,5	0,002
3546	4150	1,2	55,5	4150	9,8	1100	2455	1,5	0,001

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС 1, дПа	СНС ₁ ф/100фт ₂	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, ф/100фт ²	ПВ, мПа*с
от	до									
0	70	1,12	13,1	3/15	45-90	7	8,5-10	<2	15-25	15-25
70	700	1,12	8,5	3/15	45-90	7	8-10,5	<2	15-25	15-25
700	2100	1,16	5	3/10-7/30	40-55	6	8-9	<0,5	18-25	<20
2100	3546	1,16-1,24	3	3/8-6/25	40-60	6	8,5-10,5	<0,5	18-25	<20
3546	4150	1,70	5	5/15	40-55	5	10-11	<0,5	15-20	<20

Таблица 2.16 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора
от (верх)	до (низ)	
0	70	Пресный, полимер-глинистый; $\rho=1,10-1,14$ г/см ³
70	700	Пресный, полимер-глинистый; $\rho=1,12-1,18$ г/см ³
700	2100	Пресный, полимерный инкапсулирующий раствор -; $\rho=1,14-1,16$ (1,25*) г/см ³
2100	3546	Пресный, полимерный раствор ; $\rho=1,16-1,18$ (1,22*) г/см ³
3546	4150	Полимерный, ингибированный утяжелённый раствор: $\rho=1,60-1,74$ г/см ³ (в интервале хвостовика утяжеление баритом). * при осложнениях допускается увеличение плотности бурового раствора.

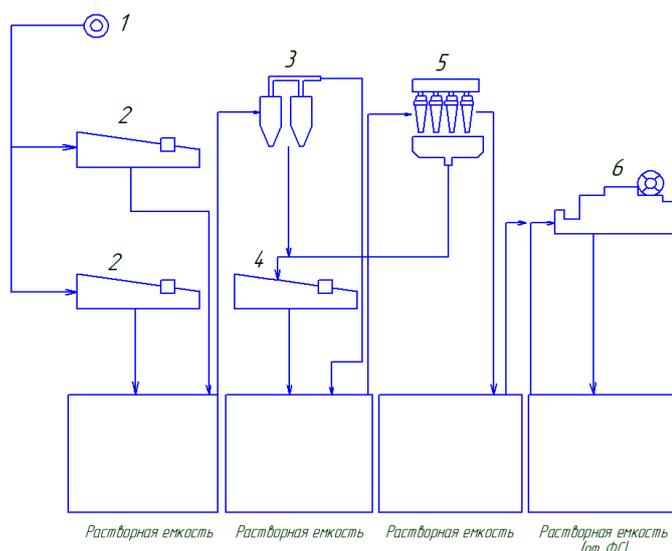


Рисунок 2.4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – виброрито Derrick FLC-503 ; 3 – пескоотделитель ЗПД-251; 4 – виброрито ВС-1; 5 – илоотделитель Т4; 6 – центрифуга ОГШ-750.

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_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
50	0,3937	1,3	0,5	1	2210
650	0,2953	1,33	6,5	13	2290
3228	0,2159	1,46	25,74	44,03	2318
3436	0,1429	1,43	29,16	49,39	2627
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,082	ЗНБ-1600	0,01	0,009	20	1140
0,057		0,0085	0,009	20	1140

0,025		0,0055	0,007	10	1100
0,012		0,0027	0,015	50	1090

Продолжение таблицы 2.17

КНБК						
Элемент	d _н , м	L, м				d _в , м
УБТ 279-76Д	0,279	32	0	0	0	0,076
УБТ 229-90Д	0,229	0	8	0	0	0,090
УБТ 178-71Д	0,178	0	0	16	0	0,071
УБТ 108-46Д	0,108	0	0	0	64	0,046
СБТ 127-9 Д	0,127	2	630	2518	2518	0,109
СБТ 89-11Д	0,89	0	0	0	1000	0,70

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 _г , МПа	ΔP _р , МПа	V _д , 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
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	Sk _п	ΔP _{кп}	ΔP _{мк}
УБТ 279-76Д	109184,26	16731,48	911,84	0,024	-
УБТ 229-90Д	73295,25	1492,87	510,22	-	-
УБТ 178-71Д	52962,66	10146,81	416,55	-	-
УБТ 108-46Д	37371,12	3556,39	632,24	-	-
СБТ 127-9Д	193918,07	20712,61	220,9	1,23	0,8
СБТ 89-11Д	345696	1015,06	112184	-	-
ВЗД WF 800-QLE6750-ML(стк-215)	109184,26	16731,48	911,84	0,007	-
Внутри труб					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	λ	ΔP _т	
УБТ 279-76Д	31324,53	174097,7	0,0282	0,22	
УБТ 229-90Д	37657	102193,9	0,0277	0,011	
УБТ 178-71Д	37505,76	70486,61	0,0295	0,078	
УБТ 108-46Д	10893,48	24148,44	0,0341	0,14	
СБТ 127-9 Д	20020,84	10191,08	0,0342	0,07	
СБТ 89-11Д	208959,5	1586,7	0,0502	0,000003	

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	1000	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	1850
плотность газа ρ_n , кг/м ³	0,85	глубина скважины, м	3546
высота столба буферной жидкости h_1 , м	1600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	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	1600	3096	3536	3546
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,6	9,08	12,905	13,005

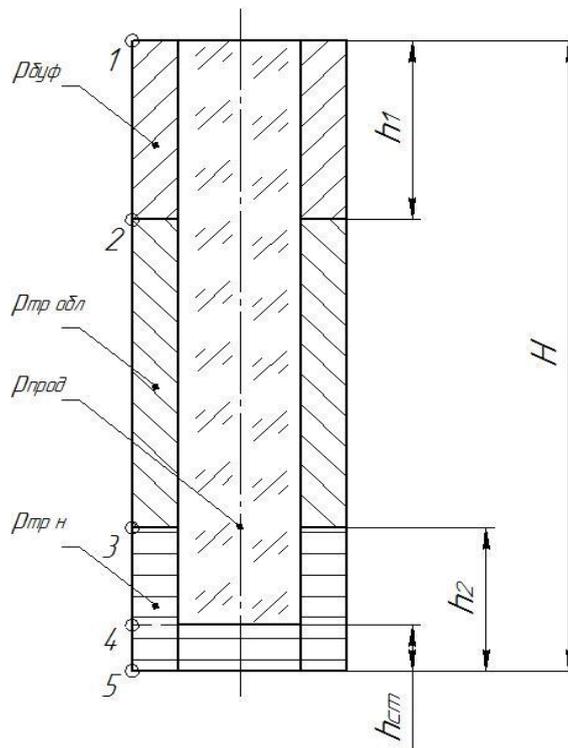


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

2 случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой 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	1600	3096	3536	3546
Наружное избыточное давление, МПа	0	17,6	19,85	34,5	40,7

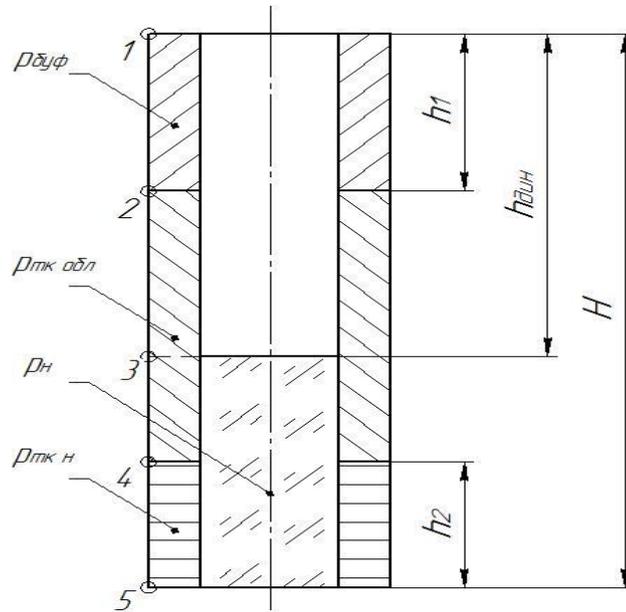


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.

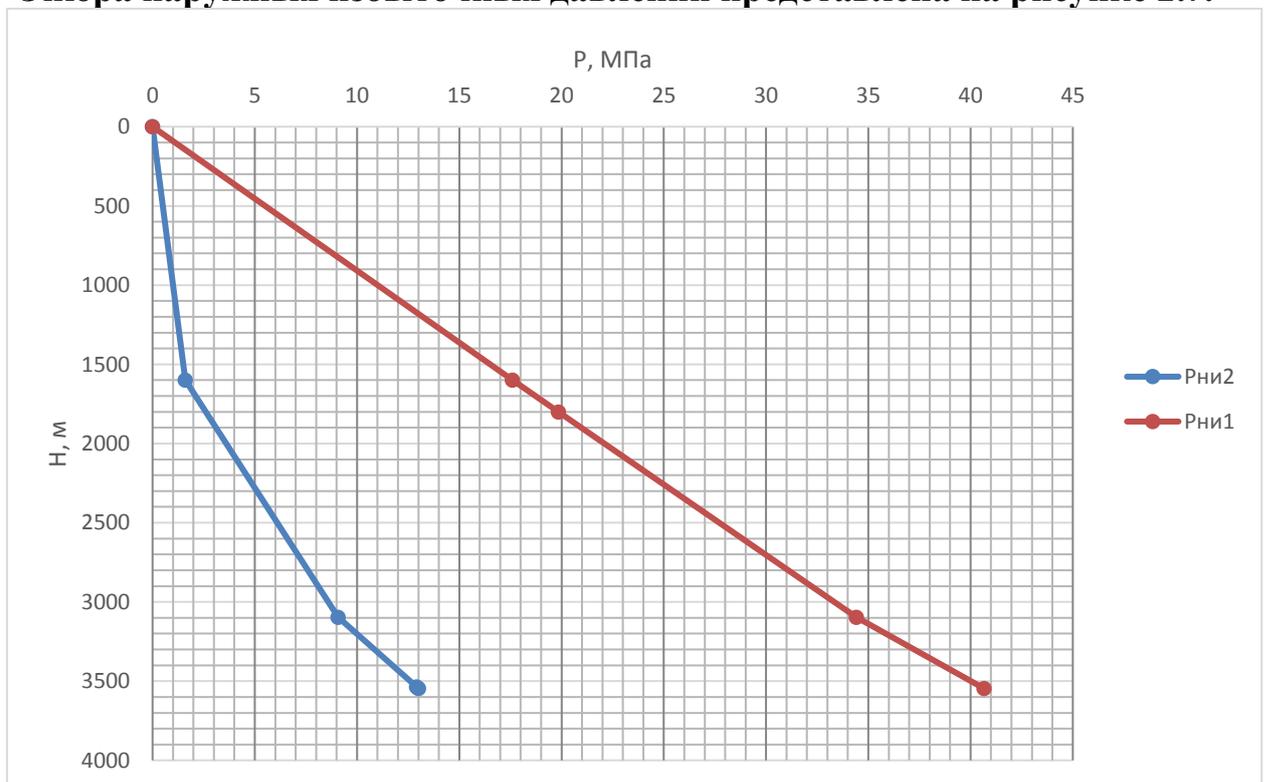


Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений.

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.

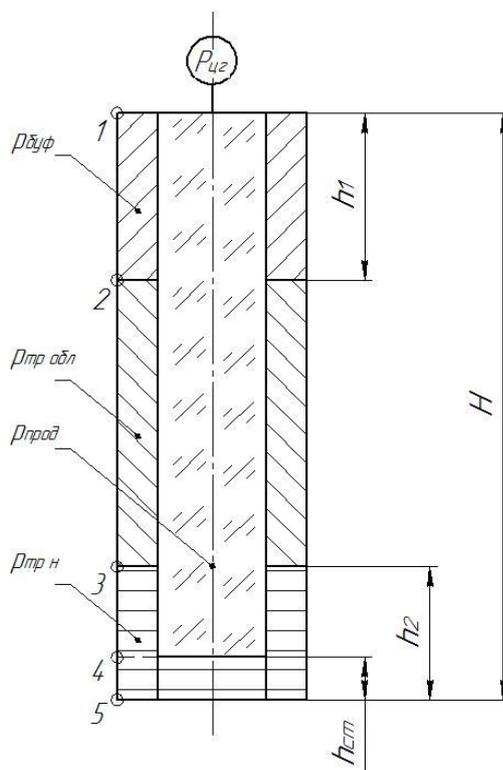


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

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	1600	3096	3536	3546
Наружное избыточное давление, МПа	23,797	22,197	14,717	10,977	10,977

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	1600	3096	3536	3546
Наружное избыточное давление, МПа	15	13,4	11,53	9,9	-

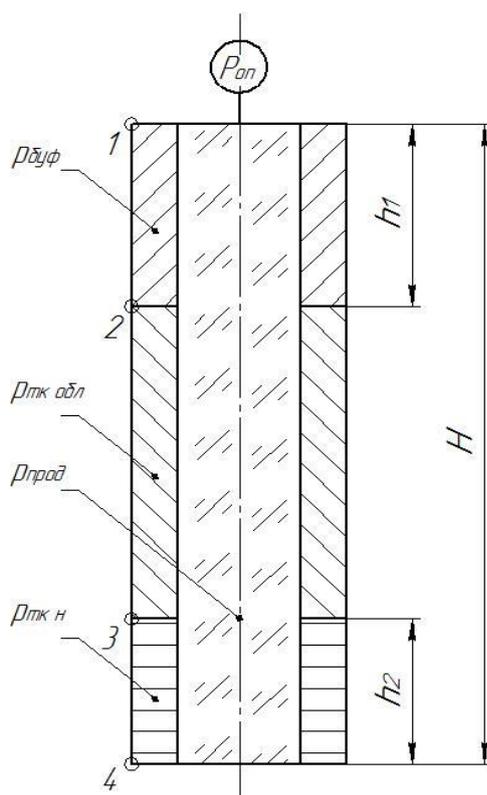


Рисунок 2.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.

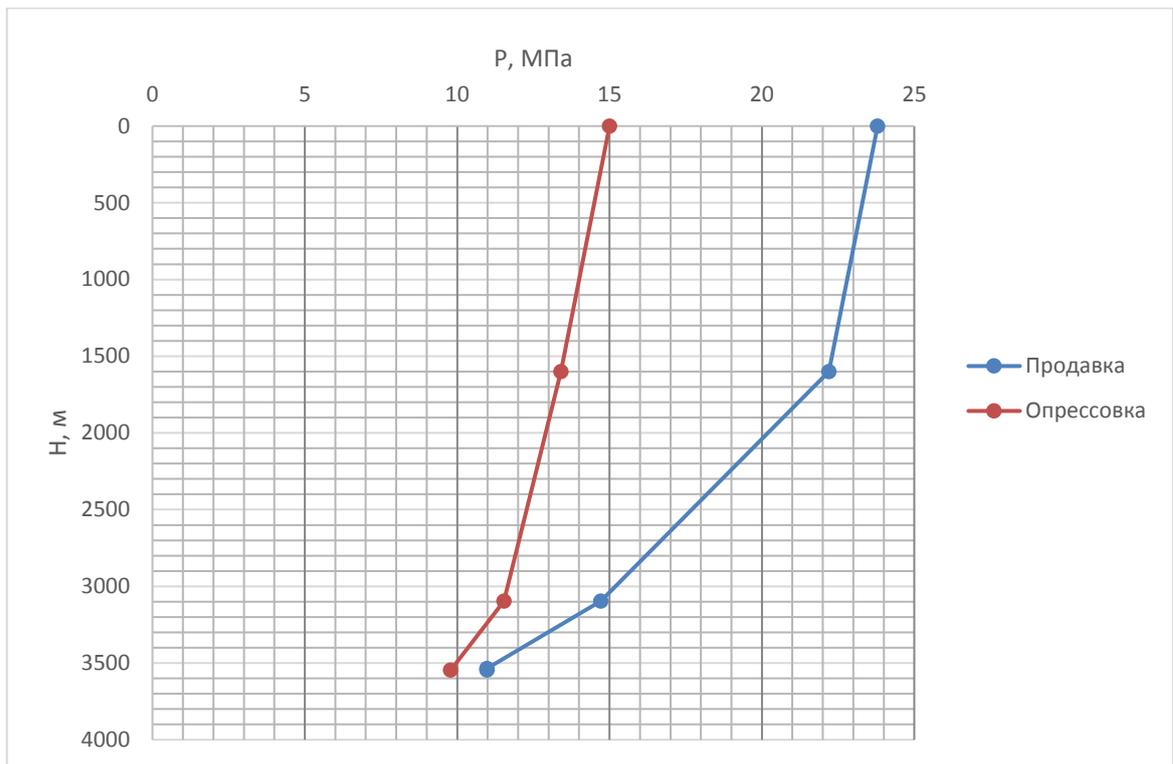


Рисунок 2.10 – Эпюра внутреннего избыточного давления.

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	4150-3830
2	Д	9,2	441	39	17199	17199	3830 -2160
3	Д	8,1	770	34,6	26642	26642	2160 -1390
4	Д	6,9	616	30	18480	18480	1360-700
5	Д	8,1	378	34,6	13078,8	13078,8	700-350
6	Д	9,2	315	39	12285	12285	350-70
7	Д	10,4	81	43,7	3539,7	3539,7	70-0

2.4.5. Расчет процессов цементирования скважины.

2.4.5.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (1)$$

$38,94 < 40,6$ 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 облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850$ кг/м ³	14,9	20900	18,75
$\rho_{тробл}=1500$ 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 – Объём 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.

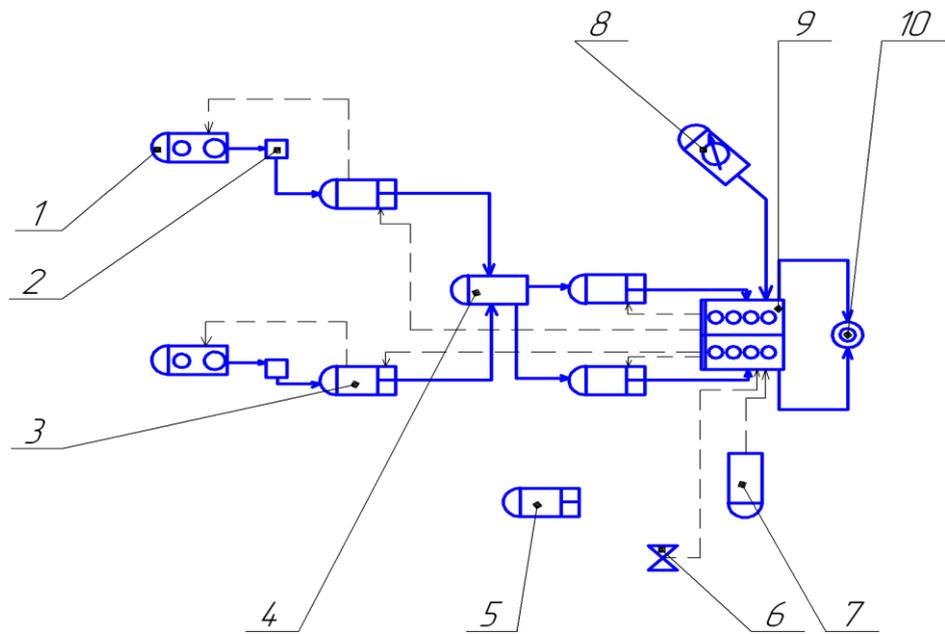


Рисунок 2.11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна;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

2.4.5.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.12.

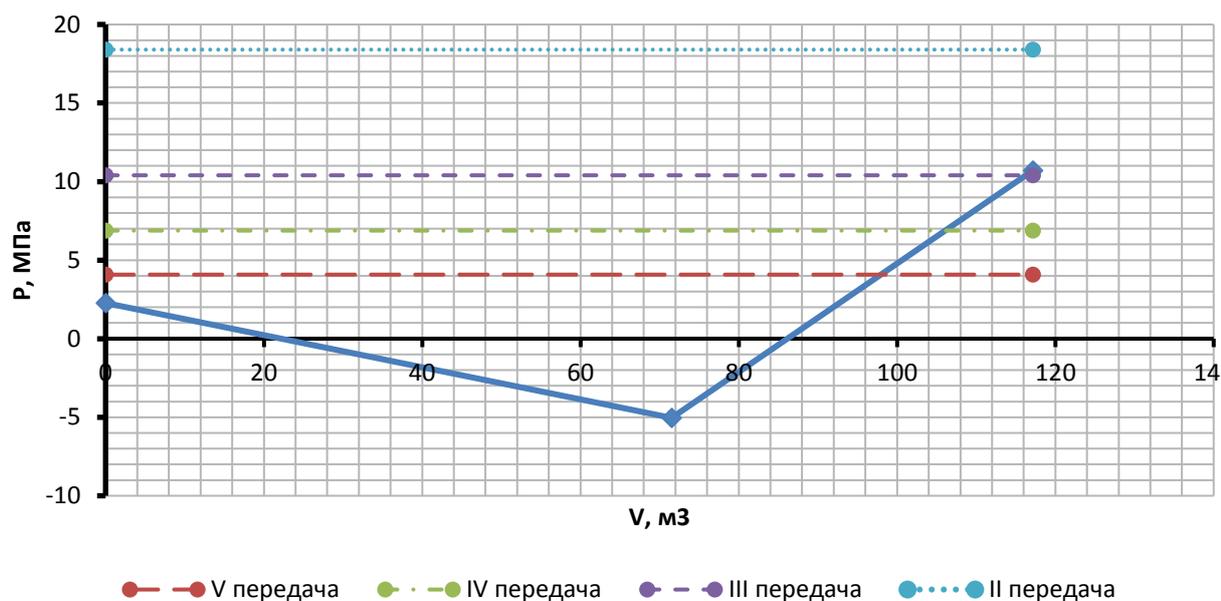


Рисунок 2.12 – График изменения давления на цементировочной головке.

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 $t_{\text{це́м}}$ составляет 41 мин.

2.4.6. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ – 426 (направление), БКМ – 324 (кондуктор), БКМ – 245 (тех. колонна) с трапецеидальной резьбой ОТТМ, БКМ-178(эксплуатационная колонна) ОТТМ, БКМ -127(хвостовик)
- ЦКОД – 426 – ОТТМ (направление), ЦКОД – 324 – ОТТМ (кондуктор), ЦКОД – 245 – ОТТМ (тех.колонна),

ЦКОД – 178 – ОТТМ (эксплуатационная колонна); ЦКОД-127-ОТТМ(хвостовик).

- цементировочная головка типа ГУЦ 426/100 (направление); ГУЦ 324/320 (кондуктор), ГУЦ 178/100 (эксплуатационная колонна);ГУЦ127/100(хвостовик).

- разделительные пробки ПЦН – 426 (направление), ПЦН – 324 (кондуктор),ППЦ-245(тех.колонна), ПЦН – 178 (эксплуатационная колонна),ППЦ-127(хвостовик).

- центраторы ЦЦ – 4 – 324/295 (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.
0-700	ЦЦ - 1– 245/216	8
0-2100	ЦЦ - 1– 178/216	54
2100-3546	ЦЦ - 2– 178/216	73

2.4.7. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК – 80х35.

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 выход 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 JZ 50 DBS .

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 вышечного-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 ₆₀)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	174	1634	
3	72; 76	908	
4	40; 60	400	

3. Специальная часть.

3.1 Система управляемого спуска обсадных колонн TESCO Casing Drive System.

Система управляемого спуска обсадных колонн TESCO Casing Drive System создана корпорацией TESCO для работы в комплексе с системой бурения на обсадной колонне Casing Drilling и обеспечивает реализацию всех преимуществ систем верхнего привода при выполнении работ по спуску колонны. Система CDS заменяет собой машинные ключи и элеваторы, обеспечивая одновременное вращение и расхаживание обсадной колонны, а так же циркуляцию через нее в любой момент времени, что значительно повышает безопасность при проведении работ и снижает риск спуска колонны в скважину с нарушенной геометрией ствола

Корпорация Tesco предлагает системы CDS как элемент комплексного решения по спуску обсадных колонн. Системы CDS легко устанавливаются на СВП любых производителей и за время эксплуатации зарекомендовали себя при проходке миллионов метров, доказав наивысшую в отрасли универсальность и эффективность в качестве бурового инструмента со встроенным приводом.

3.2 Гидравлический элеватор.

Гидравлические элеваторы Tesko обеспечивают полную автоматизацию работ по спуску обсадной колонны. Автоматические элеваторы для однотрубных секций устраняют риск защемления, а так же необходимость нахождения членов бригады вблизи труб и оборудования. Срабатывающий под действием веса предохранительный замок удерживает элеватор от раскрытия при постановке в него свечи труб. Один комплект элеваторов

Tesko может применяться с различными типоразмерами простой заменой вкладышей.

3.3 Штропа и система захвата.

Встроенная система отклонения штропов, включающая выдвижные штропы и гидравлические элеваторы для обсадных труб с системой аварийной блокировки обеспечивает затаскивание трубы через приемный желоб, избавляя от необходимости использования ручных элеваторов и значительно снижая физическую нагрузку, усталость и риск травматизма персонала из-за близости к оборудованию.

Система отклонения штропов подвешивает трубу и удерживает ее при опускании системы CDS и верхнего привода, устраняя необходимость в присутствии на буровой заводящего рабочего.

Захваты системы CDS принимают трубу, свинчивание производится двигателем верхнего привода.

Система верхнего привода без труда обеспечивает плавное свинчивание без изгибающей нагрузки, с точным контролем окончательного момента.

По выполнении соединения можно начать циркуляцию при этом система CDS используется для вращения или расхаживания всей колонны, что существенно снижает риск прихвата.

Система CDS заменяет трубные элеваторы и, при удержании нагрузки всей колонны, используется для спуска колонны в скважину.

При использовании в комплекте с клиньями/спайдером блокировки системы CDS устраняют опасность падения колонны в скважину, не позволяя системе высвободить трубу до посадки клиньев.

3.4 Гидравлическая силовая установка (гидростанция)

При невозможности использования гидравлической системой верхнего привода, для обеспечения работы системы CDS может быть предоставлена защищенная гидростанция

3.5 Контроль и регистрация момента

Для соединения класса «премиум», а так же для дополнительной гарантии качества соединений может быть установлена система контроля и регистрации момента. Система, фиксирующая параметры, отображающая их в графическом режиме и выводящая отчеты о моменте по оборотам или времени. Система включает в себя полный комплекс сбора данных и вывода отчетности и является важным элементом контроля технологических параметров. Система может использоваться с любыми электрическими или гидравлическими системами верхнего привода.

Система работы с колонной ТЕСКО CDS обеспечивает высокую экономическую эффективность работ, позволяет снизить риски и более надежно обеспечить успешный спуск колонны. В силу тех же причин, по которым системы верхнего привода повышает эффективность и снижают риски при бурении, система CDS фактически устраняет вероятность таких аварийных ситуаций как:

- Не допуск колонны до проектной отметки из-за препятствий в стволе скважины.
- Риск прихватов при длительном пребывании колонны в неподвижном состоянии.
- Риск нефтегазоводопроявлений из-за пульсаций давления в стволе или недостаточного заполнения колонны.
- Использование циркуляционных оправок и сопутствующий риск повреждения соединений.

- Прохождение трубой сужений, выступов или отложений в стволе с вращением колонны машинным ключом.
- - Подъем колонны в виду невозможности спуска с последующей проработкой, работой бурильной колонной и связанным с этим повторным спуском обсадной колонны.

3.6 Устранение необходимости в традиционном оборудовании

Используя возможности верхнего привода, система CDS, позволяет устранить риски, связанные с таким оборудованием и производимыми операциями, как:

- Машинные ключи, подвесные и стопорные тросы машинных ключей на вышке или полу буровой.
- Элеваторы большого размера.
- Рабочие возвышения или подмости на полу буровой.
- Отдельная доливочная /циркуляционная линия или агрегат.
- Персонал, работающий на возвышениях или вне прямой видимости с рабочего места бурильщика.

Что особенно важно, устранение потребности в персонале, работающем на возвышениях или вне прямой видимости с рабочего места бурильщиком значительно повышает безопасность проведения работ по спуску колонны.

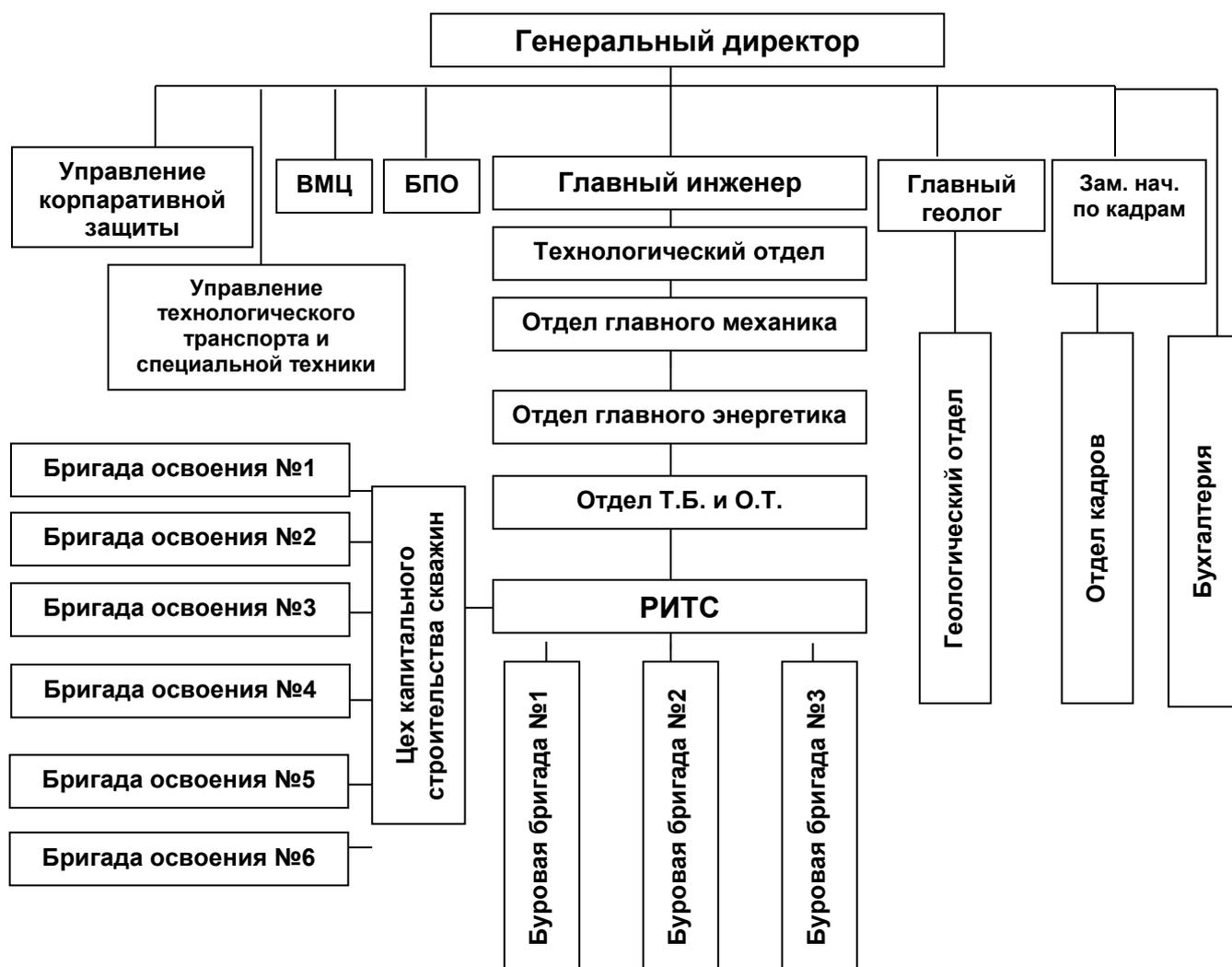
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1 Структура и организационные формы работы АО «ССК»

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

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. С января 2017 года начал работу новое подразделение филиал «Ремонта скважин». В связи с переездом Стрежевского филиала из Стрежевого в Новый – Уренгой в начале этого года филиал изменил название и стал Ямальским филиалом. На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 4000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Одна из главных задач АО «ССК» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.



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: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час,
(5.1)

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (5.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (5.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (5.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (5.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;
 $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём 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 3436 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:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (5.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3804}{600} = 6.34 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

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

$$V_P = 3804 / (600 + 77 + 25) = 5.42 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3804 \cdot 720}{803,9} = 3406.99 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3804/5 = 760.8 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

4.3 Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (таблица 1.1.1)

Таблица 1.1.1- Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Нарастивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<u>Направление:</u>															
Бурение под направление															2,79
Крепление направлением		0	70	70	Ш 393,7 – ЦВ МЗ	450	1	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	12,66
ИТОГО															15,45
<u>Кондуктор:</u>															
Бурение под кондуктор															32,4
Крепление кондуктором		70	700	630	БИТ 295,3 516 УСМ	2400	1	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	56,38
ИТОГО															88,78

1.1.1-Продолжение таблицы

<u>Техническая колонна:</u>															
Бурение под тех.колонну		700	2100	1400	БИТ 142,9 В 416 У	2000	1	0,045	18	35,2	24,8	3,3	2,5	1,5	85,75
Крепление под тех.колонну															56
ИТОГО															141,75
<u>Эксплуатационная колонна:</u>															
Бурение под э/к		2100	3546	1446	БИТ 215,9 В 516 У	2000	1	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	135,3
Крепление под э/к															91
ИТОГО															226,3
<u>Хвостовик:</u>															
Бурение под хвостовик		3546	3804	258	БИТ 142,9 В 416 У	2000	1	0,045	15,1	35,2	6,2	3,3	2,5	1,5	63,8
Крепление под хвостовик															45
ИТОГО															148,8

1.1.1-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															621,09
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															25,8
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															27

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 1.1.2.

Условные обозначения к таблице 1.1.2:

 Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания;

Таблица 1.1.2 – 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

Расчет сметной стоимости сооружения скважины приведен в таблице 1.1.3.

Таблица 3 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
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	7,7	709,8	6,5	898,24	3,2	442,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4			-	269,47		132,66
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	3,2	46,08
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	-	-	28,08	-	13,82
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	5,5	588,9	6,5	1643,59	3,2	809,15
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	5,5	699,9	6,5	8560,5	3,2	4214,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	-	-	6,5	1459,9	3,2	718,72

Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	-	-	6,5	602,29	3,2	296,5 1
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	-	-	6,5	57,85	3,2	28,48
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	4,7	55,0	6,5	49,01	3,2	24,13
Плата за подключенную мощность.	кВт/ сут	149,4 8	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,8	888. 0	6,5	971,62	3,2	478,3 4
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/ сут	107,9 3	12	1295,1 6	0,41	29,14	2,8	302,2	4,0	665. 0	6,5	701,55	3,2	345,3 8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	-	-	8,19	220,48	4,5	108,5 4
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			14135,36		908,26		4263,78		10888		15556,18		7658,3	
Всего по сметному расчету, руб		55889.8												

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.

$$55889.8 \cdot 204,2 = 11412697.16 \text{ руб.}$$

Таблица 5 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 1.1.3- сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количеств о		
1	буровые работы				11412697.16
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	228253.9432
	2. буровые растворы	м ³	52,4	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	245	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				13486603.94
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	161839.25
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	202299.06
	Итого полевых расходов: Σ2				13850742.25
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	2770148.45
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1800596.49
	Итого себестоимость проекта: Σ3				18421487.19
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	1939103.9
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	1839103.8
4	Компенсированные затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	107892.8
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	415522.3
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1108059.4
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	692537.1
5	Резерв	%	10	от Σ3	1842148.7
	ИТОГО себестоимость проекта				26365855.19
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				31111709.12

5. Производственная ответственность

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

Таблица 1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) 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	Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывоопасность		
Отклонение показателей климата на открытом воздухе			
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Поражение электрическим током	

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

5.1.1 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. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Таблица 2- 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

5.1.2 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 3.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

Таблица 3 – 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
Полаты 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	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы		26
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	10
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10

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

5.1.3 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 4 - 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.

Мероприятия по уменьшению шума: использование СИЗ, сделать шумоизоляцию помещений, установить защитные кожуха на оборудование. Регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов.

5.1.4 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: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

- 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.

Таблица 5 – 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

5.1.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

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($\text{мг}/\text{м}^3$) < ПДК [$\text{CaCO}_3=6 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг}/\text{м}^3$].

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.

Таблица 6 — 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

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

5.2.1 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.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.).
2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и др. частей.
5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.
6. Ремонт и проверка оборудования проводится лишь при отключенных механизмах вращения или перемещения.

5.2.2. 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. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.2.3.Пожаровзрывоопасность.

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. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

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).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых

солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня поля до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

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.

5.3. Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.3.1. 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 цементированья 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.

5.3.2. 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.

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы. Форма и содержание работы, распределение обязанностей и ответственности, вид и содержание учетной документации и отчетности определяются в соответствии с действующими нормативными актами, видом и объемом производственной деятельности.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды. Проект строительства скважины учитывает требования охраны окружающей среды, как непосредственно в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации скважины.

Применяемое для строительства скважины типовое комплектное оборудование не позволяет снизить концентрацию загрязняющих веществ в отходах бурения до уровня ПДК, поэтому комплекс мероприятий носит в значительной мере организационный характер и направлен на предупреждение или максимальное снижение вредного воздействия техники и технологии на окружающую среду.

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.

Заключение

В ходе выполнения данной работы на тему «технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 4150 метров на Восточно-Уренгойском лицензионном участке» приведены расчеты и обоснования по всем вопросам освещенным в ней.

Приведены развернутые географо-экономические характеристики района работ, характеристики газоносности района работ, геологические условия разреза.

Обоснован выбор турбинного способа бурения, двухколонная конструкция скважины с хвостовиком и двух интервальный профиль. Разработаны режимы бурения для всех интервалов: приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота, обоснован выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, приведена рецептура бурового раствора. Обоснован выбор забойных двигателей, произведен гидравлический расчет промывки скважины, приведено обоснование критериев рациональной отработки долот. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины, спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн, приведен их расчет. Спроектирована конструкция обсадных колонн из условия равнопрочности по длине, приведен расчет параметров цементирования, обоснована технология крепления и цементирования. Подробно освещен вопрос освоения скважины, выбор и обоснование буровой установки.

В социальной части описаны вопросы безопасности жизнедеятельности и конкретно безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях.

В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы предприятия АО «ССК», проведен анализ расчета нормативной продолжительности строительства скважин. Составлена нормативная карта. Составлен линейно-календарный график.

Произведен расчет сметной стоимости сооружения скважины.
В специальной части рассмотрено применение системы спуска обсадных труб «Casing Drive System» .

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- 2-ое изд., перераб. и доп. -М: Недра, 1996.-361 с.
2. Соловьев Е.Н. Заканчивание скважин: Учебник.-М: Недра, 1979.-303 с.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. -М.: Госгортехнадзор, 1998. -160 с.
4. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302с.
5. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999-84 с.
6. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. -100 с.
7. Исайченко А.И., Демихов В.С. Гидравлические забойные двигатели: - М: Недра, 1987 -209 с.
8. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра, 1987-340 с.
9. Долговечность шарошечных долот. -М.: Недра, 1992. -266 с.
10. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. -333 с.
11. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1996-68 с.
12. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М: ВНИИТнефть, 1997 -194 с.
13. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1997-47 с.
14. Композит каталог нефтегазовое оборудование и услуги. Под ред. Красина В.Ю., Бондаря А.В. и Яснева Г.Н. – М.: Изд. Топливо и энергетика, 2000. – 587с.
15. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. -М: Недра, 1988.-359 с.
16. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. . -М.: Недра, 1987.-205 с.
17. Булатов А.И., Качмаров С.Н. Освоение скважин: Практическое пособие. – М: Недра, 1999. –472 с.
18. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.-296 с.
19. Воевода А.Н. и др. Монтаж оборудования при кустовом бурении скважин. - М.: Недра, 1987. -205 с.
20. Ширков А.И. Охрана труда в геологии. -М.: Недра, 1990. -235 с.
21. Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. -М.: Высшая школа, 1985. -272 с.
22. ПБ-10-14-92 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» - М: Госгортехнадзор, 1992.