



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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2800 МЕТРОВ НА УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.323:324 622.243.23(24:181 m 2640)(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Романов Р.В.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	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:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав.кафедрой	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 – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Ковалёв А.В
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З- 2Б22	Романов Роман Валерьевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2800 МЕТРОВ НА УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017	№1436/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>		
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Геолого-технический наряд 2. Компонировка буровой колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.кафедрой	Ковалёв А.В.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Романов Р.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Романов Роман Валерьевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
2. <i>Нормативная карта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Романов Роман Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Романов Роман Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	<i>Вредные факторы</i> 1. Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности. 2. Неправильная обстановка рабочего места, его загрязненность посторонними предметами, недостаточная практика работающих безопасному ведению технологических процессов. 3. Сильный шум и вибрации, 4. Избыточное тепло или сильный мороз. 5. Насекомые, животные. <i>Опасные факторы</i> 1. Несовершенство или конструктивные недостатки оборудования. 2. Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин. 3. Ядовитые вещества, ионизирующие излучения. 4. Поражение электрическим током. 5. Опасность возгораний.
2. Экологическая безопасность:	При бурении скважины воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения Бурении скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»; Раздел VI, глава 21, статья 147 ТК РФ «Повы-

	<i>иенная оплата труда работника (работников)»; Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н «Проведение медицинских осмотров».</i>
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Романов Роман Валерьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 12 рис., 34 табл., 32 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, буровая установка, режим бурения, буровой раствор, профиль скважины, обсадная колонна, освоение.

Объектом работы являются эксплуатационная скважина глубиной 2800 м на Уренгойском газовом месторождении.

Цель работы – Технологическое решение для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2800 метров на Уренгойском газовом месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Уренгойского месторождения.

В результате работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 2800 метров.

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

ANNOTATION

Graduation qualification work 95 pp., 12 pic., 34 tables, 32 sources, 2 annexes.

Key words: tilt-direction well, drilling unit, drilling mode, drilling solution, well profile, sitting column, development.

The object of work is a production well with a depth of 2,800 m at the Urengoy gas field.

The purpose of the work is a technological solution for the construction of an operational directional well with a depth of 2,800 meters at the Urengoy gas field.

The work was carried out using geological materials of the Urengoy field.

As a result of the work, the design and technology of well wiring with a depth of 2800 meters was designed.

This work was carried out taking into account modern achievements in the field of technology and technology of construction of oil wells.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АНПД – аномально низкое пластовое давление;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГТН – геолого-технический наряд;

ГНВП – газо-нефте-водопроявления;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

КБТ – колонно бурильных труб;

ЛБТ – легкосплавная бурильная труба;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПВО – противовыбросовое оборудование

СПО – спуско-подъемная операция;

УС – установка смесительная;

ЦА – цементируочный агрегат.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	12
I. Общая и геологическая части.....	13
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	13
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газоносности и водоносности месторождения	19
1.4. Характеристика коллекторных свойств продуктивных пластов	20
1.5. Зоны возможных осложнений	23
II. Технологическая часть	27
2.1. Выбор способа бурения.....	27
2.2.1. Проектирование профиля и конструкции скважины	28
2.2.1. Выбор конструкции эксплуатационного забоя	28
2.2.2. Обоснование конструкции скважины	29
2.2.3. Расчет глубин спуска и диаметров обсадных колонн	31
2.2.4. Обоснование высот подъема тампонажных растворов	33
2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины	33
2.3. Проектирование процесса углубления скважины.....	34
2.3.1. Выбор буровых долот	34
2.3.2. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	35
2.3.3. Расчет частоты вращения долота.....	36
2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	37
2.3.5. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	39
2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов при бурении технологического и эксплуатационного участков скважины	43
2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора	45
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	46
2.3.9. Обоснование критериев рациональной отработки долот.....	50

2.3.10. Технология бурения на участках направленного изменения кривизны скважины и при вскрытии продуктивного пласта	52
2.4. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	55
2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины	55
2.5.1. Расчет давлений	55
2.5.2. Расчет действующих нагрузок	56
2.5.3. Расчет параметров обсадной колонны	59
2.5.4. Технологическая оснастка обсадной колонны	60
2.5.5. Расчет и обоснование параметров цементирования	62
2.5.5.1. Обоснование способа цементирования	62
2.5.5.2. Расчет объема буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости и количества составных компонентов	63
2.5.5.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	64
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	67
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	70
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	93

Введение

В настоящее время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородосодержащее сырье.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: пользуясь сложившейся ситуацией на мировом рынке возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жесткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения.

Основная цель данного проекта - предложение по совершенствованию используемого бурового раствора для строительства скважин. Использование предложенного решения при бурении скважин на месторождениях западно-сибирского региона несет реальную прибыль предприятиям нефтяной отрасли.

I. Общая и геологическая части

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Район находится в северной части Западносибирской низменности. Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 1.1).

Территория Уренгойского газоконденсатного месторождения представляет собой заболоченную полого – холмистую равнину, слаборасчлененную речными долинами, покрытую многочисленными озерами и криогенными формами (бугры пучения, термокарст и др.) Абсолютные отметки поверхности на площади колеблются от + 18 до + 80 м.

Район находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород, температура которых понижается с юга на север на 1°С на 100 км. Строение многолетнемерзлых толщ - от монолитного на Северо-Уренгойском месторождении, до слоистого - в долинах рек на юге Уренгойской площади. Глубина залегания ММП от 0 до 360 - 500 м. Температура ММП от минус 1 до минус 5°С. Температурный градиент по толще ММП (средний) – 3,8°С на 100 метров разреза. В разрезе ММП имеются также межмерзлотные региональные талые породы, к которым приурочены водоносные горизонты. Все водоснабжение города Новый Уренгой и локальных водозаборов газовых промыслов осуществляется благодаря развития этих таликов.

Климат резко континентальный, с холодной зимой и коротким прохладным летом. Средняя зимняя температура составляет минус 17 °С. Самые холодные месяцы года – декабрь, январь, февраль. В эти месяцы морозы достигают (от минус 50 до минус 55)°С и часто сопровождаются сильными ветрами. Безморозный период – с середины июня до середины сентября. Самый теплый месяц – июль. Его средняя температура колеблется от 6 до 15°С, а максимальная может достигать 40°С.

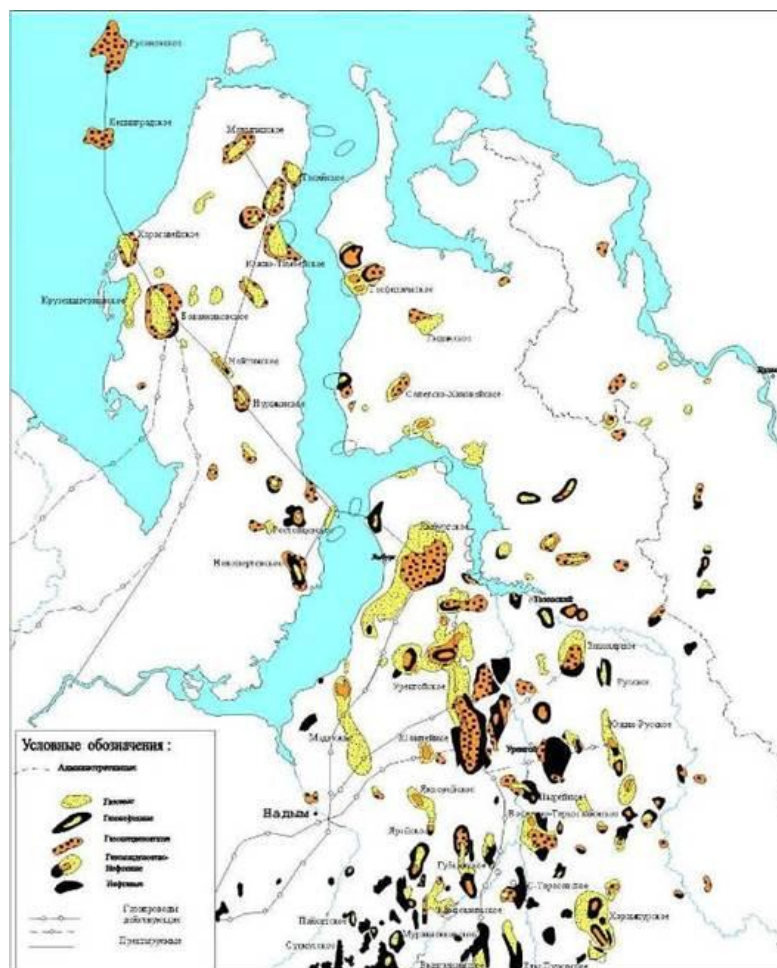


Рисунок 1.1 – Обзорная карта месторождений

Амплитуда колебаний температуры между наиболее холодными и теплыми месяцами составляет 80°C. Мощность снежного покрова на всех рассматриваемых площадях достигает 1-2 м в понижениях рельефа. Среднегодовое количество осадков достигает 350 мм. Большая часть их (70%) выпадает в летние месяцы.

Гидрографическую сеть образуют р. Пур (на востоке района) и ее левые притоки – р. Ево-Яха, р. Нгарка-Есетояха, р. Малхой-Яха, р. Табъяха, р. Хадутгэ. Судоходна только река Пур. Реки вскрываются в конце мая - начале июня, замерзают в середине октября.

Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов. До 1977 ближайшим действующим был газопровод Медвежье – Центр, в 1978 начал действовать газопровод Уренгой–Надым, а в 1983 Уренгой – По-

мары – Ужгород. В южном направлении газ транспортируется по газопроводу Уренгой - Сургут - Челябинск.

Транспортировка нефти и конденсата производится по продуктопроводу Уренгой - Сургут.

1.2. Геологические условия бурения

Таблица 1.2 – Стратиграфическое расчленение разреза скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернозности пластов

Стратиграфическое расчленение					Глубина залегания, м		Коэффиц. коверн.	Углы падения пластов
Система	Индекс	Отдел	Ярус	Свита	Кровля	Подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичная	Q				0	45	1,4	0
Палеоген	P ₃	Олигоцен		атлымская	45	85	1,4	0
Палеоген	P ₂₋₃	Эоцен-олигоцен		тавдинская	85	140	1,4	0
Палеоген	P ₂	Эоцен		люлинворская	140	510	1,4	0
Палеоген	P ₁	Палеоцен		тибейсалинская	510	690	1,4	0
Меловая	K ₂ ^m	Верхний	Датский-маастрихтский	ганькинская	690	1030	1,2	0-0,5
Меловая	K ₂ ^{k+st+km}	Верхний	Коньяк-санто-кампанский	березовская	1030	1240	1,2	0-0,5
Меловая	K ₂ ^{t-k}	Верхний	Турон-нижнеконьякский	кузнецовская	1240	1298	1,2	0,5-0,8
Меловая	K ₂ ^{a-al} -K ₂ ^s	Верхний-	Апт-альб-сеноманский	покурская	1298	2260	1,05	0,5-0,8
Меловая	K ₂ ^{v-g-br}	нижний	Верхневаланжин-готерив	тангаловская	2260	2740	1,05	0,8-1,5
Меловая	K ₂ ^{b-v}	Нижний	Берриас-валанжинский	сортымская	2740	2800	1,05	0,8-1,5

Таблица 1.3 – Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Состав вскрыт, разреза		Литологическая характеристика пород
	кровля	подошва	краткое описание	содерж., %	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	70 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки, серые, торфяники
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	60 40	Глины, алевролиты, пески кварцево-палевошпатовые и кварцево-глауконитовые
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	80 20	Глины зеленовато-серые, листоватые с простоями алевролитов и глауконитового песка
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опоковид. глины диатомовые диатомиты	40 30 30	Низ-опоковидные глины, опоки Средняя-серые глины, участками алевритистые Верх-желтовато-зеленоватые глины
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	60 40	Верх-пески м/з и с/з, с простоями глин, алевролитов Низ-глины алевритистые, слюдистые
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, спиритизированными водорослями
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опоковид. опоки	60 30 10	Верх-серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с простоями Низ-опоки серые и голубовато-серые
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включением глауконита
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	40 30 30	Неравномерное пересл. алевралито-песчаных пластов Пески и песчаники от светло-серых до темно серых Глины плотные, алевритистые, слюдные
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2740	песчаники алевролиты глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород Алевролиты серые, глинистые, плотные Глины темно-серые до черных
Сортымская свита (валанжинский)	2740	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование глинистых пород В кровле – чеускинская пачка темно-серых плитчатых глин с углефиц. остатками

Таблица 1.4 – Изменение давлений по разрезу скважин

Наименование системы	Интервал, м		Градиент давления, эквивалент градиента давлений									Температура в	
	от	до	пластового			геостатического			поглощения (гидроразрыва)*			конце интервала	
			от	до	Источ- получе- ния	от	до	Источ- получе- ния	от	до	Источ- получе- ния	°С	Источ- получе- ния
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Четв.+палеог.	0	80	1,00	1,00	факт		1,955	расчет		1,96	расчет	0 - (-1)	факт
Палеоген	80	260	1,00	1,00	то же	1,955	1,988	то же	1,96	1,99	то же	-2	то же
Палеоген	260	650	1,00	1,00	-//-	1,988	2,053	-//-	1,99	2,05	-//-	19	-//-
Палеог.-мелов.	650	950	1,00	1,00	-//-	2,053	2,099	-//-	1,99	1,74	-//-	26	-//-
Меловая	950	1298	1,00	1,00	-//-	2,099	2,145	-//-	1,74	1,57	-//-	35	-//-
Меловая	1298	1350	1,00	1,00	-//-	2,145	2,53	-//-	2,15	2,00	-//-	36	-//-
Меловая	1250	1750	1,00	1,00	-//-	2,153	2,201	-//-	2,00	2,00	-//-	49	-//-
Меловая	1750	2100	1,00	1,00	-//-	2,201	2,240	-//-	2,00	1,91	-//-	59	-//-
Меловая	2100	2260	1,00	1,00	-//-	2,240	2,256	-//-	1,91	1,96	-//-	63	-//-
Меловая	2260	2600	1,00	1,00	-//-	2,256	2,289	-//-	1,76	1,78	-//-	73	-//-
Меловая	2600	2757	1,00	1,00	-//-	2,289	2,311	-//-	1,78	1,81	-//-	81	-//-
Меловая	2757	2800	1,00	1,00	-//-	2,311	2,313	-//-	1,81	1,82	-//-	81	-//-

1.3. Характеристика газоносности и водоносности месторождения

Таблица 1.5 – Газоносность

Пласт	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (Г-газ, К-кондекс.)	Содержание, % по объему		Плотность газа по воздуху	Сут. дебит Г-тыс.м ³ /сут К-м ³ /сут	Пластовое давление, МПа
	кровля	подошва			азот	СО ₂			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПК ₁	1298	1310	поровый	Г	1,06	0,27	0,56	До 511	12,6
БУ ₁₁	2772	2800	поровый	ГК	0,88	0,246	0,804	Г – 139-230 К – 28-87	28,3

Таблица 1.6 – Водоносность

Гидрогеологические комплексы	Глубина залегания, м		Тип коллектора	Дебит, м ³ /сут	Тип вод	Минерализация, г/л	Источник водоснабжения (да, нет)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Кайнозойский гидрогеологический этаж							
Олигоцен-четвертичный носный комплекс	0	85	поровый	0,29-57,6	гидрокарбонатно-кальциево-магниевый реже гидрокарбонатно-магниево-кальциевый	0,01-0,2	да
Мезозойский гидрогеологический этаж							
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс	1298	2260	поровый	0,33-534	хлоридно-кальциевый	15,4	нет
Неокомский водоносный комплекс	2260	2800	поровый	4-120	гидрокарбонатно-натриевый	5,7-10,6	нет

1.4. Характеристика коллекторных свойств продуктивных пластов

Таблица 1.7 – Механические свойства горных пород по разрезу скважины (по свитам)

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Категория пород по:			
	кровля	подошва		твердости	абразивности	промысл. классификации	трудности отбора керна
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	I-II	II-III	мерзлые	
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	II-III	III-IV	мерзлые	
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	II-III	III-IV	мерзлые	
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опокovid. глины диатомовые диатомиты	II-IV	III, VI	мерзлые	
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	II-IV	III-IV	мягкие средние мягкие средние	
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины				
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опокovid. опоки	II-IV	III-VI	средние	
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	II-III	II-IV	средние	
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	III-VI	III-VIII	средние	
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2740	песчаники алевролиты глины	IV-VII	V-VIII	средние	
Сортымская свита (валанжинский)	2740	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	IV-VII	V-VIII	средние твердые	II

Таблица 1.8 – Физические свойства горных пород по разрезу скважины (по свитам)

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Плотность, г/см ³	Глинистость, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
	кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	1,61	20-30	40-42	
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	1,72			
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	1,84	15-20	36-40	
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опоковид. глины диатомовые диатомиты	1,89	100	32-36	
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	1,98	50-60	30-32	
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины	2,2	95	28-30	
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опоковид. опоки	1,9-2,09	90	26-30	
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	2,2	100	24-26	
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	2,3	40	26-31	До 800
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2740	песчаники алевролиты глины	2,44	40	18-24	15-120
Сортымская свита (валанжинский)	2800	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	2,5	60	11-20	0,2-20

Таблица 1.9 – Геоэкологическая характеристика разреза скважины

Система (сви- та)	Интервал залегания, м		Тип ММП (О-основной, Р- реликтовый)	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от	до			Избыточной льдистости в виде линз	Таликов	Межмерзлот- ных напорных вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичная	0	80	О	25-40	да	да	нет	нет
Палеогеновая	100	350	Р	10-20	нет	нет	нет	нет

1.5. Зоны возможных осложнений

Таблица 1.10 – Поглощение бурового раствора

Наименование системы	Интервал, м		Макс. Интенсивность, м ³ /час	Расстояние до статического уровня, м	Есть ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген	350	650	до 3	-	нет	повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных	соответствие параметров раствора и компоновок буровой колонны проектным, ограничение скорости СПО
Палеоген-меловая	650	1350	до 3	-	то же		то же
Меловая	1350	2757	до 5	-	-//-		-//-
Меловая	2757	2800	до 5	-	-//-		-//-

Таблица 1.11 – Кавернообразования, осыпи и обвалы стенок скважины

Наименование системы	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее		Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до	тип раствора	плотность, кг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичная+палеогеновая	0	650	пресный глинистый	1,10-1,22	2	Соответствие плотности и температуры раствора проектным, сокращение времени бурения
Палеогеновая-меловая	650	1350	пресный глинистый	1,16-1,20	3-5	Соответствие плотности и температуры раствора проектным, сокращение времени бурения
Меловая	1350	2757	пресный глинистый	1,12-1,20	3-5	то же
Меловая	2757	2800	пресный глинистый	1,12-1,20	3-5	-//-

Таблица 1.12 – Нефтегазоводопроявления

Наименование системы (свиты)	Интервал, м		Вид проявляющегося флюида	Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Четвертич-палеогеновая	0	350	вода	растепление пород в зоне ММП	разбавление бурового раствора	Соответствие плотности и температуры раствора проектным
Меловая (покурская)	1298	1350	газ вода	возникновение депрессии на пласт	ГВП, выбросы раствора	Соответствие плотности раствора проектной, соблюдение режима промывки, заполнение скважины при подъеме бурильного инструмента расчетным количеством бурового раствора
Меловая (покурская-тангал.-ымская свита)	1350	2772	вода	возникновение депрессии на пласт	разбавление бурового раствора	то же
Меловая (сортымская свита)	2772	2777	газоконденсат	возникновение депрессии на пласт	ГВП, выбросы раствора	-//-

Таблица 1.13 – Прочие возможные осложнения

Наименование системы	Интервал, м		Вид осложнения	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Четвертичная+палеогеновая	0	650	деформация обсадных колонн	влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины	качественное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5-7 сут. при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
Палеогеновая-меловая	650	1350	затяжки, посадки бурового инструмента	пластичные породы, проницаемые пласты	не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5-10 мин., проработка интервалов осложнений
Меловая	1350	2800	то же	то же	то же

II. Технологическая часть

2.1. Выбор способа бурения

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и в-третьих в расчете профиля включающем расчет длин глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом .

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении [3].

На Уренгойском месторождении реализуется пятиинтервальные типы профилей. Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла, участок падения зенитного угла до 0^0 или близких к нему значений и второй вертикальный участок.

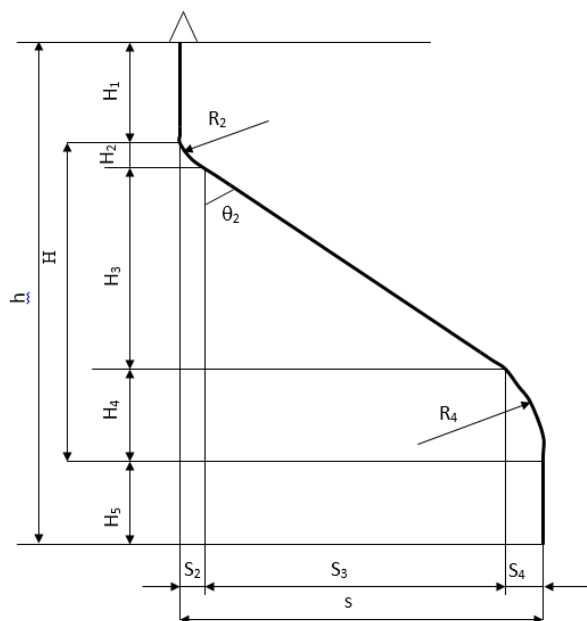


Рисунок 1 – Пяти интервальный профиль скважины.

h – глубина скважины по вертикали, м; S – общий отход скважины (смещение), м; H_n – вертикальная проекция n -го интервала, м; S_n – горизонтальная проекция n -го интервала,

м; l_n – длина n-го интервала, м; R_n – радиус кривизны n-го интервала, м; L – глубина скважины по стволу, м; θ_n – зенитный угол скважины в конце n-го интервала, град.

При расчете пятиинтервального профиля скважины используются следующие проектными данными: глубина скважины по вертикали $h=2800$ м; общий отход скважины $S=740$ м; радиус кривизны 2-го и 4-го интервала $R_2=573$ м, $R_4=817$ м; устанавливается длина первого и пятого вертикального участка $H_1=100$ м, $H_5=320$ м.

В ходе проведения вычисления параметров профиля, получились данные которые представлены в программе на проводку наклонно направленной скважины в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры профиля проектной скважины

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Удлинение ствола, м		Глубина по стволу, м
от	до	длина	начальный	конечный	на интервале	всего	на интервале	всего	
0	100	100	0	0	0	0	0	0	100
100	279	179	0	25,45	29	29	76	76	354
279	2317	2038	25,45	25,45	669	698	107	183	2500
2317	2572	255	25,45	0	41	740	108	291	2863
2572	2800	320	0	0	0	740	0	291	3183

2.2.1. Проектирование профиля и конструкции скважины

2.2.1. Выбор конструкции эксплуатационного забоя

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

Каждая конструкция забоя характеризуется определенными параметрами, которые обуславливают режим эксплуатации залежи с учётом физико-механической характеристики пород коллектора, их фильтрационных свойств и геолого-технических условий залегания продуктивного пласта.

К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности,

степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также проектного способа эксплуатации.

Оценивается устойчивость пород в призабойной зоне, в ходе расчётов $\sigma_{сж} = 87,97$ МПа, что практически в 3 раза превышает максимальное значение прочности на сжатие песчаника равную 30 МПа.

Коллектор литологически неоднородный (в его составе песчаник, аргиллит, алевролит), неоднородный и по проницаемости. Так же в связи с тем, что в интервале продуктивного пласта присутствует водоносный горизонт, коллектор считать неоднородным по типу пластового флюида. Выбирается конструкция забоя – закрытый забой с цементированием колонны в интервале продуктивного пласта. В связи с этим пласт перебурируется на 50 метров.

2.2.2. Обоснование конструкции скважины

При разработке конструкции скважины приняты во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

1. Имеются 2 пласта: газонасыщенный пласт (ПК₁) в интервале от 1298 до 1310 м.; газонасыщенный и газоконденсатный пласт (БУ₁₁) в интервале от 2772 до 2792 м.
2. Аномально высоких пластовых давлений нет;
3. Присутствуют многолетнемерзлые породы в интервале от 0 до 310м.;
4. Интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины происходят в интервале от 0 до 1300 метров;
5. Максимальная забойная температура 81 °С;
6. Кровля верхнего продуктивного горизонта -2772 м;
7. Проектная глубина скважины по вертикали - 2800 м.

Для предотвращения поглощений тампонажного раствора и растепления многолетнемерзлых пород в зоне цементирования кондуктора, необходимо использовать облегченный тампонажный с высокими теплозащитными свой-

ствами.

На основании данных, представленных в разделе “Горно-геологические условия бурения” строится совмещенный график давлений, иллюстрирующий изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения, соответственно решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска (рис. 2).

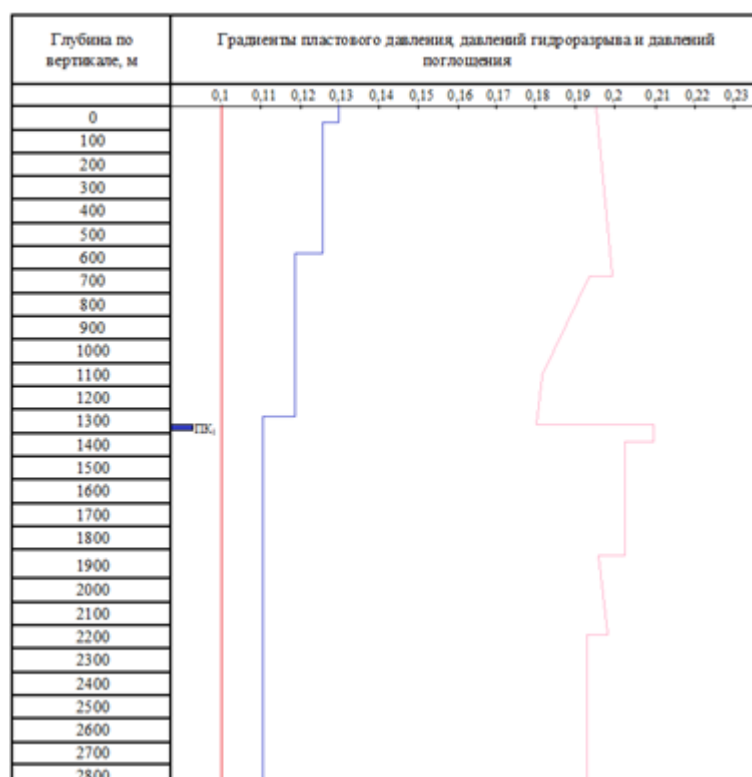


Рисунок 2 - Совмещенный график давлений.

Из графика следует, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется.

В конструкцию скважины будут включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; промежуточная (техническая); эксплуатационная колонны.

Направление спускается для предупреждения обрушения неустойчивых верхних пород, размыва устья и соединения с циркуляционной системой. Кроме того, установка направления является дополнительной мерой защиты

пресных вод от загрязнения в случае недоподъема цементного раствора до устья за кондуктором.

Кондуктор спускается для закрепления верхней части разреза, сложенного неустойчивыми породами, изоляции горизонтов, содержащих пресные воды.

Техническая колонна. Целью спуска промежуточной колонны в конструкции скважины являются перекрытие вскрываемого газового пласта ПК₁ и установка на нем противовыбросового оборудования, используемого при вскрытии газоконденсатного пласта, а также для уменьшения интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Эксплуатационная колонна. Спускается для укрепления всего ствола скважины, разобщения всех горизонтов, не перекрытых предыдущей колонной, создание герметичного канала для обеспечения нормальной эксплуатации скважины (извлечение газа и газоконденсата). Диаметр колонны определяется требованиями эксплуатации (дебит скважины, габаритные размеры внутрискважинного оборудования, возможность проведения ремонтных работ).

2.2.3. Расчет глубин спуска и диаметров обсадных колонн

Направление спускается на глубину 80 м для перекрытия верхних слоев, представленные рыхлыми неустойчивыми породами.

Исходя из недопущения гидроразрыва пород ниже кондуктора при возможном газопроявлении в период вскрытия газового пласта, глубину спуска кондуктора H_k определяем по формуле:

$$H_k = \frac{P_{пл(1310)}}{gradP_{ногл}}; \quad (2.1)$$

$$H_k = \frac{13,10}{0,0205} = 639;$$

Принимаем $H_k = 650 м$ (чтобы перекрыть всю толщу рыхлого неустойчивого интервала скважины).

Исходя из недопущения поглощения и гидроразрыва пород ниже промежуточной колонны при возможном газопроявлении в период вскрытия газоконденсатного пласта, глубину спуска H_m определяем по формуле:

$$H_m = \frac{P_{пл(2772)}}{gradP_{позл}}; \quad (2.2)$$

$$H_m = \frac{28,92}{0,022} = 1315,9 \text{ м};$$

Для перекрытия газонасыщенного пласта (ПК₁) на интервале от 1284 до 1310 метров, принимаем глубину спуска промежуточной (технической) колонны 1350 метров.

Согласно условию перекрытия нижнего продуктивного горизонта на 50 м, подошва которого залегает на глубине 2800 м, принимаем глубину спуска эксплуатационной колонны 2850 м.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу в вверх. При этом исходным является диаметр самой нижней колонны, в нашем случае – эксплуатационной, который принимается в зависимости от ожидаемого дебита, притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважины. Ожидаемый дебит проектируемой скважины равен 511 м³/сутки. Для данного дебита рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны составляет 0,1778 м [6].

В ходе расчётов были посчитаны диаметры долот, и диаметры обсадных колонн по интервалам, которые отражены в сводной таблице 2.[7]. Данные о расчетах конструкции скважины заносим в табл. 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины			
	Диаметр, мм		Интервал, мм
	Колонна	Долото	Спуск
Направление	426	508	0-80
Кондуктор	323,9	393,7	0-650
Техн. колонна	244,5	295,3	0-1350

Эксп. колонна	178	220,7	0-2850
---------------	-----	-------	--------

2.2.4. Обоснование высот подъема тампонажных растворов

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор, техническая колонна цементируются на всю длину;
2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м.

В соответствии с требованием вышеперечисленных правил кондуктор цементируется на всю длину, а техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака технической колонны на 500 м. Интервалы цементирования приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Интервалы цементирования обсадных колонн.

Наименование колонны	Интервалы установки				Интервалы цементирования			
	По верт.		По стволу		По верт.		По стволу	
	От	до	от	до	от	до	от	до
Направление	0	80	0	80	0	80	0	80
Кондуктор	0	650	0	744	0	650	0	744
Техническая колонна	0	1350	0	1481	150	1350	171	1481
Эк. колонна	0	2850	0	2980	850	2850	955	2980

2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела - определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ПВО) и колонных головок (КГ) для нормальной проводки скважины, а также для проведения испытания и освоения скважины. Определяется необходимость использования противовыбросового оборудования (ПВО) и колонных головок (КГ) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивных пластов.

При вскрытии продуктивного пласта БУ₁₁, кровля которого прогнозиру-

ется на глубине 2872 м, пластовое давление составляет 28,72 МПа. Относительная плотность попутного газа по воздуху 0,8043. Рассчитанное давление на устье скважины при ГНВП будет составлять 22,79 МПа.

Выбирается колонная головка по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. После цементирования кондуктора на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО) ОП5-230/80х35. Перед установкой ПВО на устье скважины устанавливается колонная головка ОКК 2-35-168(178)*245*324. При освоении скважины принимается оборудование устья скважины превенторной установкой типа ОП2Г 230×35. Для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК 1Э-80(100)х35ХЛ.

2.3. Проектирование процесса углубления скважины

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, а также гидравлической программы углубления.

2.3.1. Выбор буровых долот

В основу выбора типов долот положены физико-механические свойства горных пород (твердость, абразивность, пластичность и др.).

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

Руководствуясь опытом бурения скважин в аналогичных геологических условиях на площадях Западной Сибири рационально применение следующих долот.

При бурении под направление в интервале 0-80м производится разбуривание лежневки, а также четвертичных отложений и атлымской свиты. Для данного интервала применяется трехшарошечное долото с центральной промывкой типа III 508 С – ЦВ, производство компании «Уралбурмаш».

При бурении под кондуктор в интервале 80 – 650 м. геологический разрез представлен глинами, песками, алевролитами, категорией пород по промысловой классификации М, МС. Исходя из того, что бурение турбобуром характеризуется высокими частотами вращения породоразрушающего инструмента, для бурения под кондуктор выбираем шарошечное долото III 393,7 МС производство фирмы «Волгабурмаш».

На интервале бурения под техническую колонну 650 – 1350 м. геологический разрез представлен глинами, песками, песчаниками, категорией пород по промысловой классификации МС, С. Выбирается долото БИТ – 295,3 ВТ.

На интервале бурения под эксплуатационную колонну 1350 – 2850 м. геологический разрез представлен глинами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами категорией пород по промысловой классификации С. Выбирается долото БИТ – 220,7 ВТ.

Применяемые долота по интервалам бурения представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Типоразмеры долот по интервалам бурения

Интервал, метр	Типоразмер долота
Направление 0 – 80	508 С – ЦВ
Кондуктор 80 – 650	393,7 МС
Техническая колонна 650-1350	БИТ – 295,3 ВТ
Эксплуатационная колонна 1350 – 2850	БИТ – 220,7 ВТ

2.3.2. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

- Аналитический расчет на основе качественных показателей физико-механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применение базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

Наиболее точным считается статистический метод расчета осевой нагрузки, после расчета полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

В ходе расчётов была рассчитана осевая нагрузка на долото по интервалам, которая не должна превышать допустимой нагрузки на долото [2].

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в табл. 5.

Таблица 5 – Осевая нагрузка на долото по интервалам бурения

Интервал, м		Осевая нагрузка, кН
от	до	
0	80	102
80	650	79
650	1030	88,5
1030	1350	177
1350	2850	132,5

2.3.3. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные частоты вращения долот, при которых разрушение горных пород максимально.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- для долот типа М 250 – 400 об/мин;
- для долот типа МС 150 – 300 об/мин;
- для долот типа С 100 – 200 об/мин.

Превышение оптимальных частот вращения вызывает снижение механической скорости бурения и, как следствие, быструю поломку долота.

Расчет частоты оборотов ведется по статистическому методу (по предельной окружной скорости), для каждого конкретного интервала бурения.

Полученные значения частот вращения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Частота вращения долот по интервалам бурения

Интервал, м		Частота вращения долота, об/мин
от	до	
0	80	124
80	650	160
650	1350	149
1350	2850	130

2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбираемый забойный двигатель должен отвечать следующим требованиям:

1. Вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности и КПД должны быть достаточными для вращения долота при заданной осевой нагрузке.

2. Диаметр и жесткость забойного двигателя должны соответствовать требованиям компоновки низа бурильной колонны для заданной траектории ствола скважины;

3. Подача насосов, при которой двигатель работает в оптимальном режиме, должна удовлетворять условиям промывки скважины.

При выборе забойного двигателя необходимо учитывать диаметр долота и номинальный момент на валу.

В интервале бурения 80 – 650 метров (под кондуктор) наружный диаметр забойного двигателя входе вычислений равен 315-354 мм.

В интервале бурения под техническую колонну колонну (650–1350) диаметр гидравлического забойного двигателя в ходе расчётов составит 236-266 мм.

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1350–2850) диаметр гидравлического забойного двигателя в ходе расчётов составит 176-199 мм.

Момент, необходимый для разрушения породы в интервале бурения 80-650 м (кондуктор), равен 3720 Н·м.

Момент, необходимый для разрушения породы в интервале бурения 650-1350 м (тех. колонна), равен 5227 Н·м.

Момент, необходимый для разрушения горной породы на интервале от 1350 до 2792 м (эксплуатационная колонна), равен 3509 Н·м.

На основании полученных расчётов производится выбор ВЗД. При выборе также учитываются рабочие характеристики и стоимость двигателя.

На основании полученных значений можно сделать вывод, что для бурения под направление ВЗД не выбирается, т.к. бурение осуществляется при помощи ротора; для бурения под кондуктор в интервале 80 – 650 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 5LZ-244; для бурения под техническую колонну в интервале 650-1350 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 5LZ-244; для бурения под эксплуатационную колонну в интервале 1350-2850 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 7LZ-178.

Таблица 7 – Техническая характеристика забойных двигателей

Обозначение двигателя	5LZ-244	7LZ-178
Наружный диаметр, мм	240	178
Заходность ротор-статора	5:6	7:8
Расход жидкости, л/сек	30,8-55	13-40
Частота вращения, об/мин	70-140	70-168
Перепад давления, МПа	3-5,62	4,0-5,65
Длина, мм	10200	8249
Масса, кг	2520	1113
Допустимая осевая нагрузка, кН	320	170

ВЗД будут подходить для заданных условий бурения, если момент, создаваемый двигателем (МВЗД) будет достаточным для разрушения горной породы.

Момент, создаваемый 5LZ -244 в ходе расчётов равен 47.24 кН·м.

Момент, создаваемый 7LZ -178 в ходе расчётов равен 26.48 кН·м

Полученные крутящие моменты превышают необходимые моменты для разрушения горной породы, следовательно, условие выполняется, значит применение данных гидравлических двигателей возможно.

2.3.5. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование компоновки бурильной колонны заключается в выборе оптимального варианта сочетания труб из множества допустимых. За оптимальную колонну принимается та, вес которой минимален и группа прочности труб - минимальна.

Расчет бурильной колонны производится согласно действующей инструкции и включает расчет УБТ, непосредственно бурильных труб, замковых соединений, допустимых избыточных наружных и внутренних давлений очистного агента, а также максимальной глубины спуска колонны на клиновых захватах в соответствии с принятой конструкцией и запроектированными параметрами режима бурения.

Исходные данные для расчета:

1. Вид технологической операции - *бурение*.
2. Скважина наклонно направленная, профиль скважины состоит из пяти участков (см. рис.1): $H = 2850 \text{ м}$, $H_1 = 80 \text{ м}$, $R_2 = 573 \text{ м}$, $R_4 = 817 \text{ м}$, $\alpha_1^H = 0$, $\alpha_1^K = \alpha_2^H = 0$, $\alpha_2^K = \alpha_3^H = 25,54^\circ$, $\alpha_3^K = \alpha_4^H = 25,54^\circ$, $\alpha_4^K = \alpha_5^H = 0$, $\alpha_5^K = 0$.
3. Интервал бурения 650-2800 м.
4. Бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром 177,8 мм.
5. Винтовой забойный двигатель диаметром 178 мм
6. Диаметр долота $D_d = 220,7 \text{ мм}$.
7. Осевая нагрузка на долото $Q_d = 90 \text{ кН} = 9,18 \text{ тс}$.
8. Наружное давление 2,0 кгс/мм².
9. Перепад давления в ВЗД и долоте $\Delta p = 0,6 \text{ кгс/мм}^2$.
10. Удельный вес бурового раствора $\gamma_{жс} = 1,12 \text{ гс/см}^3$.
11. Коэффициент трения колонны о породу $\mu = 0,3$.
12. Условие бурения - *нормальные*.
13. Клиновой захват ПКР-560 с длиной клина $l_k = 400 \text{ мм}$.

Расчет УБТ:

Для осложненных условий бурения при диаметре долота 220,7 мм для первой ступени выбирается УБТ-178×90 с наружным диаметром $D_{01}=178$ мм, внутренним диаметром $d_{01}=90$ мм, весом 1м трубы $q_{01}=145$ кг/м, длина трубы 12 м.

Жесткость на изгиб ступени УБТ 178 – 80 Д должен быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение, это условие в процессе расчётов выполняется, в противном случае при спуске обсадной колонны возможны посадки [12].

Следующим этапом расчётов вычисляем длину ступени УБТ, в ходе расчётов длина ступени УБТ равна 73,5. Так как компоновку из УБТ собираем с помощью труб длиной 12 м, то берем длину УБТ 178 – 80 Д равной 72 м, что соответствует длине 6 труб из которых 2 УБТ немагнитные, так как в КНБК используется телесистема с гидравлическим каналом. Помимо этого, компоновка УБТ в данном случае включает вторую ступень УБТ 146 – 74 Д длиной 8 м, что соответствует длине 1 трубы, для обеспечения плавного перехода по жёсткости от основной ступени УБТ к КБТ.

Определяем вес компоновки УБТ в воздухе, в ходе вычислений вес составляет 11250 кгс, общий вес КНБК в скважине составляет 10599 кгс, общую длину компоновки УБТ которая составляет 80 м и общую длину КНБК равной 88,249 м. Для ограничения прогиба УБТ и уменьшения контакта со стенками скважины, рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения, в результате расчётов необходимо установить 3 промежуточные опоры. Моменты свинчивания принятых УБТ 178 – 80 Д диаметром 178 мм составляют при $\sigma_t=38$ кгс/мм², $\mu'=0,10$ (смазка Р – 416) $2470 \div 3260$ кГс · м, а для УБТ 146х74 момент свинчивания 1280-1630 кГс · м.

Расчет КБТ

Длина первой секции бурильных труб, которая устанавливается над УБТ, принимается равной 150 м и должна проектироваться из труб как можно более низкой группы прочности (Д) с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ).

Поэтому для первой секции принимаются трубы ТБПК 127×12,7 с группой прочности Д. Эти трубы исключают главные недостатки труб ТБВ и ТБН, ТБВК и ТБНК, кроме того, в них существенно меньше гидравлические потери, что особенно важно при бурении ВЗД.

Допускаемое наружное избыточное давление для данной трубы составляет $P_n=5,44 \text{ кгс/мм}^2$. Что выше действующего наружного избыточного давления 2 кгс/мм^2 .

Допустимое напряжение для бурильных труб первой секции составляет $[\sigma]=27,14 \text{ кгс/мм}^2$. Так как длина первой секции задана (150 м), проверяется выполнение условий статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя. На вертикальном участке пятиинтервального профиля растягивающая нагрузка $Q_p=22977$, фактический запас прочности $n=7,54$. Найденное растягивающее усилие Q_p меньше допустимой растягивающей нагрузки для ЗП-162-89 ($P_{\max}=282,0 \text{ тс}$).

Далее для первой секции проверяется выполнение условия статической прочности на верхней границе искривленного участка (в данном случае два искривлённых участка) при подъёме БК.

Для искривлённого участка на интервале 2317-2572 м:

Длина искривленного участка $l_{\text{и}}=363 \text{ м}$. В данном случае вся суммарная длина первой секции КБТ и КНБК будут меньше протяжённости искривлённого участка ($238 \text{ м} < 363 \text{ м}$), поэтому проверку условия статической прочности на верхней границе искривлённого участка на интервале 2317-2572 при подъёме БК выполнять не требуется.

Для искривлённого участка на интервале 100-279 м:

Длина искривленного участка $l_{\text{и}}=254 \text{ м}$. В данном случае вся суммарная длина первой секции КБТ и КНБК будут меньше протяжённости искривлённого участка ($238 \text{ м} < 254 \text{ м}$), поэтому проверку условия статической прочности на верхней границе искривлённого участка на интервале 100-279 м при подъёме БК выполнять не требуется. Таким образом, трубы ТБПК 127×12,7,

удовлетворяют всем условиям и принимаются для компоновки первой секции КБТ. Для второй секции выбираем трубы с ЛБТ 129-9. Допускаемое наружное избыточное давление для данной трубы составляет $P_n=2,31$ кгс/мм². Что выше действующего наружного избыточного давления 2 кгс/мм². Наибольшая допустимая длина третьей секции 6691 м, что больше необходимой длины второй секции (2850 м).

Проверяется далее, требуется ли корректировка длины второй секции с целью удовлетворения условиям прочности на участках повышенной напряженности. Для этого проверяется выполнение условий статической прочности второй секции на верхней границе первого искривленного участка (набор зенитного угла) для момента окончания бурения наклонного интервала и отрыва долота от забоя.

Рассматривается первый искривлённый участок, так как растягивающие нагрузки на нём гораздо больше, чем на втором искривлённом участке. На втором вертикальном участке (интервал 2317-2572 м) $Q_{p1}=16347,79$ кгс. На нижнем искривлённом участке (падение зенитного угла на интервале 2317-2572 м) $Q_{p2}=12433$ кгс. На наклонном прямолинейном интервале $Q_{p3}=30975,9$ кгс. На верхнем искривлённом интервале (100-279 м) $Q_{p4}=30322$ кгс. Первая критическая нагрузка, соответствующая касанию бурильной трубы стенки скважины посередине между замками, будет равна $T_{c1}=5396,36$ кгс. Вторая критическая нагрузка, соответствующая началу прилегания бурильной трубы к стенке скважины посередине между замками равняется $T_{c2}=16189$ кгс. Допустимые напряжения составляют 23,6 кгс/мм², что больше σ_3 . Фактический запас прочности составляет: $33/11,5=2,86$. Усилие Q_p существенно меньше допустимого значения осевой растягивающей нагрузки на замковое соединение ЗЛ-152 (208400 кгс $>$ 30322 кгс).

Условия статической прочности для первой секции на устье скважины выполняются. Фактический запас статической прочности на устье скважины составляет 4,35. Усилие Q_p здесь значительно меньше допустимого для ЗП-

162-89, $P_{\max}=282,0$ тс. Таким образом, ТБПК 127*12,7 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки первой секции КБТ.

Также следует определить наибольшие допустимые глубины спуска секций в клиновом захвате. Для первой секции при коэффициенте охвата $C=0,9$ наибольшие допустимые глубины спуска секций в клиновом захвате составят: $l_{k1}=2351$ м; $l_{k2}=14006$.

Таким образом, вся бурильная колонна может быть спущена с использованием клинового захвата ПКР-560.

В итоге проектировочного расчета получена следующая конструкция бурильной колонны:

Таблица 8 – Конструкция бурильной колонны

№ п/п	Тип трубы	Диаметр, мм	Длина секции, м
1	УБТ 178-90	178	72
2	УБТ 146-74	146	8
3	ТБПК 127-12,7	127	150
4	ЛБТ-129-9	129	2800

2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов при бурении технологического и эксплуатационного участков скважины

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления, очистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают исходя из их геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Литологический разрез скважины представлен в основном песками, глинами, супесями, аргиллитами, алевролитами. Максимальная забойная температура 81 °С. В скважине возможны следующие виды осложнений: осыпи, обвалы, прихваты инструмента, водопроявления, поглощение бурового раствора.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют: ; КМЦ марки Габроил НУ – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; Сайпан – относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; Нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных неингибированных растворов; Кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывания агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормagneиевыми водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования pH бурового раствора; ФК – 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПКД - 515 – гармоничная сочетающаяся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 2003 года давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 на 5%, но не более 2,5 МПа.

Уровень pH по всем интервалам проектом принимается равный 8, так как применяемый комплекс химреагентов обеспечивает стабильную работу при уровне $pH \geq 8$.

Показатель содержания песка, исходя из опыта бурения скважин на данной площади, по всем интервалам проектом принимается равный 1%.

В ходе расчётов были рассчитаны по интервалам такие показатели, как удельный вес бурового раствора, величина статического напряжения сдвига через 1 минуту и через 10 минут, плотность, условная вязкость и показатель фильтрации.

Проектируемые параметры бурового раствора представлены в табл. 9.

Таблица 9 – Параметры бурового раствора на интервалах бурения

Интервал бурения, м		Плот-ть, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁ , дПа	Условная вязкость, сек	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	pH	П,
от	до							
0	650	1,18	61	22	25	8	8	1
650	1350	1,13	55	15	24	8	8	1
1350	2772	1,12	50	15	24	8	8	1
2772	2800	1,08	20	10	23	4-6	8	1

2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора

При бурении скважины в любом интервале, оптимальный расход очистного агента должен обеспечивать:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;

- предотвращение размыва стенки скважины;
- предотвращение прихватов;
- предотвращение сальникообразования;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя (если он используется) [10].

В ходе расчётов были рассчитаны расходы промывочных жидкостей, которые бы обеспечили вынос шлама на поверхность, расходы, предотвращающие размыв стенок скважины, расходы предотвращающие прихваты. Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины, рассчитывался для каждого интервала бурения. Окончательный выбор расхода промывочной жидкости обусловлен производительностью насосов.

Расчетные значения расхода промывочной жидкости на интервалах бурения заносим в табл. 2.8.

Таблица 10 – Расход промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал, м	Расход промывочной жидкости, м ³ /сек
0 – 650	0,056
650 – 1350	0,032
1350 – 2800	0,028

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса.

Целью составления гидравлической программы бурения является определения рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку буровых долот при соблюдении требова-

ний и ограничений, обусловленных геологическими техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого оборудования и инструмента.

При составлении гидравлической программы предполагается:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и диспергирование транспортируемого шлама;
- обеспечить очистку забоя и вынос шлама из кольцевого пространства скважины;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках циркуляции и пуске буровых насосов.

Исходные данные для расчета:

Диаметр долота d_d , м	0,2207
Коэффициент кавернозности К	1,2
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	28,72
Давление гидроразрыва $P_{гд}$, МПа	56,8
Плотность разбуриваемых пород ρ_p , кг/м ³	2300
Расход промывочной жидкости Q, м ³ /с	0,028
Тип бурового насоса	УНБТ-950
Механическая скорость бурения V_m , м/с	0,005
Наружный диаметр УБТ 178-90 Д d_n , м	0,178
Наружный диаметр УБТ 146-74 Д d_n , м	0,146
Наружный диаметр ПК 127-12,7 Д, м	0,127
Наружный диаметр ЛБТ-129-9 d_n , м	0,129
Длина УБТ 178-80Д, м	72
Длина УБТ 146-74 Д, м	8
Длина ТБПК 127-12,7, м	150
Длина ЛБТ 129-9 Д, м	2945
Внутренний диаметр УБТ 178-90 Д d_v , м	0,090
Внутренний диаметр УБТ 146-74 Д d_v , м	0,074
Внутренний диаметр ПК 127-12,7 Д d_v , м	0,1016
Внутренний диаметр ЛБТ-129-9 d_v , м	0,111
Пластическая вязкость промывочной жидкости η , Па·с	0,015
Динамическое напряжение сдвига τ_o , Па	15
Плотность промывочной жидкости $\rho_{пж}$, кг/м ³	1050

Для определения плотности промывочной жидкости, при которой не произойдёт гидроразрыва пласта, необходимо вычислить критические числа Рейнольдса $Re_{кр}$ в кольцевом пространстве, действительные числа Рейнольдса в кольцевом пространстве $Re_{кл}$ и числа Сен-Венана в кольцевом пространстве. Критические и действительные значения Рейнольдса в затрубном пространстве рассчитаны и приведены в сводную таблицу 11.

Таблица 11 – Значения Рейнольдса

Тип БТ	Критические значения Рейнольдса	Действительные значения Рейнольдса
ЛБТ 129-9	23104	23993
ТБПК 127-12	21055	26213
УБТ-146-74	15223	35990
УБТ 178-90	18568	29592

Во всей бурильной колонне $Re_T > Re_{кр}$, следовательно движение происходит при турбулентном режиме и описывается уравнением Дарси-Вейсбаха.

Далее рассчитывались значения коэффициентов гидравлического сопротивления λ . Результаты расчета приведены в табл. 12.

Таблица 12 – Значения коэффициентов гидравлического сопротивления.

Тип БТ	λ
ЛБТ 129-9	0,03
ТБПК 127-12	0,03
УБТ-146-74	0,031
УБТ 178-90	0,03

Далее рассчитаны потери давления внутри бурильной колонны (табл. 13).

Таблица 13 – Потери давления внутри бурильной колонны.

Тип БТ	ΔP_T
ЛБТ 129-9	3,73
ТБПК 127-12	0,296
УБТ-146-74	0,0784
УБТ 178-90	0,262

Местными потерями давления в приварных замках ТБПВ и ЛБТ пренебрегают, так как потери не значительны. Суммарные потери давления внутри колонны бурильных труб и секций УБТ составят 4,37 МПа. Потери давления в наземной обвязке составляют $\Delta P_o = 2,81$ МПа:

Для вычисления потерь давления в затрубном пространстве необходимо рассчитать значения критических чисел Рейнольдса. Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Потери давления в затрубном пространстве.

Тип БТ	Критический значения чисел Рейнольдса
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-650	42456
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 650-1350	24095
за ТБПК-127 (открытом стволе)	29139
за УБТ-146-74	24870
за УБТ 178-90	17934
за з/д 7LZ – 178	17934

Далее вычисляем действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве ($Re_{КП}$), приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве ($Re_{КП}$).

Тип БТ	Действительные значения чисел Рейнольдса
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-1350	5876
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 1350-2655	7109
за ТБПК-127 (открытом стволе)	6790
за УБТ-146-74	6476
за УБТ 178-90	6008
за з/д 7LZ – 178	6008

В затрубном пространстве $Re_{КП} < Re_{КР}$, значит движение бурового раствора происходит при ламинарном режиме и описывается уравнением Сен-Венана.

Далее рассчитываются потери давления в затрубном пространстве. Результаты вычислений приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Потери давлений в затрубном пространстве.

Тип БТ	Потери давлений, МПа
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-1350	0,53
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 1350-2655	0,88
за ТБПК-127 (открытом стволе)	0,076
за УБТ-146-74	0,00496
за УБТ 178-90	0,0577
за з/д 7LZ – 178	0,00662

Суммарные потери давления в затрубном пространстве составят 1,559 МПа, а суммарные потери давления в затрубном пространстве от замков со-

ставят 0,00576 МПа. Вычисляется перепад давления в забойном двигателе, и составляет $\Delta P_{зд}=4,39$ МПа. Далее определяем перепад давления, связанный с выносом шлама, и составит $\Delta P_r=2,39$ МПа. Сумма потерь давления во всех элементах циркуляционной системы составляет 15,52 МПа. Далее рассчитывается резерв давлений на долоте, и составит 2,88 МПа. Скорость течения жидкости в насадках по расчетам составит 89,7 м/с. Так как скорость течения жидкости в насадках > 80 м/с и перепад давления на долоте меньше критического ($\Delta P_p < P_{кр} = 12$ МПа), то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот. Перепад давления в долоте составит 6,205 МПа. Расчетное рабочее давление на насосах составит 17,955 МПа

Утечки промывочной жидкости через уплотнение вала забойного двигателя составят $Q_y = 0,0017$. Для определения числа насадок необходимо рассчитать площадь промывочных отверстий, которые составят 0,000263 м². Применяются три насадки с внутренним диаметром 10 мм.

Таким образом, из вышеприведенных расчетов видно, что суммарные потери давления в трубном и затрубном пространствах меньше давления развиваемого буровым насосом типа УНБТ – 950 при диаметре цилиндрических втулок 160 мм, следовательно технологический режим промывки скважины выбран верно.

2.3.9. Обоснование критериев рациональной отработки долот

Под показателем отработки долот, в настоящее время, обычно подразумеваются данные, позволяющие оценить результаты его эксплуатации, в данных условиях, эффективность бурения. Рациональная отработка долот имеет большое техническое и экономическое значение. От степени рациональной отработки долот в большей степени зависит темп проводки скважины и себестоимость 1 метра проходки. Для оценки работы долот пользуются соответствующими показателями. К показателям отработки относятся:

- Проходка на долото;
- Продолжительность (срок службы) работы;

- Механическая скорость бурения;
- Стоимость бурения единицы длины ствола скважины.

Проходка на долото позволяет судить об объемах полезной работы выполненной конкретным буровым инструментом в линейных единицах – длине пробуренного ствола скважины. Для трехшарошечных и лопастных долот этот показатель, как правило, совпадает с проходкой за рейс, так как они в большинстве случаев выходят из строя в течение первого же рейса. Максимальную проходку на долото можно получить при полном износе долота, то есть при длительной его работе на забое.

Продолжительность работы инструмента дополняет проходку на долото. Он характеризует работу инструмента уже не со стороны ее объема, а со стороны ее длительности. По оценке работы вспомогательно-механического инструмента – это весьма важно, а указанный показатель приобретает функции основного.

Увеличение длительности работы инструмента может привести не только к полезным результатам, которые особенно ощутимы в глубоком бурении, где прирост рассматриваемого показателя по отношению продолжительности СПО, подготовительно - заключительных и иных работ особенно ценен, но и отрицателен. Отрицательные результаты могут быть выражены чрезмерным износом инструмента. Работа долота может прерваться при возникновении критической ситуации, определяемой бурильщиком, которая наступает под действием одного, реже нескольких обстоятельств, следующего характера:

- Экономического (вследствие изменения свойств пород бурения, которых данным долотом оказывается экономически невыгодным);
- Физического (предельно допустимого изнашивания долот по вооружению, его диаметру, опоре шарошки или сочетанием того и другого);
- Технологического (необходимость срочной замены забойного двигателя, элементов бурильной колонны, аварии);

- Геолого-технического (достижения глубины, на которой необходимо переходить на долото другого диаметра, отбирать керн, проводить каротаж и др.).

Механическая скорость является производной от проходки на долото по времени и поэтому неразрывно связана с первыми двумя показателями. Максимальная механическая скорость может быть достигнута с сокращением времени пребывания долота на забое.

Стоимость проходки единицы длины скважины обычно выражается стоимостью одного метра бурения. Минимизация стоимости единицы проходки ствола скважины – главное и непереносимое требование, которому должны удовлетворять выбор оптимальных значений режимных параметров

инструмента. Из всех перечисленных параметров наиболее подходящим является рейсовая скорость бурения, максимально учитывающая все факторы, поэтому в качестве основного критерия отработки долот выбирается этот показатель.

2.3.10. Технология бурения на участках направленного изменения кривизны скважины и при вскрытии продуктивного пласта

Для бурения скважины на различных интервалах проектируются следующие компоновки БК (табл. 17).

Таблица 17 – Компоновка низа бурильной колонны

Условный № КНБК	Интервал, м		Номер по порядку	Элементы КНБК (до бурильных труб)	Назначение
	по вер- тика- ли	по стволу			
1	2	3	4	5	6
1	0-80	0-80	1 2	III 508 С-ЦВ УБТ	Бурение под направление

2	80-100	80-100	1	III 393,7 МС	Бурение вертикального участка под кондуктор
			2	Калибратор 8К – 393,7 МС	
			3	5LZ-244	
			4	Обратный клапан КОБ 203	
			5	УБТ	
3	100-279	100-354	1	III 393,7 МС	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор
			2	Калибратор 8К – 393,7 МС	
			3	5LZ - 244	
			4	Обратный клапан КОБ 203	
			5	Телесистема ЗИС- 4 М	
			6	УБТ	
4	279-650	354-745	1	III 393,7 МС	Стабилизация зенитного угла при бурении под кондуктор
			2	Калибратор 8К – 393,7 МС	
			3	5LZ - 244	
			4	Обратный клапан КОБ 203	
			5	Телесистема ЗИС- 4 М	
			6	УБТ	
5	650-1350	745-1481	1	БИТ 295,3 ВТ 613 Н	Стабилизация зенитного угла при бурении под промежуточную колонну
			2	Калибратор КЛС 295,3 СТ	
			3	5LZ - 244	
			4	Обратный клапан КОБ 203	
			5	Телесистема ЗИС- 4 М	
			6	УБТ	
6	1350-2317	1481-2499	1	БИТ 220,7 ВТ 613	Стабилизация зенитного угла при бурении под эксплуатационную колонну
			2	Калибратор КЛС 220,7 СТ	
			3	7LZ - 178	
			4	Обратный клапан КОБ 178-3-147	
			5	Телесистема ЗИС- 4 М	
			6	УБТ	
7	2317-2772	2499-2762	1	БИТ 220,7 ВТ 613	Уменьшение зенитного угла при бурении под эксплуатационную ко-
			2	Калибратор КЛС 220,7 СТ	
			3	7LZ - 178	

			4	Обратный клапан КОБ 178-3-147	лонну
			5	Телесистема ЗИС- 4 М	
			6	УБТ	
8	2772-2800	2800-2930	1	БИТ 220,7 ВТ 613	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			2	Калибратор КЛС 220,7 СТ	
			3	7LZ - 178	
			4	Обратный клапан КОБ 178-3-147	
			5	УБТ	

Технологические причины искривления скважины связаны с режимными параметрами процесса бурения. К их числу относятся: осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, частота вращения инструмента, количество и качество промывочной жидкости.

Повышение осевой нагрузки всегда приводит к увеличению интенсивности искривления скважины. Это объясняется увеличением прогиба КНБК, возрастанием отклоняющей силы, увеличением разработки стенок скважины, что приводит к увеличению угла перекоса.

Повышение частоты вращения колонны бурильных труб практически всегда сопровождается уменьшением интенсивности искривления. Это можно объяснить кинематикой движения КНБК в скважине. При малой частоте вращения колонна вращается в основном вокруг своей оси, а при большой – вокруг оси скважины.

Расход и качество промывочной жидкости также оказывают влияние на искривления скважин. В мягких породах при повышенном расходе промывочной жидкости стенки скважины размываются более интенсивно, угол перекоса увеличивается, что приводит к увеличению интенсивности искривления.

2.4. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Бурение с отбором керна не проводится – данная скважина добывающая.

2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.5.1. Расчет давлений

Обсадная колонна является ответственной конструкцией, несущей различные по характеру и величине нагрузки [3].

На колонну действуют:

- Растягивающие нагрузки от собственного веса.
- Сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой.
- Осевые нагрузки (динамические), возникающие в период неустановившегося движения колонны.
- Осевые нагрузки, обусловленные трением о стенки скважины.
- Осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации.
- Изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения будут также действовать и силы трения.

В связи с тем, что в настоящее время отсутствуют достоверные данные для определения фактических нагрузок в глубоких скважинах, в качестве расчетной осевой нагрузки по инструкции считают вес колонны в воздухе [14].

Для расчета растягивающие нагрузки рекомендуется определять без учета потерь веса в жидкости.

Исходные данные для расчета обсадной колонны приведены в табл. 18.

Таблица 18 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Глубина скважины по вертикали (по стволу), Н, L, м	2800 (2930)
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	30

Высота буферной жидкости $h_{\text{буф.ж}}$, м	150
Высота цементного раствора $h_{\text{цем.р.}}$, м	120
Высота облегченного тампонажного раствора $h_{\text{об.т.р.}}$, м	2472
Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{б.ж.}}$, г/см ³	1,05
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{об.т.р.}}$, г/см ³	1,4
Плотность цементного раствора $\rho_{\text{ц.р.}}$, г/см ³	1,85
Плотность пресной воды $\rho_{\text{п.ж.}}$, г/см ³	1
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ МПа	28,72

2.5.2. Расчет действующих нагрузок

Расчет наружных избыточных давлений

Первый случай при цементировании обсадной колонны в конце продавки при снятом давлении на устье (рисунок 3). Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{\text{цг}}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп – кольцо. Второй случай, соответствующий концу эксплуатации скважины (рисунок 4). Расчет наружных избыточных давлений представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Наружные избыточные давления

	Давление в первом случае, МПа	Давление во втором случае, МПа
Точка 1	0	0
Точка 2	0,074	1,038
Точка 3	9,77	26,5
Точка 4	12,19	30,45
Точка 5	12,19	-

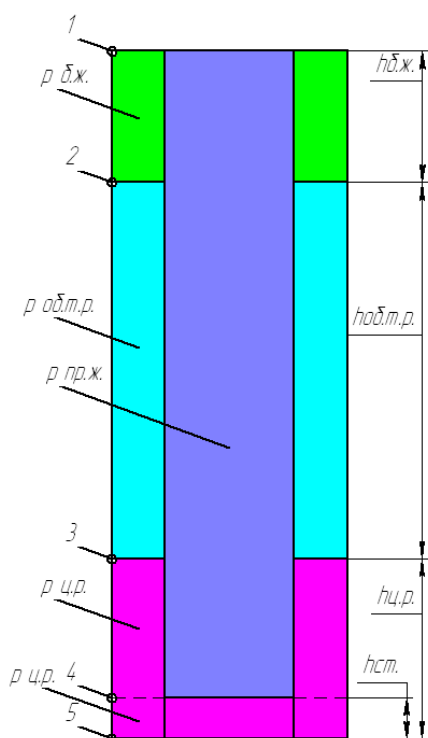


Рисунок 3. Наружные избыточные давления при цементировании обсадной колонны в конце продавки при снятом давлении на устье.

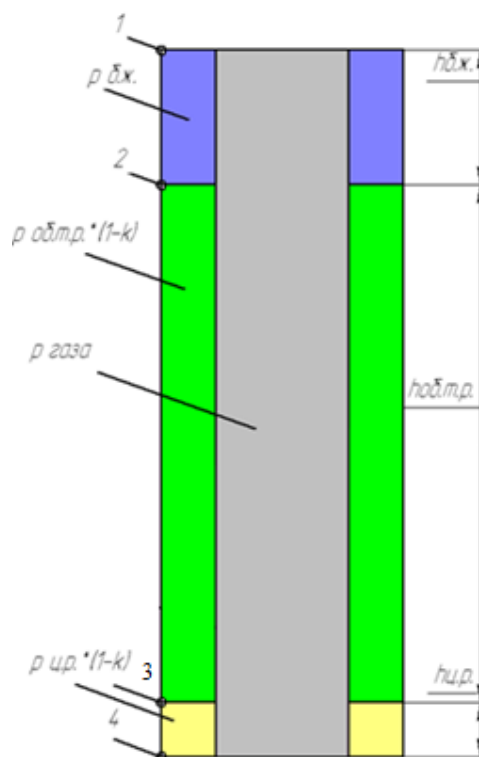


Рисунок 4. Наружные избыточные давления в конце эксплуатации.

Расчет внутренних избыточных давлений:

Первый случай, цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье (рисунок 5). Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{цг}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп – кольцо. Второй случай, при опрессовке скважины (рисунок 6). Расчет внутренних избыточных давлении представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Внутренние избыточные давления

	Давление в первом случае, МПа	Давление во втором случае, МПа
Точка 1	23,16	27,06
Точка 2	23,08	26,98
Точка 3	13,38	25,77
Точка 4	10,97	24,55
Точка 5	10,72	

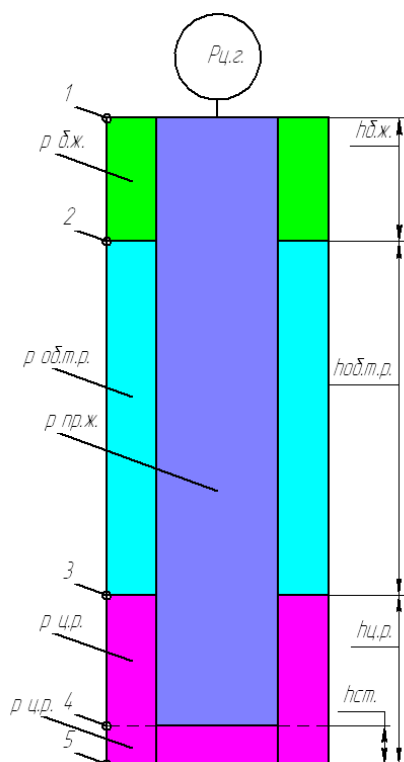


Рисунок 5. Внутренние избыточные давления при цементировании колонны без выхода тампонажного раствора на устье

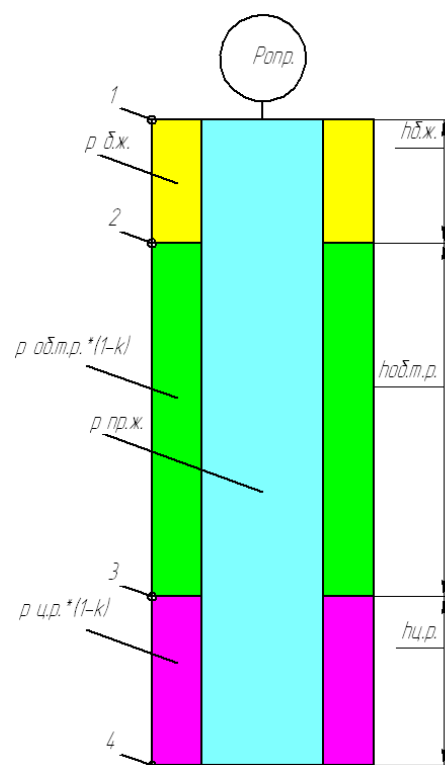


Рисунок 6. Внутренние избыточные давления при опрессовке скважины.

Итогом всей проделанной работы является график наружных избыточных давлений (рисунок 7) и внутренних избыточных давлений (рисунок 8), на котором, отчетливо видно изменение давления от глубины скважины.

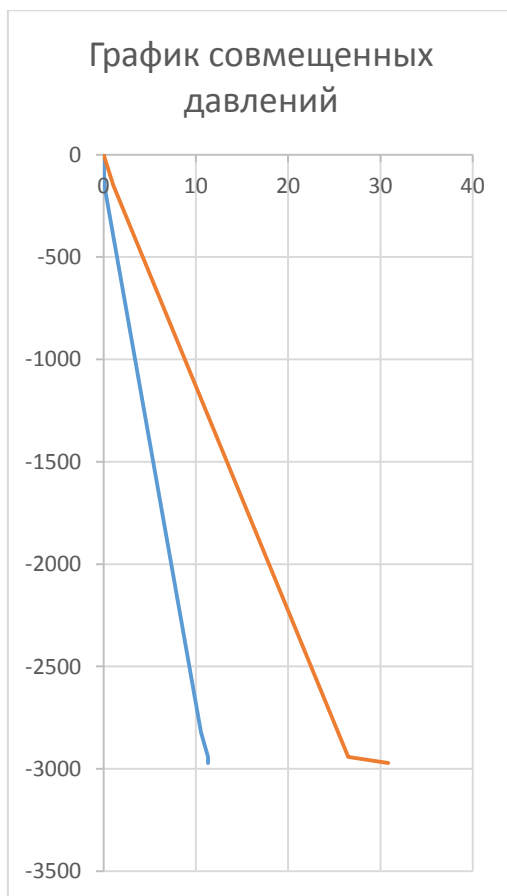


Рисунок 7. График наружных избыточных давлений

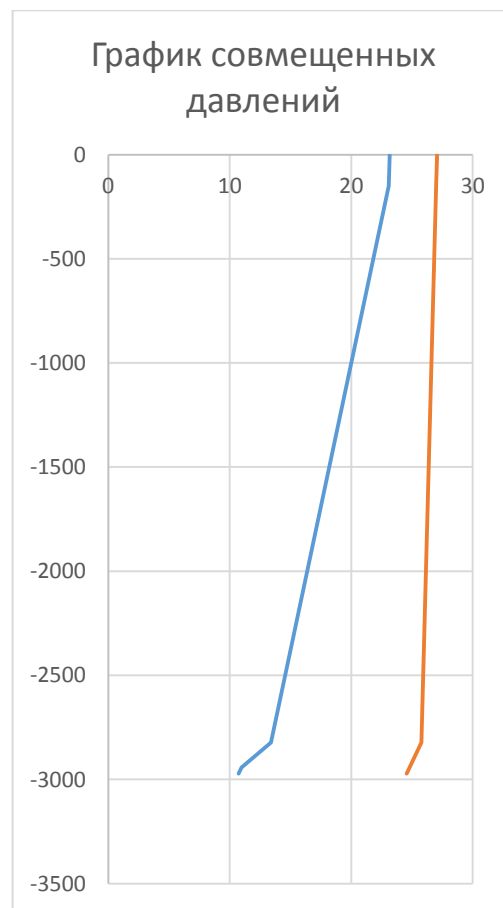


Рисунок 8. График внутренних избыточных давлений.

2.5.3. Расчет параметров обсадной колонны

Для нефтяных и газовых скважин, в связи с требованиями инструкции по расчету обсадных колонн выбирается исполнение «А» и тип трубы ОТТГ, в связи с тем, что скважина газовая и с максимальным внутренним избыточным давлением 27,06 МПа.

В расчёт первой секции выбирается обсадная труба диаметром 0,178 м, группы прочности Д с толщиной стенки $\delta^1=0,0104$ м, $P_{см}^1=35,47$ МПа. По графику наружных избыточных давлений, определяется глубина установки секции, Длина первой секции равна $l_1=271$ м, ее вес составляет $G^1=11,65$ кН, прочность на смятие равна $P_{см}^{*2}=25,4$ МПа. Фактический коэффициент запаса прочности для второй секции на глубине L^1 равен $n_{стр}=1,1$ кН, условия для второй секции соблюдаются, параметры первой секции принимаются окон-

чительно, труба ОТТГ с диаметром 146мм, группа прочности «Д», толщина стенок 7,7мм.

Для второй секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 9,2 мм, $L^2 - 2186$ м; Длина второй секции равна $l_2=852$ м, ее вес составляет $G^2=328,02$ кН, сдвигающая нагрузка равна $p_{стр}=2,9$ кН

Для третьей секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 8,1 мм. Длина третьей секции равна $l_3=579$ м, ее вес составляет $G^3=196,28$ кН.

Для четвертой секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 6,9 мм. Длина четвертой секции равна $l_4=1231$ м, ее вес составляет $G^4=361,9$ кН.

Для пятой секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 8,1 мм. Длина пятой секции равна $l_5=250$ м, ее вес составляет $G^5=84,75$ кН.

Проверка запаса прочности на растяжение на участке начала искривления удовлетворяет всем условиям, поэтому расчёт обсадной колонны рассчитан правильно. Параметры обсадной колонны представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Параметры секций обсадной колонны

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1м трубы	секции	суммарный	
1	Д	10,4	271	0,43	116,53	116,53	2930-2800
2	Д	9,2	852	0,395	328,02	444,55	2800-2060
3	Д	8,1	579	0,339	195,28	640,83	1481-2060
4	Д	6,9	1231	0,294	361,9	1002,75	250-1481
5	Д	8,1	250	0,339	84,75	1087,495	0-250

2.5.4. Технологическая оснастка обсадной колонны

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, скребки и центраторы.

Проектом выбирается башмак БКМ-178 для труб ОТТГ с диаметром центрального отверстия 80 мм и высотой 303 мм и наружным диаметром 188 мм.

Обратный клапан устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны.

Проектом выбирается ЦКОДУ-178, где У – нет ограничений по величине зенитного угла.

Скребки устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенками ствола скважины. Известны две разновидности конструкции скребков - круговые и прямолинейные.

Центраторы устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и спущенной обсадной колонны и создания благоприятных условий для равномерного распределения цементного раствора по кольцевому зазору. Центраторы также способствуют снижению сил трения при спуске колонны и более полному замещению цементным раствором жидкости, находившейся в затрубном пространстве.

В связи с тем что эксплуатационная колонна спускается в предыдущую колонну, то необходимо поставить дополнительные центраторы выше башмака предыдущей колонны на расстоянии 30-50 м выше каждые 8-10 м. Следовательно, проектом дополнительно принимается еще 5 центраторов для установки выше башмака кондуктора.

В результате, на эксплуатационную колонну проектом принимается всего 245 центраторов типа ЦЦ-4-178/220.

2.5.5. Расчет и обоснование параметров цементирования

2.5.5.1. Обоснование способа цементирования

В таблице 22 представлены основные исходные данные, необходимые для расчета и обоснования параметров цементирования.

Таблица 22 - Исходные данные

$\rho_{\text{буф}}$	1050 кг/м ³	$H_{\text{буф}}$	150 м	171 м (L)
$\rho_{\text{обл.ц}}$	1400 кг/м ³	$H_{\text{обл.ц}}$	2472 м	22719 м (L)
$\rho_{\text{ц}}$	1850 кг/м ³	$H_{\text{ц}}$	320 м	320 м (L)
λ	0,035	$P_{\text{ГР}}$	56,8 МПа	
Верхний интервал (зацементированный)		Нижний интервал (незацементированный)		
L_1	1481 м	L_2	1702 м	
k_1	1	$D_{\text{свк}_2}$	0,2207 м	
$d_{\text{Н1}}$	0,178 м	$d_{\text{Н2}}$	0,178 м	
$\rho_{\text{бр}}$	1120 кг/м ³	$v_{\text{кп2}}$	0,4 м/с	

Расчитано гидростатическое давление в кольцевом пространстве, равное 40,4 МПа. Далее определены необходимые параметры для расчета гидродинамического давления: $\rho_{\text{срвз1}} = 1402 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{срвз2}} = 1850 \text{ кг/м}^3$ т.к. состоит из одного интервала численно будет равнять плотности цементного раствора. Скорость восходящего потока в обсаженной части 0,935 м/с.

Сумма гидродинамического давления на всех интервалах кольцевого пространства равняется 41,3 МПа, что меньше 0,8 от давления гидроразрыва равного 56,8 МПа. В связи с этим, условие выполняется, поэтому выбираем

одноступенчатое цементирование двумя порциями тампонажного раствора, а заканчиваем цементирование на второй передаче цементировочного агрегата.

Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм цементируется в один прием (градиенты гидроразрыва пород по всему разрезу скважины мало различаются между собой, а глубина скважины до 3000 м) двумя порциями тампонажного раствора. Верхняя порция – облегченный тампонажный раствор; нижняя порция - тампонажный раствор с повышенными изоляционными свойствами нормальной плотности.

2.5.5.2. Расчет объема буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и количества составных компонентов

Расчёт начинают с определения объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Объём тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне.

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны входе расчётов равен $V_{\text{БЖ}}=15,48\text{м}^3$

Объём тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне.

Объем облегченного тампонажного раствора входе расчётов равен: в технической колонне $11,1 \text{ м}^3$, в эксплуатационной колонне $21,93 \text{ м}^3$.

Объем тампонажного раствора нормальной плотности входе расчётов равен $6,08 \text{ м}^3$.

Далее выполнялся расчет необходимого количества продавочной жидкости $V_{пр}$ (м³), который составляет 62,86 м³.

Следующим этапом расчёта является определение необходимых количеств компонентов (по массе или по объёму) буферной жидкости и тампонажного раствора.

При расчете компонентов буферной жидкости исходят из рецептуры этой жидкости. Рецептуру, которая даётся обычно в г/литр, кг/м³ или весовых и объёмных процентах пересчитывают на требуемый объём жидкости (с учётом, если необходимо, плотности компонентов). Для некоторых буферных жидкостей, которые поставляются в заводской готовности, расчёт на компоненты не требуется.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна 1,85 г/см³, а для облегчённого выбирается из условия недопущения гидроразрыва наиболее слабого пласта.

В таблице 23 приведены расчетные значения буферной жидкости и тампонажного раствора.

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси, т	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
Тамп. раствор. норм. плотности	6,08	8,09	6,63
Облег. тамп. раствор	33,03	24,35	11,81
Сумма	39,1	32,45	18,44

2.5.5.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

В ходе гидравлического расчета цементирования обсадных колонн определили необходимую суммарную подачу цементировочных агрегатов $Q=8,56$ л/с из условия обеспечения максимально возможной скорости восхо-

дящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве $v=0,4$ м/с, допустимого давления на цементирующей головке $P_{ЦГ}=14,37$ МПа.

Затем рассчитано давление на цементирующих насосах цементирующих агрегатов $P_{ЦА}=17,875$ МПа.

Соответственно, выбираем диаметр втулки 127 мм, при которой подача на 2 скорости составляет $5,3$ дм³/с, насос 9Т.

По расчетным значениям Q и $P_{ЦА}$ выбирают тип цементирующих агрегатов (ЦА), количество которых равно 3 единицам. Также принимаем еще 2 агрегата, для подачи в осреднительную емкость.

В связи с тем, что в верхних слоях расположены многолетние мерзлые породы, закачка облегченного цементного раствора производится в первую очередь, для этого необходимо замешать тампонажный раствор в отдельной емкости или в половине бака агрегата цементирующего агрегата.

В результате, для цементирования эксплуатационной колонны проектом принимается 5 цементирующих агрегатов.

В результате проверки был получен результат, что для общего объема воды затворения тампонажной смеси мерных баков цементирующих агрегатов недостаточно. Соответственно, в процессе цементирования необходимо долить необходимое количество воды затворения из системы водоснабжения буровой установки.

Для приготовления тампонажного раствора принимаем смесительную установку УС-6-30 на автомобильной базе УРАЛ.

Из проведенных расчетов получаем, что необходимо 2 цементосмесительные машины для закачки одного типа тампонажного раствора. Так как проектом предусмотрено цементирование двумя порциями тампонажного раствора, то для цементирования необходимо 4 цементосмесительных машины, т.к. смесительная машина имеет максимальную производительность 27 л/с, что не достаточно для подключения к ней двух цементирующих агрегатов для обеспечения необходимой производительности.

Затем проверяется, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = m \cdot G_{\text{б}} \geq G_{\text{сух}}$$

где:

$G_{\text{сух}}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_{\text{б}}$ - вместимость бункера смесителя, т.

$$G = 4 \cdot 21 = 84 \geq 32,452$$

Получаем, что объема бака для облегченного цемента и цемента нормальной плотности достаточно для хранения сухого материала. В результате имеем 4 цементосмесительные машины, работающие на скважину.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

В данной части работы будет рассмотрено применение инновационных смазочных добавок буровых растворов с целью недопущения образования прихвата бурового снаряда.

Смазочные добавки предназначены для снижения коэффициента трения колонны о стенки скважины, уменьшения крутящего момента, облегчения движения бурового инструмента и, в результате, снижения вероятности прихвата бурильного инструмента. Основные требования, предъявляемые к смазочным добавкам следующие:

1. Высокая адсорбционная способность;
2. Стабильность свойств;
3. Хорошее растворение в растворах на водной основе;
4. Нерастворимость в воде;
5. Отсутствие результатов разложения в водной среде;
6. Отсутствие отрицательного воздействия на параметры бурового раствора.

В настоящее время данным видам добавок уделяется значительное внимание. Одна из ведущих компаний по производству химических реагентов для буровых растворов «МИРРИКО» представила инновационный вид смазочных добавок типа Biolub EPL (рисунок 7) на 21 международном нефтегазовом конгрессе в июне 2014 года.



Рисунок 3.1 – Смазочная добавка Biolub EPL

Данный продукт отлично зарекомендовал себя и приводит высокоэффективные показатели согласно результатам опытов, которые приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Характеристики Biolub EPL

Характеристики	Стандартные смазочные добавки	Biolub EPL
Заряд	отрицательный	положительный
Реакция на высокие температуры, давления	десорбция с поверхности металла	адсорбция на поверхности металла
Прочность образуемой пленки	ограниченная	высокая
Биоразлагаемость	нет	да
Диспергируемость в растворах на водной основе	ограниченная	полная

Также специалистами были проведены исследования эффективности применения смазочных добавок на пресной воде и на биополимерном растворе (диаграммы 3.1 и 3.2). Данные исследований были получены при изменении коэффициента трения при нагрузке $17,5 \text{ кг/см}^3$.

Диаграмма 3.1 - Сравнение эффективности применения добавок на пресной воде.

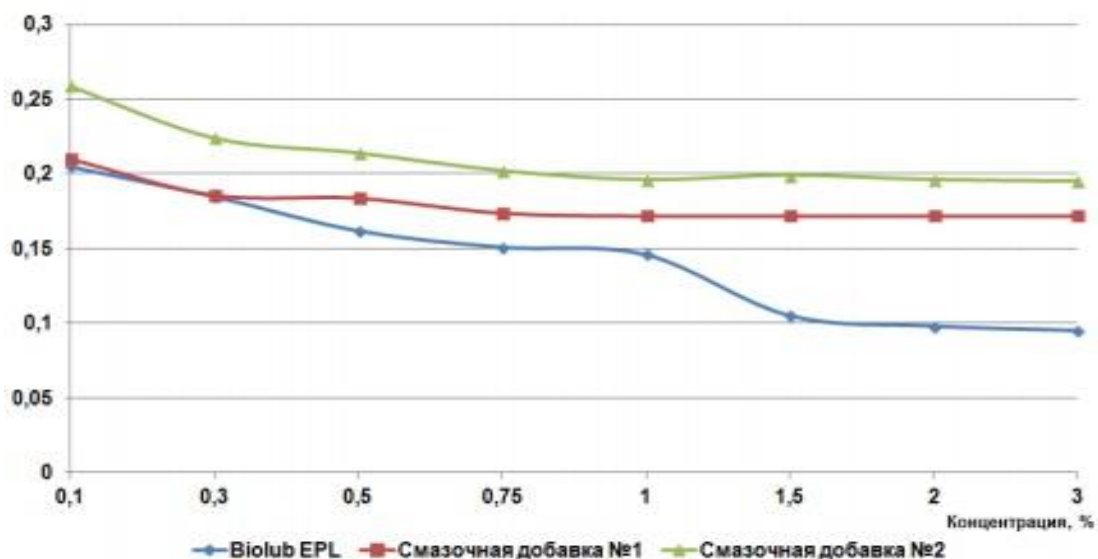
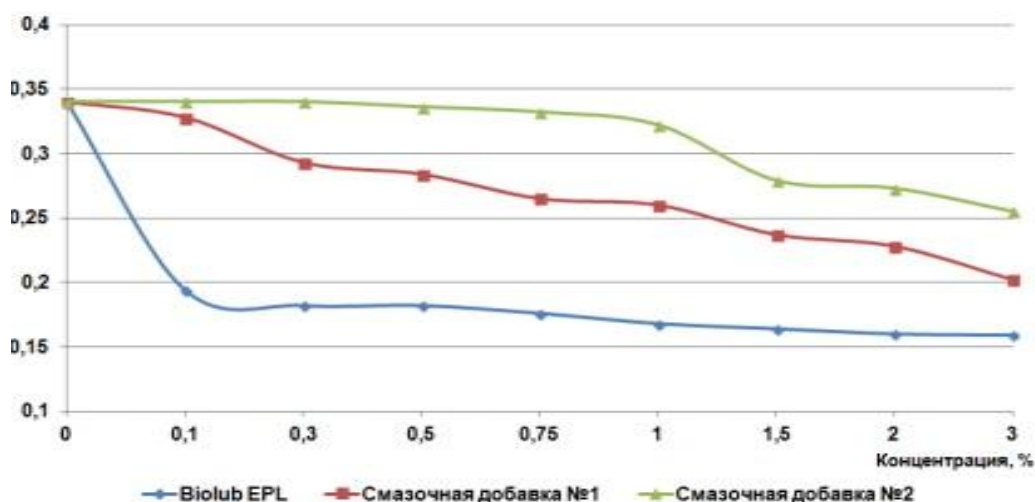


Диаграмма 3.2 - Сравнение эффективности применения добавок на биополимерном растворе.



Проведенные исследования продемонстрировали возможность экономии до 2 млн. рублей при применении добавки Biolub EPL.

Из полученных данных можно сделать вывод, что применение инновационной смазочной добавки Biolub EPL существенно снижает вероятность прихвата бурового инструмента в скважине, что ведет к существенной экономии материальных затрат при строительстве скважины.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «Сибнефтегаз»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибнефтегаз — динамично развивающаяся компания, наращивающая объемы добычи и подготовки газа, с перспективой пуска новых производственных мощностей и дальнейшего увеличения активов.

ПАО "Сибнефтегаз" основано в 2014 году.

ПАО «Сибнефтегаз» является владельцем пяти лицензий:

- на геологическое изучение недр, поиск и добычу нефти, газа, газового конденсата в пределах Берегового участка, включающего Береговое и Южно-Геологическое НГКМ (СЛХ № 10605 НЭ от 31.03.1998 г.);

- на добычу углеводородного сырья из продуктивных отложений, геологическое изучение залежей в меловых и юрских отложениях Пырейного ГКМ (СЛХ № 00537 НЭ от 28.11.1998 г.);

- на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Хадыряхинского участка (СЛХ № 13840 НР от 20.11.2006 г.);

- на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на участке Точипылькынский (СЛХ № 02448 НР от 13.08.2015 г.);

- на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на участке Малохадыряхинский (СЛХ № 02447 НР от 13.08.2015 г.).

Береговой лицензионный участок, включающий Береговое и Южно-Геологическое месторождения, находится в северной части Западно-Сибирской равнины в пределах Пурской низменности. Ближайшим крупным населенным пунктом является п.Уренгой, расположенный в 30 км к северо-западу от центра месторождения. Площадь месторождения 839,6 кв.км. В со-

ответствии с лицензионными обязательствами сеноманская залежь Берегового месторождения введена в эксплуатацию в 2007 году.

Пырейный лицензионный участок расположен на территории Пуровского района Ямало–Ненецкого автономного округа Тюменской области в 45 км к северу от районного центра – п.г.т. Тарко-Сале и в 50 км к юго-западу от пос. Уренгой. Площадь месторождения составляет 389,12 кв.км. По условиям лицензионного соглашения Пырейное месторождение введено в эксплуатацию в 2009 году.

Хадыряхинский лицензионный участок расположен на территории Пуровского и Красноселькупского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 80км на юго-восток от г. Уренгой и 88км на северо-восток от районного центра г. Тарко-Сале. Площадь месторождения составляет 215,02 кв. км. По условиям лицензионного соглашения месторождение введено в эксплуатацию в 2014 году.

ПАО «Сибнефтегаз» осуществляет полный комплекс работ от проведения геологоразведочных работ до обустройства и эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Основным объектом добычи газа являются Береговое месторождение и Пырейное месторождение. Также ведется обустройство Хадыряхинского лицензионного участка.

4.1.2 Организационная структура

ПАО "Сибнефтегаз" имеет территориально обособленные структурные подразделения, не имеющие расчетных счетов в учреждениях банков и не выделенные на внутренние незаконченные балансы:

- Московское представительство;
- Обособленное подразделение Береговой газовой промысел, расположенное на территории Пуровского района.
- Обособленное подразделение Пырейный газовый промысел, расположенное на территории Пуровского района.

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В расположении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику РИТС подчинены начальники смен РИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В РИТС входят четыре буровые бригады.

Стоимость основных фондов на 2015 год составляет порядка 1,2 млрд руб.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используют:

- 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.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [2]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих, например вышкомонтажные работы, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.2.1):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} \cdot h, \quad (4.2.1)$$

где $T_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

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

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} \cdot T_{1\text{СВ}})}{60}, \quad (4.2.2)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (4.2.3)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час; $T_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 0, поскольку бурение начинается с использованием только инструмента КНБК, для интервала под кондуктор – 2 свечи, под пилотный ствол – 41, под интервал отбора керна – 117. Под интервал зарезки основного ствола количество свечей равно 112, что меньше количества свечей предыдущего интервала, поскольку бурение начинается не с забоя. Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера в связи с чем его количество определяется путем деления длины ствола за вычетом длины КНБК на длину одной свечи, таким образом количество спускаемых свечей составляет 121.

Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Под направление – 2, под кондуктор – 41, под пилотный ствол – 117, под интервал отбора керна 118, под основной ствол – 121, под хвостовик – 143.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [3]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [4]. Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов.

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч}$$

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{м}} = \frac{H}{t_{\text{м}}} = \frac{2800}{193,62} = 14,5 \text{ м/ч}, \quad (4.2.4)$$

где H – длина скважины, м; $t_{\text{м}}$ – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\text{р}} = \frac{H}{t_{\text{м}} + t_{\text{спо}}} = \frac{2800}{193,62 + 35,76} = 12,2 \text{ м/ч}, \quad (4.2.5)$$

где $t_{\text{спо}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{2800 \cdot 720}{558,5} = 3609,7 \text{ м/ст. мес}, \quad (4.2.6)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2800}{5} = 560,0 \text{ м}, \quad (4.2.7)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на месторождении приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	23,3												
3.Испытание	10,4												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [5], в части II – на строительные и монтажные работы [6], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [7].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [8] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах 2 и 3.

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги. В частном случае стоимость определяется из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,7 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 30610 руб. в ценах 1984 года.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от пря-

мых затрат, в которые входят все затраты описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице 4.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см}-П}{H} = \frac{271064812-9226504}{3542} = 73923,86 \text{ руб/м.}$$

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность.

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

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

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

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Вредные вещества в промышленности могут входить в состав сырьевых материалов, конечных побочных или промежуточных продуктов того или иного производства. Они могут быть трех видов: твердые, жидкие и газообразные. Возможно образование пыли, паров и газов.

Токсические пыли образуются вследствие (измельчение, сжигание, испарение с последующей конденсацией), и выделяются в воздух через открытые проемы, не плотности пылящего оборудования или при пересыпке их открытым способом.

5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ.

Физико-химические свойства вредных веществ в виде пылей такие же, как и обычных пылей.

Наиболее существенное значение имеет химический состав вредных веществ. Химический состав вещества определяет его основные токсические свойства: различные вещества по своему химическому составу обладают разным токсическим действием на организм как по характеру, так и по силе. Строго определенной и последовательной зависимости между химическим составом вещества и его токсическими свойствами не установлено, однако некоторую связь между ними все же можно установить. Выявленные некоторые взаимосвязи между химическим составом веществ и их токсическими свойствами позволили подойти к ориентировочной оценке степени токсичности новых веществ исходя из их химического состава.

5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.1 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 5.2 - Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3
Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений, оборудования и инструмента, технологических процессов, вопросов коллективных (вентиляция, освещение, защита от шума и вибрации и др.) и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Мероприятия, снижающие или исключающие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;
- применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;
- применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

Производственное оборудование, приводящееся в действие электрической энергией, должно иметь устройство (средства) для обеспечения электробезопасности (ограждение, заземление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.).

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и т.п., представляющих опасность травмирования работающих.

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты.

Согласно требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения комфортной работы освещенность должна равняться:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Таблица 5.3 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основные параметры	Время существования опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности метеорологических условий, отсутствие надлежного спецодежды, спецо	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, замедление реакций, нарушение внимания, риск серьезных последствий

Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрушение, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Электрический ток	Электроустановки, электроинструмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Постоянно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрушение; - захват или наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	P = 1,5 МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	t = °C	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных дей-

Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Движущиеся машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрушение, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 89 \text{ дБ}$	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности температурных условий, отсутствие на рабочей спецодежде спецодежды	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

5.3 Экологическая безопасность.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных ап-

паратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;

- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;
- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ,

блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Сажа	0,6337	бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды CH)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	1,69*10 ⁻⁶	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м³/час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощад-ка	- строительно-монтажных работ;	100,00	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощад-ка Вахтовый поселок	- строительно-монтажных работ;	112,89	В период строительно-монтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

Законодательная база:

- Конституция РФ;
- Трудовой Кодекс РФ;
- Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;
- Закон РФ № 52 - ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии

населения»;

- Закон РФ № 68 - ФЗ О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.6, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

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

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила

ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Строительство скважины – сложный процесс, представляющий из себя постоянное решение различных задач как инженерно-техническими работниками, так и буровой бригадой. От правильного и качественного выбора конструкции скважины, бурения скважины, спуска колонны обсадных труб, цементирования ее, проведения прострелочно-взрывных работ, испытания и освоения скважины зависит удовлетворение интересов заказчика. При этом нельзя забывать, что скважина – потенциально опасный объект для жизни и здоровья работников.

Данный проект представляет собой расчет и обоснование всех вышеперечисленных работ при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Уренгойском месторождении. Проектирование процесса выполнялось в строгом соответствии с инструкциями, правилами и стандартами в нефтяной и газовой промышленности. При строгом соблюдении мер безопасности на скважине практически маловероятна угроза жизни персонала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчета колонны бурильных труб. – 2-ое изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 76 с.
- 2) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание.
- 3) Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 1999. - 424 с.
- 4) Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М.: Недра, 1991. – 296 с.
- 5) Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- 2-ое изд., перераб. и доп. -М: Недра, 1996.
- 6) Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. 373 с.
- 7) Данилов К.М. Долговечность шарошечных долот. -М.: Недра, 1992.
- 8) Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990.
- 9) Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьёв Н.В. «Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» Справочное пособие. – М.: Недра, 2001.
- 10) Квеско Н. Г. Закономерности процесса слоевой седиментации частиц в жидкой среде применительно к практической гранулометрии,; Дис... докт. Техн. Наук. – Томск, Томский политехнический университет, 2002. – 255 с.: ил.
- 11) Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра, 1987. – 340 с.
- 12) Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. -М.: Высшая школа, 1985. – 272 с.
- 13) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.:ВНИИТнефть, 2001.

- 14) Пеньков А. И., Шишов В. А., Федосов Р. И. Требования к растворам безглинистым или с низким содержанием твердой фазы // Нефтяное хозяйство. – 1981. - №5. – с. 23-26.
- 15) Процессы разрушения горных пород и резервы повышения скорости бурения / Колесников Н. А., Рахимов А. К., Брыков А. А., Булатов А. И. – Ташкент: ФАН, 1990. – 210 с.
- 16) ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». - М.: Госгортехнадзор, 2003. – 160 с.
- 17) ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» – М: Госгортехнадзор, 2000.
- 18) Рязанов В.И. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.
- 19) Рябченко В. И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990.
- 20) Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
- 21) Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
- 22) Рязанов В.И., Дмитриев А.Ю. Практикум по курсу «Направленное бурение нефтяных и газовых скважин» – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 117 с.
- 23) Соловьев Е.М. Заканчивание скважин.- М.:Недра, 1979.–303 с.
- 24) Федосов Р. И., Пеньков А. И., Рябоконь С. А. (ОАО «НПО «Бурение»). Зависимость механической скорости бурения от размера частиц дисперсной фазы малоглинистых и безглинистых полимерно-гидрогелевых буровых растворов // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №2. – с. 39-41.
- 25) Федосов Р. И., Пеньков А. И., Никитин Б. А. Новые системы безглинистых полимерно-гидрогелевых растворов // Нефтяное хозяйство. – 1999. - №2. – с. 20-22.
- 26) Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.

- 27) Jane A. Lee, Murray L. - Health and safety guide for oil and gas well drilling and servicing. Division of Technical Services, 2004 – 47 p.
- 28) P. Coules. - Recommended practices for occupational safety for oil and gas well drilling and servicing operations. American Petroleum Institute, 1992 – part 54, 189 p.
- 29) Stellman J.M. - Occupational Health and Safety: Chemical industries. 2007 – 4th edition, 78 p.
- 30) P. Bommer. – A primer of oilwell drilling. Petroleum extension service, 2008 – 7th edition, 55p.
- 31) P.Skalle. - Pressure Control During Oil Well Drilling. 2011 – 78p.
- 32) Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations. [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <http://www.4cornerssafety.com/uploads/recommended-practice-osogwdso.php> (дата обращения: 18.05.14.)