



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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2670 МЕТРОВ НА ЖУМАЖАНОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИ. (ХМАО)

УДК – 622.323:622.243.23(24:181m3086)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б32Т	Граф Кирилл Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев А.В			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Т.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. зав. кафедры	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Граф Кирилл Андреевич

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

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

1. Данные по строительству скважин на Жумажановском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет продолжительности строительства Составление графика работ Расчет сметной стоимости сооружения скважины.</i>
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Граф Кирилл Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Граф Кирилл Андреевич

Институт	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Бурении эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Жумажановском нефтяном месторождении. ХМАО.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>5. Производственная безопасность</p> <p>5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при бурении скважины на Жумажановском нефтяном месторождении.</p> <p>5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при бурении скважины на Жумажановском нефтяном месторождении.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность; – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
<p>5.2 Экологическая безопасность</p>	<ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – предложить мероприятия по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий расчет контура заземления – противопожарная безопасность
<p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p style="text-align: center;"><i>Нормы:</i></p> <p style="text-align: center;"><i>MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»</i></p> <p style="text-align: center;"><i>MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»</i></p> <p style="text-align: center;"><i>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования"</i></p> <p style="text-align: center;"><i>СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование"</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности"</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры</i></p> <p style="text-align: center;"><i>ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</i></p>

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Граф Кирилл Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 69 с., 64 формул, 4 рис., 48 табл., 11 источников.

Ключевые слова:

- БУ- буровая установка;
- АКБ- автоматический буровой ключ;
- УБТ- утяжеленная буровая труба;
- ПРИ - породоразрушающий инструмент;
- ВЗД- винтовой забойный двигатель;
- ОЗЦ- ожидание затвердевания цемента;
- ГНВП- газонефтеводопроявления.

Объектом работы являются эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Жумажановском месторождении, расположенном в Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Целью работы - проектирование технологического решения на бурение наклонно-направленной скважины с глубиной по вертикали 2670 метров на месторождении Западной Сибири.

Работа выполнена по геологическим материалам на строительство эксплуатационной скважины на Жумажановском месторождении.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2670 метров.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Данная дипломная работа была выполнена, учитывая современные возможности в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин.

<u>РЕФЕРАТ</u>	5
<u>Введение</u>	8
<u>1.Общая и геологическая часть</u>	9
<u>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения</u>	9
<u>1.2.Горно-геологические условия бурения</u>	11
<u>1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</u>	13
<u>1.4.Зоны возможных осложнений</u>	16
<u>2.Технико-Технологическая часть</u>	17
<u>2.1.Обоснование и расчет профиля скважины</u>	17
<u>2.2.Обоснование конструкции скважины</u>	17
<u>2.2.1.Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</u>	18
<u>2.2.2.Построение совмещенного графика давлений</u>	19
<u>2.2.3.Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u>	20
<u>2.2.4.Выбор интервалов цементирования</u>	21
<u>2.2.5.Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</u>	21
<u>2.2.6.Разработка схем обвязки устья скважины</u>	22
<u>2.3.Углубление скважины</u>	23
<u>2.3.1.Выбор способа бурения</u>	23
<u>2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента</u>	24
<u>2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</u>	24
<u>2.3.4.Расчет частоты вращения долота</u>	25
<u>2.3.5.Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u>	25
<u>2.3.6.Расчет требуемого расхода бурового раствора</u>	26
<u>2.3.7.Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</u>	27
<u>2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u>	28
<u>2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины</u>	30
<u>2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин</u>	31
<u>2.4.1.Расчет обсадных колонн</u>	31
<u>2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений</u>	31
<u>2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений</u>	34
<u>2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине</u>	37
<u>2.4.2.Расчет процессов цементирования скважины</u>	37
<u>2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн</u>	37
<u>2.4.2.2.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей</u>	38
<u>2.4.2.3.Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</u>	38
<u>2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины</u>	38
<u>2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</u>	38
<u>2.4.2.4.2.Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси</u>	39
<u>2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u>	40
<u>2.5.Выбор буровой установки</u>	41
<u>3.Специальная часть</u>	42
<u>3.1.Рассмотрение проблемы освоения горизонтальных скважин</u>	42

<u>3.2. Обработка призабойной зоны пласта комплексной виброволновой технологией</u>	43
<u>3.3. Результаты работы комплексной виброволновой технологии</u>	45
<u>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение.</u> .	46
<u>4.1. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины</u>	46
<u>4.2. Численный и квалификационный состав буровой вахты</u>	50
<u>4.3. Расчет сметной стоимости сооружения скважины</u>	51
<u>5. Социальная ответственность при технологическом решении для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2670 метров на Жумажановском нефтяном месторождении (Белоярский район).</u>	
.....	52
<u>5.1. Безопасность в рабочей зоне</u>	52
<u>5.1.1. Анализ опасных и вредных факторов</u>	52
<u>5.1.2. Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов</u>	53
<u>5.2. Экологическая безопасность</u>	57
<u>5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</u>	63
<u>5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</u>	65
<u>Заключение</u>	68
<u>Список используемых источников</u>	69

Введение

Добыча углеводородного сырья является важнейшим фактором для становления и укрепления топливно-энергетического комплекса России. Освоение новых месторождений и очень тесно связано с внедрением новых технологий. Нефть, природный газ, а также продукты их переработки являются основным экспортируемым за рубеж сырьем, активно влияющим на темпы развития экономики России.

Таким образом, роль углеводородной промышленности огромна. Даже имея определенную специфику нефтегазовая отрасль имеет множество проблем, в которых главная заключается в том, что прибыль, полученная от продажи топливно - энергетических ресурсов, не имеет возможности покрывать затраты на их расширенное освоение и прирост.

Решение данных проблем является основной задачей. Возможным решением поставленных задач может являться, например: увеличением качества разработки месторождений; более детальная разработка ранее законсервированных скважин; ускорение процессов освоения ресурсов Дальнего Востока, Якутии и шельфовых месторождений; глубокая проработка законодательной базы в области недропользования; создание выгодных условий для увеличения инвестиций в добывающую и перерабатывающую отрасли; разработка трудноизвлекаемых и нерентабельных запасов нефти.

Исходя из этого, выполняя данный дипломный проект, были подуманы и учтены все конкретные особенности и перспективы будущего развития и освоения Жумажановского месторождения. А также разработаны необходимые технологические решения, необходимые для повышения качества строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Жумажановское
Административное положение: Республика Область (край) Район	Россия ХМАО Белоярский
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	-2 + 35 - 50
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	257
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	20 - 25
Рельеф местности	Равнинный, слабо всхолмленный
Растительный покров	Смешанный лес представлен сосной, осиной, берёзой
Толщина почвенного слоя, м	0,3
Толщина снежного покрова, м	До 1,5
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электрические сети
Водоснабжение	Для бытовых нужд - привозная, для бурения - артезианская
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории
Связь	Радиосвязь



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Горно-геологические условия бурения

В таблице 2 представлен стратиграфический разреза и литологический состав горных пород.

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	Индекс	
0	40	Четвертичные отложения	Q	1,10
40	120	Туртасская свита	P _{3/3}	1,10
120	140	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,10
140	340	Атлымская свита	P _{3/1} - P _{3/2}	1,10
340	540	Тавдинская свита	P _{2/3} - P _{3/1}	1,10
540	700	Люлинворская свита	P ₂	1,10
700	780	Талицкая свита	P ₁	1,05
780	980	Ганькинская свита	K ₂	1,05
980	1105	Березовская свита	K ₂	1,05
1105	1130	Кузнецовская свита	K ₂	1,05
1130	1480	Уватская свита	K ₂	1,05
1480	1720	Хантымансийская свита	K ₁	1,05
1720	1940	Викуловская свита	K ₁	1,05
1940	2383	Алымская свита	K ₁	1,05
2383	2670	Черкашинская свита	K ₁	1,05

В таблице 3 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Пески, алевроитистые глины с галькой и гравием
P _{3/3}	40	120	Пески, глины	Глины зелено – серые с прослойками песка мелкозернистого
P _{3/2}	120	140	Глины, пески	Переслаивание глин и серых мелкозернистых глинистых
P _{3/1} - P _{3/2}	140	340	Пески, алевролиты	Пески серые средне и мелкозернистые, глины серые с прослоями бурых углей
P _{2/3} - P _{3/1}	340	540	Глины	Глины серые с линзами алевролитового материала
P ₂	540	700	Глины, опоки	Глины опокovidные, опоки серые
P ₁	700	780	Глины, алевролиты	Глины темно-серые с линзами алевролитов
K ₂	780	980	Глины	Глины серые, диатомовые, известковистые
K ₂	980	1105	Глины, алевролиты	Опоки серые, глины зелено-серые с прослоями углей
K ₂	1105	1130	Глины	Глины зелено-серые алевроитистые
K ₂	1130	1480	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Чередование песков, глин, песчаников разнозернистых и глин серых алевроитистых
K ₁	1480	1720	Песчаники, алевролиты, глины	Аргиллиты серые плотные, песчаники мелкозернистые рыхлые, алевролиты серые слюdistые
K ₁	1720	1940	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Аргиллиты серые слюdistые, песчаники темно-серые мелкозернистые, алевролиты мелкозернистые крепкие серые

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
K ₁	1940	2383	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Песчаники серые крепкие разнозернистые кварцевые с прослоями алевролитов серых плотных, аргиллиты серые алевритические с включениями растительного детрита
K ₁	2383	2670	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 4 представлена характеристика нефтеводоносности по разрезу скважины.

Таблица 4 - Нефтеводоносность вскрываемых пластов

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁	2613	2670	поровый	0,788	от 1000 – до 1500	66	-
Водоносность							
Q	0	40	Поровый	1010	0,9	–	Не тносится, хлорнатриевый
P _{3/1} - P _{3/2}	140	340	Поровый	1010	1,7	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₂ -K ₁	1080	1865	Поровый	1010	45	-	Не относится, хлорнатриевый

В таблице 5 представлены физико-механические свойства пород по разрезу скважины.

Таблица 5 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мДарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	550	глина	2,1	20	-	100	-	10	II	M
P _{2/3} - K ₂	550	1280	песок песчаник	2,2	30	0,5	12	10	15	III - VIII	MC
K ₂ -K ₁	1280	2190	алевролит аргиллит	2,2	25	2,2	31	-	15	III - VIII	MC
K ₁	2190	2670	песчаник аргиллит	2,3	19	6,5	11	3,6	20	III - VIII	C

В таблице 6 приведены давление и температура по разрезу скважины.

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления кгс/см ² на м				Температура
			Пластового давления		Гидроразрыва пород		
	от (верх)	до (низ)	В начале интервала	В конце интервала	В начале интервала	В конце интервала	°C
1	2	3	4	5	6	7	8
Q – P _{2/3}	0	550	0,100	0,100	0,22	0,22	26,51

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
P _{2/3} - K ₂	550	1280	0,100	0,100	0,20	0,20	41,18
K ₂ -K ₁	1280	2190	0,100	0,100	0,17	0,17	73,55
K ₁	2190	2670	0,100	0,100	0,17	0,17	96,8

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 7 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика

Таблица 7 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
От	До		
2	3	4	5
0	700	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
0	700	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
0	780	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
780	2670		
140	340	нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического Несоблюдение параметров раствора
1080	1865		
2613	2670		

2 Технико-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины. Профиль скважины представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Профиль скважины

Тип профиля		Пятиинтервальный										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м				2670			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,034	
Глубина вертикального участка скважины, м				35			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				0,058	
Отход скважины, м				326,35			Зенитный угол в конце участка набора угла, град				12	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего	
1	0	35	35	0	0	0	0	0	0	35	35	
2	35	383,91	348,91	0	47,33	47,33	0	12	35	387,5	352,5	
3	383,91	1569,92	1186,01	47,33	299,42	252,09	12	12	387,5	1600	1212,5	
4	1569,32	1768,41	199,09	299,42	320,89	21,47	12	0,35	1600	1800	200	
5	1768,41	2670	901,59	320,89	326,35	5,46	0,35	0,35	1800	2702	902	
Итого	Σ		2670	Σ		326,35	-	-	Σ		2702	

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

При проектировании конструкции скважины в полной мере

используется последние достижения и накопленный опыт строительства скважин в данном регионе. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников различного генезиса с многочисленными прослоями углей).

2.2. Проницаемость пород: $k_1 = 0,0065 \text{ мкм}^2$.

Таким образом, коллектор является низкопроницаемым, однородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

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

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

$$30 < 70,7 \text{ МПа.}$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

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

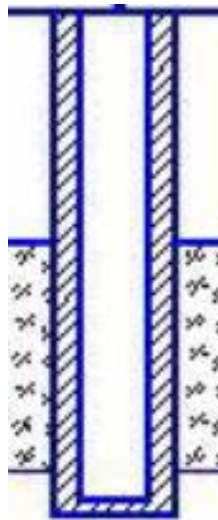


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

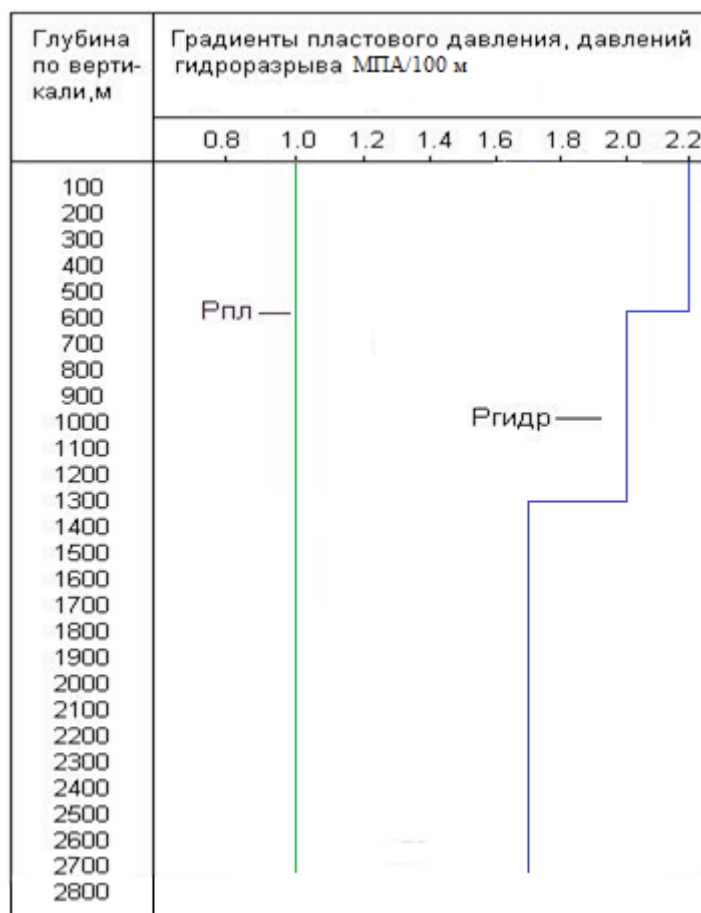


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение об отсутствии интервала, несовместимого по условиям бурения. Поэтому выбирается одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинок. Руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем направление на глубину 50 метров.

Расчет глубины спуска кондуктора:

Минимальную глубину спуска кондуктора H_k определяем, из условия недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП

Принимаем глубину спуска кондуктора: 762 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2702 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 9.

Таблица 9 - Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	0	750	0	762	0	762
Эксплуатационная колонна	0	2670	0	2702	608	2702

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Исходя из того что проектируемая скважина является газовой то учитываем дебит по газу и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны.

Исходя из расчёта диаметра эксплуатационного насоса и более доступных диаметров труб на трубной базе берём диаметр эксплуатационной колонны равной 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	50	323,9	393,7
Кондуктор	762	244,5	295,3
Эксплуатационная	2702	168,3	215,9

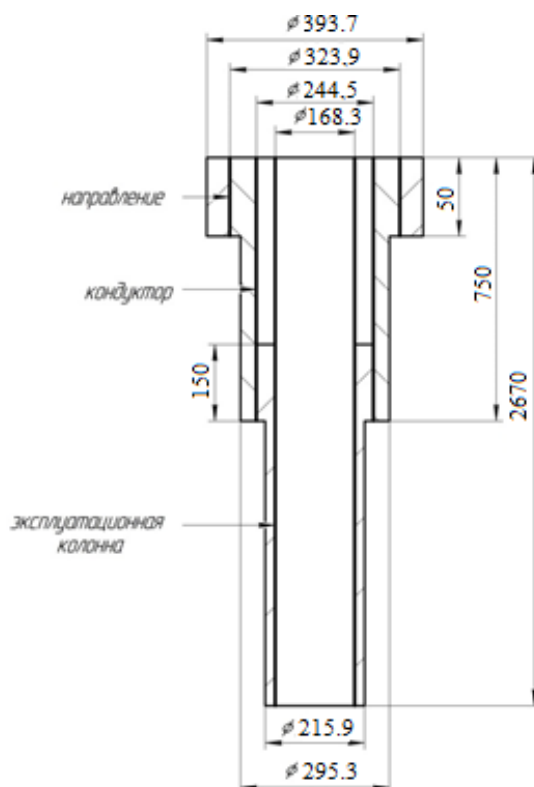


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
					Единицы	Суммарная
1	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.-ПК) Колонная головка ОКК1-35-245*146	ГОСТ 13862-90	1	35	6,025	6,025
		ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	0,680	0,680

Продолжение таблицы 11

1	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	Колонная головка ОКО1-35-245*146 (верхняя часть)	ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	-	-
	Фонтанная арматура АФК1-80(100)*35	ТУ 26 –16 – 45 – 77	1	35	1,239	1,239
	Лубрикатор ЛМ-210	ТУ 26-16-153-83	1	35	0,430	0,430

2.3 Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный с применением ГЗД(гидравлический забойный двигатель)
50-762	Кондуктор	Роторный с применением ГЗД(гидравлический забойный двигатель)
762-2702	Эксплуатационная колонна	Роторный с применением ГЗД(гидравлический забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех».

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-762	762-2702
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 619 С	БИТ 215,9 ВТ 613 UCSB
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М, МС	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,53	0,37	0,34
Масса, кг		170	95	46
G, тс	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-400	60-400
	Предельная	400	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-762	762-2702
G ₁ , кН	68	44	44
G ₂ , кН	59	65	73
G ₃ или проект, тс	9,8	8	8

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Рассчитанные значения частот вращения долота

Частота вращения	БИТ 393,7 В 419 ТСП	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 ВТ 613
n, об/мин	92	103	115
n _{пасп.} , об/мин	80-400	80-400	60-400

Частоты вращения долот выбираются в соответствии с рекомендациями и сводятся в таблице 16.

Таблица 16 - Значение частот вращения по интервалам

Тип долота	Интервал бурения, м.	Частота вращения, об/мин.
БИТ 393,7 В 419 ТСП	0-50	92
БИТ 295,3 ВТ 619 С	50-762	103
БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ	762-2702	115

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-762	762-2702
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		98	80	80
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		240	240	172
M _р , Н*м		4974,76	3103,53	2300,59
M _о , Н*м		196,98	147,65	107,95
M _{уд} , Н*м/кН		48,74	36,93	27,4

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

Таблица 18 - Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Турбобур	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход, л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления, МПа	КПД, %
ДРУ-240РС	240	7280	1860	30-75	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ2-172РС	172	8710	1284	19-38	90-140	4,5	5-15	48

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-762	762-2702
Исходные данные			
$D_{дб}$, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,61	0,52	0,44
K_k	1,1	1,1	1,05
$V_{кр2}$, м/с	0,148	0,136	0,125
V_m , м/с	0,0082	0,0076	0,0039
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,24	0,24	0,172
$d_{нmax}$, м	0,012	0,01	0,008
n	8	8	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,2	1,14

Продолжение таблицы 19

Интервал	0-50	50-762	762-2702
$\rho_{п}, \text{г/см}^3$	2,1	2,13	2,23
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{л/с}$	74	36	16
$Q_2, \text{л/с}$	66	33	11
$Q_3, \text{л/с}$	115	40	23
$Q_4, \text{л/с}$	61	31	13
$Q_5, \text{л/с}$	75	63	38
$Q_6, \text{л/с}$	75	75	38
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{\text{табл}}, \text{л/с}$	0,05	0,05	0,038
$\rho_{\text{табл}}, \text{кг/м}^3$	1010	1010	1010
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг/м}^3$	1140	1200	1140
$M, \text{Н*М}$	1350	1350	960
$M_{\text{табл}}, \text{Н*М}$	14000	14000	4500
m	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9
$Q_{н}, \text{л/с}$	51	79	79
$Q_{\text{пров1}}, \text{л/с}$	15	14	17
$Q_{\text{пров2}}, \text{л/с}$	91	71	71

Таблица 20 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-762	762-2702
Исходные данные			
$Q_1, \text{л/с}$	74	36	16
$Q_2, \text{л/с}$	66	33	11
$Q_3, \text{л/с}$	115	40	23
$Q_4, \text{л/с}$	61	31	13
$Q_5, \text{л/с}$	75	63	38
$Q_6, \text{л/с}$	75	75	38
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	78	46	23
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{л/с}$	75	75	38

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб. Выбор оборудования произведен с учетом

требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета бурильной колонны

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	9,45	1200
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК–127 ×9	127	150	5355
2	ТБПК–127 ×9	127	2512,42	89678
Расчет на наружное избыточное давление				
P_n , кгс/мм ²	5,7	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,68			
$P_{кр} / P_n$	1,151	Да	Нет	

В таблице 22 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 22 - КНБК под бурение эксплуатационной колонны (762-2702)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
1	762	2702	БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ	46	0,34
			ДРУ2-172РС	1284	8,71
			Клапан обратный КОБК 178x35	51	0,41
			Переводник П 133/147	58	0,42
			Калибратор 215,9	170	0,9
			НУБТ	1200	9,45
			Телесистема	1416	11,45
			Калибратор 215,9	170	0,9
			Переводник Н 133/133	53	0,2
			ТБПК–127 ×9	5355	150
			Яс RDT-2НМ-172	733	6,8
			ТБПК–127 ×9	89678	2512,42
Σ			100214	2702	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до							
50	762	1,2	50-70	75-105	60-80	<12	7-9	<3
762	1972	1,12	10-20	15-30	23-30	<8	7-8	<8
1972	2702	1,14	10-30	20-40	25-35	<8	7-8	<8

Таблица 13 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
50	762	Глинистый Бентонитовый глинопорошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ, вода
762	2702	Естественно наработанный полимерный Полиакрилат натрия, полиакриламид, ксантановый биополимер, бикарбонат натрия, сода кальцинированная, сода каустическая, добавка смазочная, ингибитор глин, НТФ, карбонат кальция, баритовый концентрат, вода

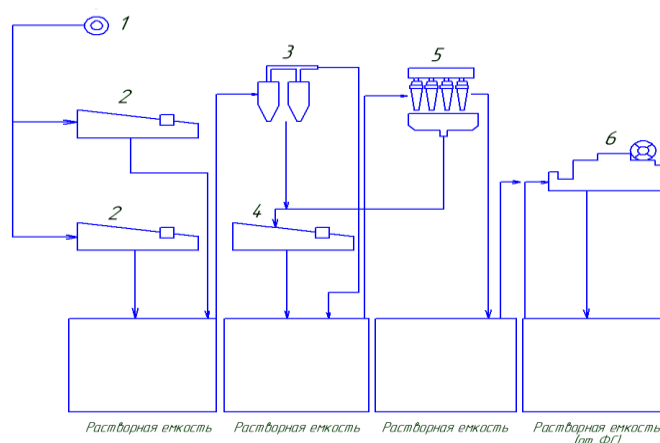


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

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

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2702	0,2159	1,05	26,7	50,3	2197
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,038	УНБ-600	0,0039	0,016	15	1140
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
Яс RDT-2НМ-172	0,176	6,8		0,07	
ПК 127-9 Д	0,127	2662,42		0,109	
ДРУ2-172РС	0,172	8,71		0,08	
НУБТ	0,172	9,45		0,07	

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	$\Delta P_{о_2}$, МПа
1572	0,99	0,2266	2,15	3,9	0,3
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,1	3,1	80	0,0005	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
Яс RDT-2НМ-172	10033	71616	19	0,0092	0,0015

Продолжение таблицы 26

Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ПК 127-9 Д	19484	36417	65	1,93	0,0016
ДРУ2-172РС	10764	66379	22	0,011	0,0026
НУБТ	10764	66379	22	0,0127	0,0026
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	$\Delta P_{т}$	
Яс RDT-2НМ-172	13634,4	51865,33	0,216	0,129	
ПК 127-9 Д	21379,52	33308,01	0,193	4,959	
ДРУ2-172РС	15566,84	45382,17	0,209	0,082	
НУБТ	13634,4	51865,33	0,216	0,18	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 27 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1120
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тп}$ об., кг/м ³	1420	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тпн}$, кг/м ³	2000
плотность нефти $\rho_{н}$, кг/м ³	788	глубина скважины, м	2702
высота столба буферной жидкости h_1 , м	608	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	207
высота цементного стакана $h_{см}$, м	11	динамический уровень скважины h_0 , м	1800

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

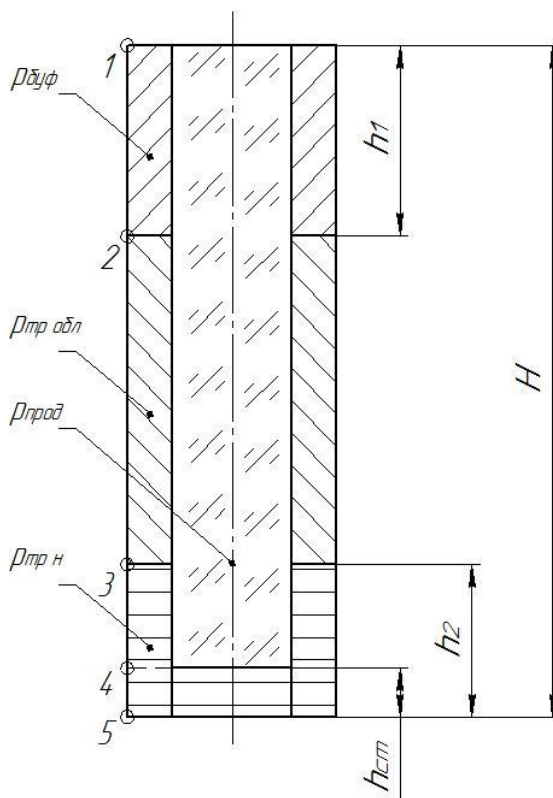


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	608	2495	2691	2702
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,67	8,4	10,5	10,6

2 случай: конец эксплуатации скважины.

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

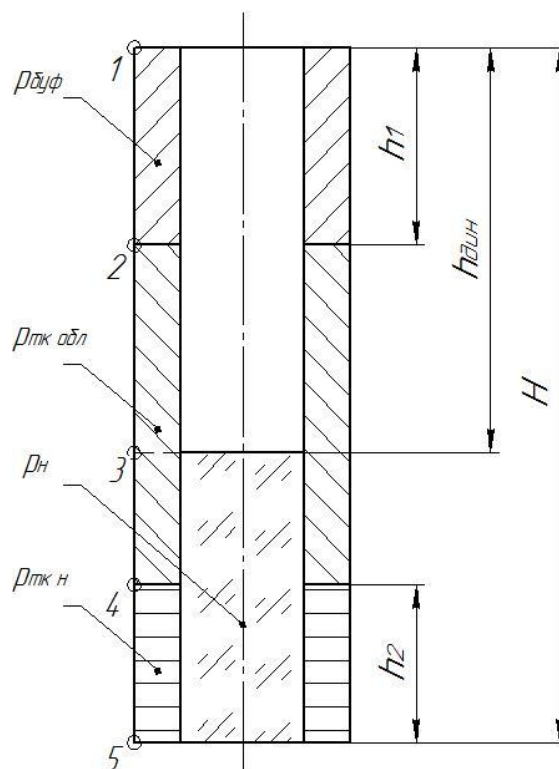


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	608	1800	2495	2702
Наружное избыточное давление, МПа	0	6,8	19,5	21,4	22,9

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

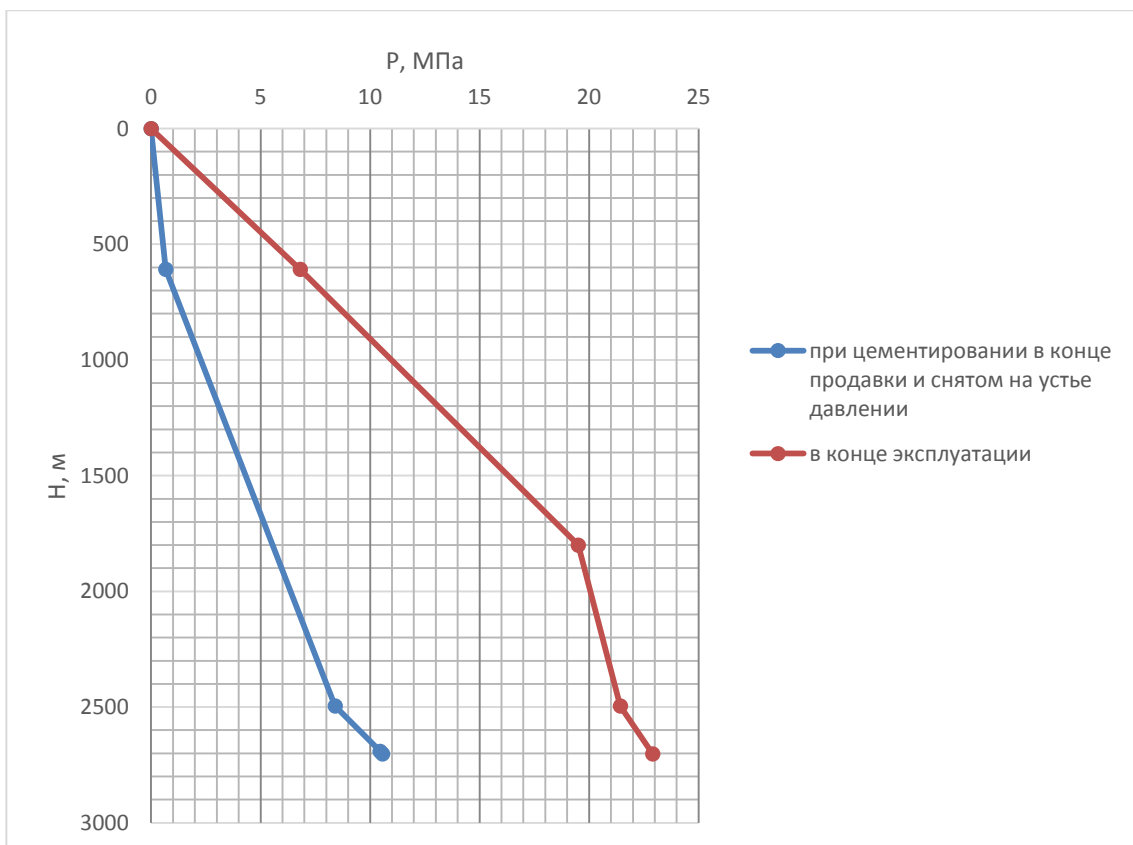


Рисунок 8 – Эюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

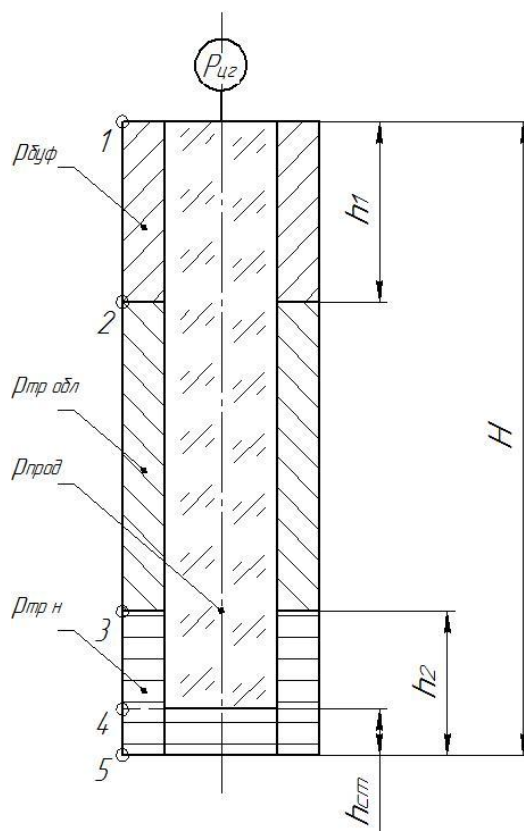


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	608	2495	2691	2702
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,7	19	11,2	9,3	9,3

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	608	2495	2702
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,3	13,3	12,3

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

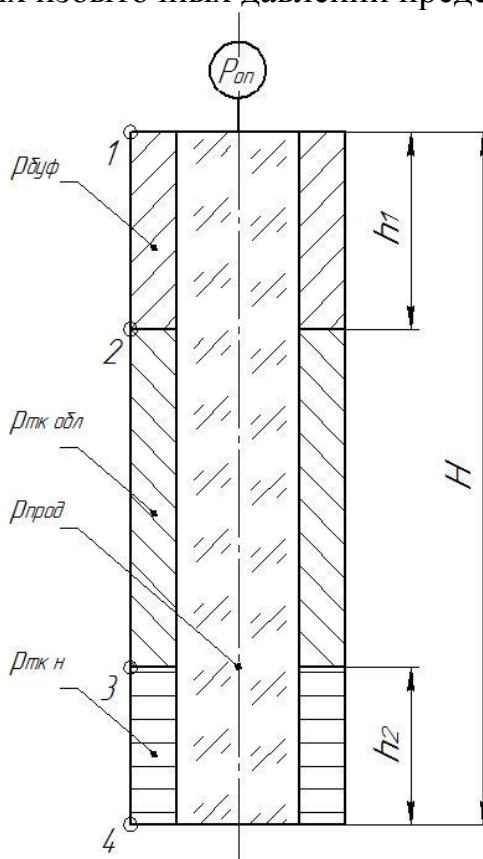


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

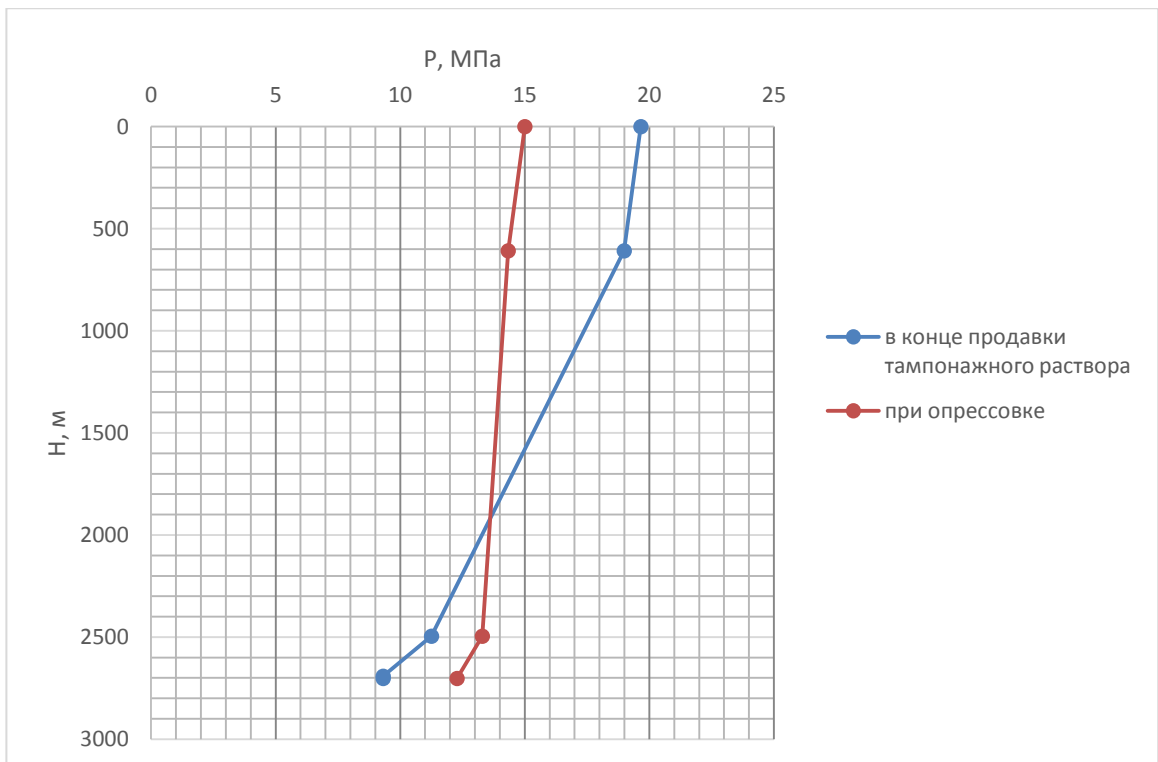


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 32 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№	Длина, м	Суммарная длина, м	Группа прочности	Вес, т	Суммарный вес, т	Толщина стенок, мм
1	100	100	Д	3,61	3,61	8,9
2	400	500	Д	13,04	16,65	8
3	2202	2702	Д	66,05	82,7	7,3

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

34,8 < 42,7 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 33 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 33 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	15,38
Продавочная	56,43

2.4.2.3 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 34 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 34 – Объем тампонажной смеси и количество составных

компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облепчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	3,56	5138,93	3,56
$\rho_{тробл}=1430 \text{ кг/м}^3$	27,43	20775,43	10,09
Сумма	30,99	25914,36	13,65

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена схема расположения цементировочного оборудования.

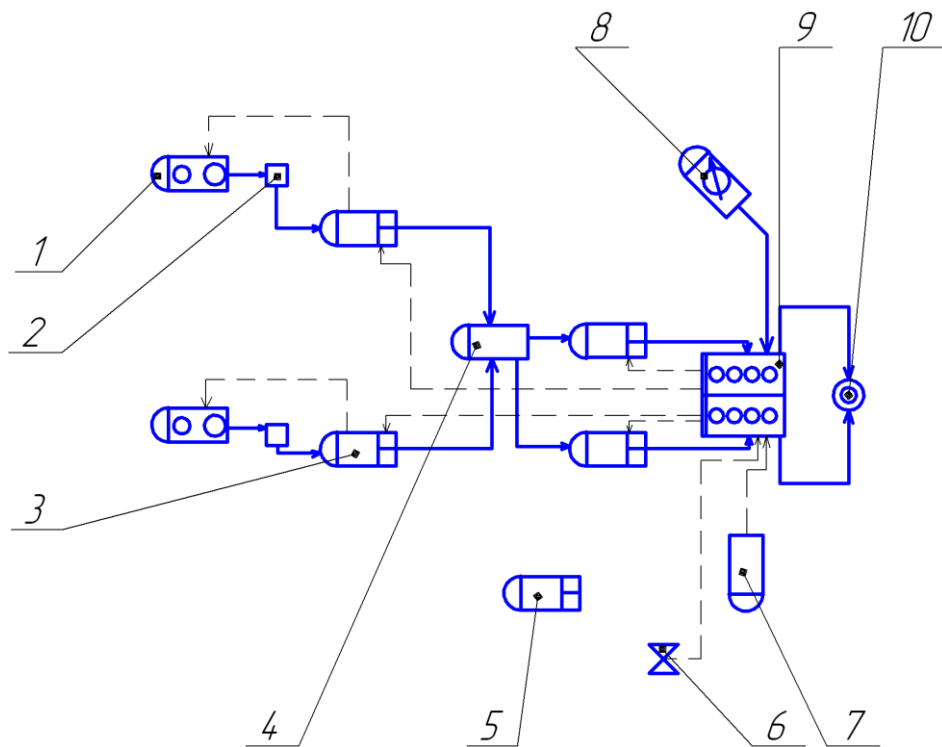


Рисунок 12 – Схема расположения цементировочного оборудования

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

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.

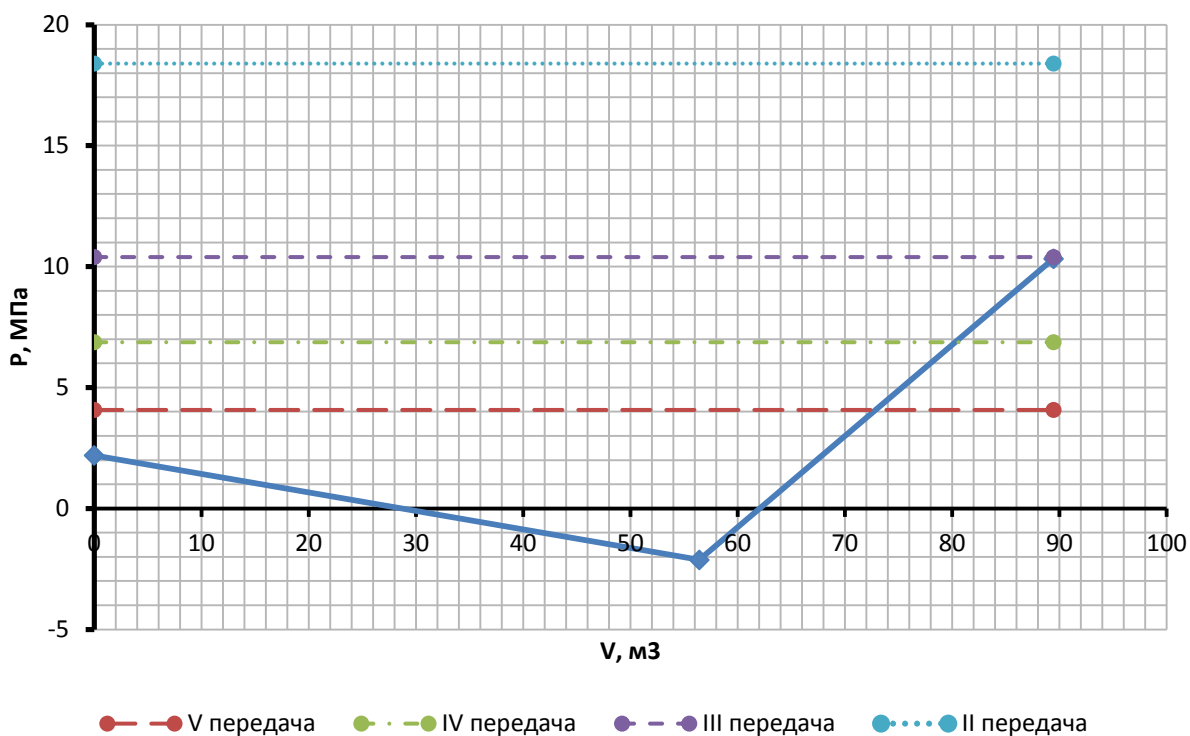


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 35 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 35 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	74
IV	5
III	8,42

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 36.

Таблица 36- Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-168
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-168
		58	Центраторы ЦТ-168/212-216
		1	Пробка ПРП-Ц-168

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 82,7 т, а вес бурильной колонны – 95 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

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

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

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	95	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	82,7	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,4
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	123,5	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

3 Специальная часть

Разработка комплексной виброволновой технологии для освоения и повышение продуктивности горизонтальных скважин в условиях терригенных и карбонатных коллекторов.

3.1. Рассмотрение проблемы освоения горизонтальных скважин

Применение горизонтальных скважин предоставляет широкие возможности для высокоэффективной разработки сложнопостроенных нефтяных и нефтегазовых залежей.

На практике часто продуктивность пробуренных горизонтальных скважин оказывается ниже ожидаемой потенциальной или даже меньше продуктивности окружающих вертикальных скважин.

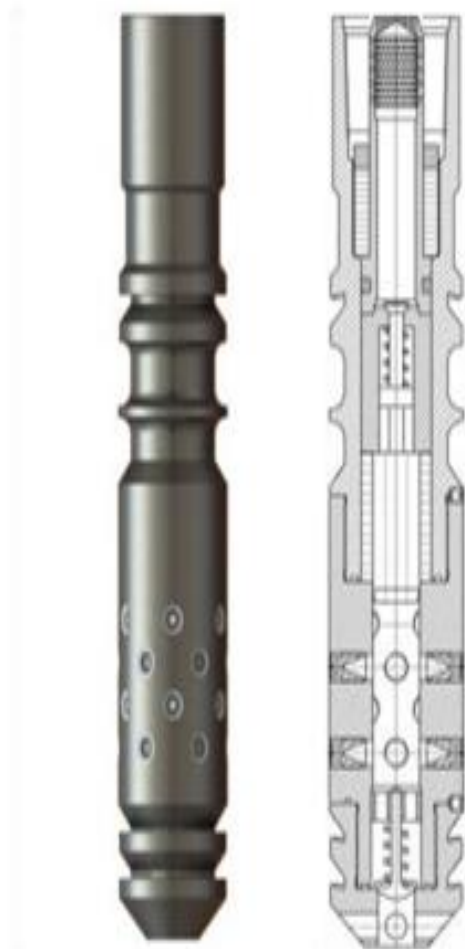
Для освоения и повышения продуктивности горизонтальных скважин и боковых стволов скважин может быть использована новая комплексная виброволновая технология.

Сущность технологии состоит в принципиально новом подходе, который заключается в достижении полного охвата пласта воздействием в результате возбуждения упругих колебаний в условиях депрессии и одновременной закачки в пласт химических реагентов определённого функционального значения. Упругие колебания возбуждаются с помощью установленного на забое гидродинамического генератора колебаний расхода жидкости. Физико-химическое воздействие осуществляется добавлением химических реагентов в циркулирующую рабочую жидкость.

Это способствует извлечению продуктов реакции и глубокой очистке призабойной зоны пласта. В результате создаются благоприятные условия для вызова притока в скважину и извлечения кольматирующих материалов из пласта.

3.2. Обработка призабойной зоны пласта комплексной виброволновой технологией

Для реализации технологии применяют обычное нефтепромысловое оборудование, а также комплект скважинных технических средств: гидродинамический генератор колебаний давления, аэратор и сепаратор пены. Скважинный генератор колебаний принципиально отличается от существующих аналогов тем, что создаются не менее двух противоположно направленных вихрей, образованных закрученными жидкостными потоками с одинаковым давлением подачи. При этом на его работу не влияют температурные условия агрессивность среды.

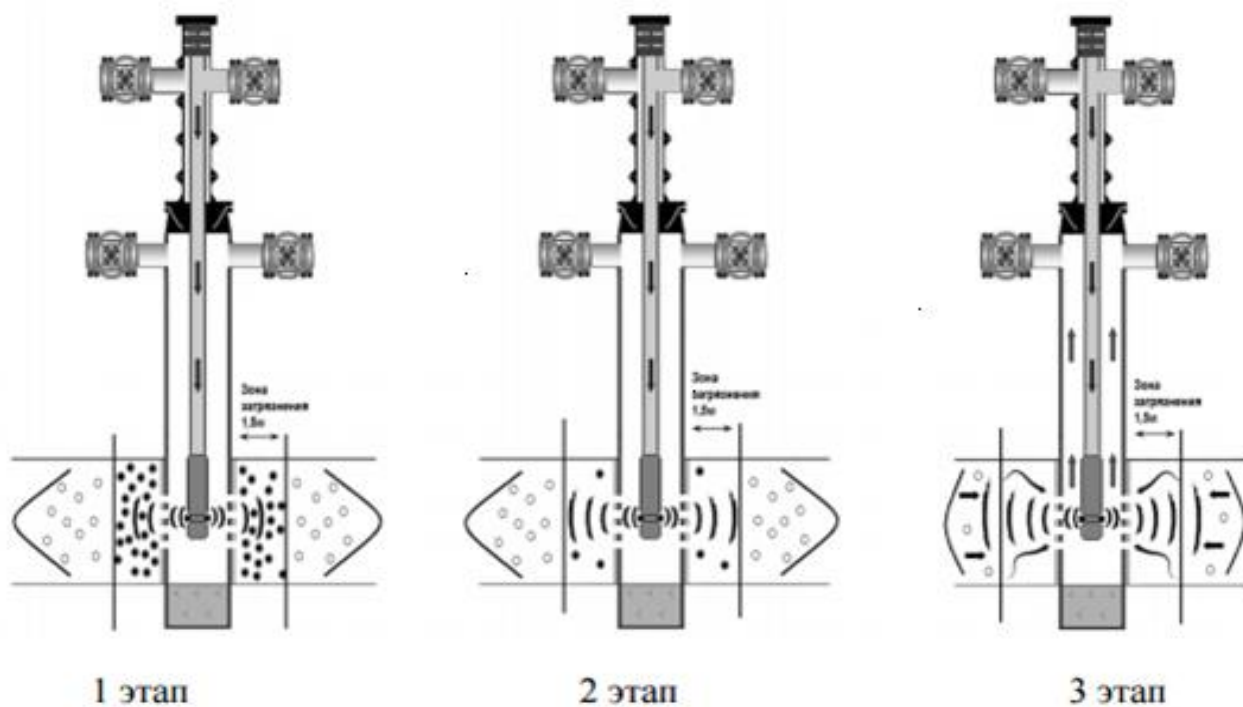


Сначала в скважину при открытом затрубном пространстве закачивается рабочая жидкость, затем включается компрессор, в спускаемые трубы вместе с жидкостью нагнетается газообразный агент. В качестве рабочей жидкости используется нефть, в качестве агента – азот. Газожидкостная смесь проходит через генератор, на его выходе образуется пена, которая заполняет межтрубное пространство. При прохождении газожидкостной смеси через генератор на забое скважины возникают высокоамплитудные пульсации давления.

На первом этапе происходит разрушение структуры сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбивается блокада из этих загрязнений, это приводит их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта;

На втором этапе эти загрязнения максимально растворяются составом жидкости в виброволновом режиме за счет колебаний давлений с низкой частотой;

На третьем этапе при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве выносятся остатки подвижных частиц загрязнения на поверхность, что позволяет окончательно очистить каналы для фильтрации пластового флюида.



3.3. Результаты работы комплексной виброволновой технологии

Представлены результаты освоения и повышения продуктивности горизонтальных скважин на нефть Нижнесортимского месторождения в Таблице -38.

Таблица 38 - результаты освоения и повышения продуктивности горизонтальных скважин на нефть Нижнесортимского месторождения.

Номер скважины	Дата обработк и	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость, %
		до обработки		после обработки	
Повышение продуктивности горизонтальных скважин					
295Г/29	10.14г.	1,0	69	5,0	11
386Г/28	09.15г.	5,0	10	26,0	14
6662Г/21	12.15г.	2,0	34	15,0	54
Освоение горизонтальных скважин после бурения					
366Г/27	12.14 г.	4,0	15	22,0	4
2331Г/82	09.15г.	4,0	30	10,0	25
2302Г/82	10.15г.	7,0	30	18,0	10
364Г/28	01.15 г.	3,0	15	10,0	3

Вывод:

Сопоставляя все эти факты можно отметить, что комплексная виброволновая технология является эффективным методом увеличения нефтеотдачи обводнённых пластов. Особенно рационально его применение на многопластовых месторождениях. Также генератор колебаний пригоден для работы в любых температурных условиях и при любой агрессивности среды. Применение комплексной виброволновой технологии на Нижнесортимском

месторождении увеличило дебет нефти в 3-8 раз, снизило обводненность большинства скважин на 10-15% и обработанные скважины эксплуатируются длительное время.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

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

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

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

В таблице 39 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 39- Данные и результаты расчета СПО

	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	2	4
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	50	762
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	50	762	2702
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	50.03	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	285	285	285
Длина свечи, L(м)	25	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	0	30,6	427
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	0	30,6	427

Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, $T_{1СВ}$ (мин)	2.5	2,5	2,5
Время спуска свечей, $T_{СП}$ (час)	0	1,27	17,8
Время подъёма свечей, $T_{ПОД}$ (час)	0	1,27	17.8
Время спуско-подъемных операций, $T_{СПО}$ (час)	38.14		

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

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

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

Таблица 40-Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, H (м)	2702
Продолжительность механического бурения, t_M (час)	323,4
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, $t_{ПВР}$ (час)	52,8
Календарное время бурения, T_K (час)	1413,5
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n (шт)	12
Механическая скорость бурения, V_M (м/час)	10,6
Рейсовая скорость бурения, V_P (м/час)	8,1
Коммерческая скорость, V_K (м/ст.мес)	1742
Средняя проходка на долото по скважине, h_{CP} (м)	285

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

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

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах –

Таблица 41 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	108,8	30	4	58,9	-	15,9
Передвижка 15 м	77,6	1,6	1,2	58,9	-	15,9
Сдвижка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 42 – продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе		
		Направление	Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	31	1,1	3,2	26,7
Крепление	12,5	1,4	3,4	7,7
Всего	43,5	2,5	6,6	34,4

Линейно-календарный график работ представлен в таблице-

Таблица 43 - Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес; передвижка-0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины-1,96 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.												
Вышкомонтажные	Сдвигка 15 м, демонтаж-0,5 мес.												

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

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

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

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

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

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

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 44- Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17633500	17633500
	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2702	45500	122941000
	3.Работы по креплению	ч	300	32450	9735000
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				138884555
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1666614
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2083268
	Итого расходов А: Σ 2				142634437
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	35860965
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	23309627
	Итого расходов Б: Σ 3				59170592
	Итого основных расходов А+Б				201805029
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	28252704
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	30270754
	Итого по расчету:				260328487
	Компенслируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	2082627
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	7809854
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	20826279
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	13016424
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7809854
	ИТОГО себестоимость проекта				311873525
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				368010760

5. Социальная ответственность при техническом проекте на строительство эксплуатационно-направленной скважины 2670 на Жумажановском месторождении (ХМАО)

5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

В случае несоблюдения мер безопасности в нефтяной и газовой промышленности возможны следующие опасности:

1. *Механические травмы.* Они возможны при проведении спуско - подъемных операций, при монтаже и демонтаже буровой установки при ведении работ на высоте. Также механические травмы могут возникнуть при неправильной эксплуатации оборудования, механизмов и их вращающихся частей, при захламленности пола и т.д.

2. *Поражение электрическим током.* Этот вид травм возникает при контакте с токоведущими частями, находящимися под напряжением (провода, выключатели), при контакте с металлическими конструкциями, по каким-либо причинам оказавшимися под напряжением (повреждение электропроводки).

3. *Взрыв.* Опасность возникновения взрыва и поражения сжатым воздухом высокого давления появляется в связи с применением на буровой пневматических систем, обвязка которых состоит из труб работающих под высоким давлением, также на буровых применяются резервуары высокого давления и воздухохранилища. Кроме того, возникновение взрыва возможно из-за неосторожного обращения с огнем вблизи емкостей, содержащих взрывоопасные вещества.

4. *Пожар.*

Также возможно появление следующих вредностей:

1. *Климатические условия.*

2. *Шум.* Эти виды вредностей вызываются движением потока, работой насосов, лебедки, вибратора, электрических двигателей и дизелей.

3. *Вибрация.*
4. *Состояние воздушной среды.*
5. *Освещение.*

5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при бурении скважины на Жумажановском нефтяном месторождении.

1. *Механические травмы.* В целях недопущения механических травм все работы необходимо проводить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить наличие средств индивидуальной защиты сотрудникам.
- осуществление проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- обязательное наличие страхового пояса при работе на высоте.

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

2. *Поражение электрическим током.* Проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главэнергонадзором 21.12.2001 г.

Предупреждение на объектах электротравматизма достигается выполнением следующих мероприятий:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и её непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.

Средства индивидуальной защиты до 1000В по ТУ1-01-0101-79 разделяются:

1. Основные:

- диэлектрические перчатки;
- инструмент с изолированными ручками;
- указатели напряжения.

2. Вспомогательные:

- резиновые коврики;
- диэлектрические боты;
- изолированные подставки.

3. *Взрыв*. Типовая инструкция для ответственного для исправного состояния и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением. РД 10-333-99. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 20.12.99. №95.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на давление, превышающее рабочее с учетом коэффициентов запаса прочности, приведенных в табл. 45.
- необходимо постоянно следить за исправностью контролирующих приборов;
- защитная аппаратура;
- всё оборудование буровой установки должно быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты;
- рабочая зона, в которой расположены приемные емкости бурового раствора, оборудуется приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно-допустимых взрывобезопасных концентраций)

Таблица 45 - Опрессовка оборудования, работающего под давлением

Рабочее давление, Атм.	< 200	200 – 560	560 – 650	> 650
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

4. *Климатические условия.* Чтобы климатические условия не приносили вред здоровью, предлагаются меры по улучшению жизни и быта работающих:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и климатического пояса;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях;
- чередование труда и отдыха;
- место для отдыха.

5. *Шум.* Допустимые уровни производственного шума нормируются по ГОСТ 12.1.003-83. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- применение пневмоударников звукоизолирующих и звукопоглощающих преград;
- установка кожухов, применение глушителей;
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны).

6. *Вибрация.* Уровни вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией:

- производят уравнивание, балансировку;
- производят установку амортизаторов;
- жёсткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы;
- применение средств индивидуальной защиты (виброгасящие коврики, виброобувь и виброручкавицы).

7. *Состояние воздушной среды.* Предельно допустимые концентрации химических реагентов регламентируются для воздуха рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Мероприятия по защите от вредного воздействия воздушной среды:

- установка вентиляции по СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование";
- применение средств индивидуальной защиты (распираторы, противогазы);
- склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров;
- концентрация вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно-допустимых концентраций.

8. *Освещение.* Отраслевые нормы освещенности рабочих мест на буровой регламентируются согласно СНиП 23-05-95. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: ротор – 100 лк, полаты верхового

рабочего – 50 лк, приемный мост – 30 лк, пусковые ящики – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

9. Промсанитария и гигиена. В процессе бурения скважины возможно распределение загрязненных стоков, поэтому территория вокруг буровой установки должна быть организована так, чтобы полностью исключить подобные случаи. Под туалеты и свалки должно быть отведено специальное место, на расстоянии 30 метров с подветренной стороны жилого поселка, для предотвращения попадания нечистот в источник водоснабжения.

Буровые бригады должны быть обеспечены аптечками с инструкциями по их применению. По мере расхода медикаментов из аптечки они должны пополняться.

Рабочие места, подходы к оборудованию, механизмам должны содержаться в чистоте и не загромождаться.

5.2 Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению.

На кустовой и индивидуальной площадке для эксплуатационных скважин при электрическом приводе основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются котельная и передвижная электростанция. В составе отходящих газов в атмосферный воздух выбрасываются окись углерода, окислы азота, альдегиды, сажа.

При строительстве скважин рекомендуется осуществить следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала бурения скважины необходимо проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;

- устье скважины, система приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины, циркуляционная система должны быть герметизированы;
- для процесса строительства скважины необходимо использовать химические реагенты, имеющие установленные значения ПДК;
- доставка и хранение химических реагентов должны осуществляться в герметичных емкостях; необходимо вести также учет расходуемых и отработанных ГСМ и химических реагентов;
- процесс сжигания топлива в котельной и ППУ необходимо регулировать (оптимизировать) согласно режимным картам;
- применяемый при строительстве скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль;
- определение содержания загрязняющих веществ в отработанных газах дизельных агрегатов, при работе двигателя автомобиля осуществлять с помощью газоанализатора.

Буровые работы необходимо проводить только в пределах отведенной территории. Движение транспорта должно осуществляться по дорогам, которые должны иметь водопропускные каналы.

Нельзя допускать пролив ГСМ на землю. Площадка под склад ГСМ должна быть гидроизолирована и обвалована.

Сыпучие материалы должны храниться в сарае.

Сбор бытовых отходов производится в мусоросборники (металлические контейнера), которые устанавливаются рядом с кухней-столовой. Они вывозятся по мере заполнения. Жидкие отходы от кухни-столовой, бани, туалета, собираются в выгребных ямах, которые после окончания строительства скважины должны быть засыпаны грунтом.

Для сбора и хранения производственно-технологических отходов, на территории буровой оборудуется шламовый амбар в соответствии с РД 39-133-94. Земляной амбар должен иметь достаточно высокую и надежную обваловку, которая не могла бы быть разрушена ливневыми водами. Дно и

стенки амбара изолируются водонепроницаемой пленкой, чтобы хранящиеся в нем жидкости и химреагенты не могли проникнуть в грунтовые воды и естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены сточные каналы для удаления сточных вод и пролитой промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо провести следующие виды работ по очистке и утилизации жидких отходов бурения:

- 1) вывезти ОБР для повторного использования;
- 2) откачать верхний отстоявшийся слой жидких отходов бурения из шламового амбара в нефтесборный коллектор;
- 3) провести химическую коагуляцию - осветление оставшихся жидких отходов бурения в амбаре, их нейтрализацию и откачать в нефтесборный коллектор;
- 4) оставшиеся отходы, водосодержание которых не должно превышать 6%, отверждаем вводом отверждающих добавок и засыпаем грунтом.

По окончании буровых работ отведенная территория рекультивируется.

Рекультивация земель производится в два этапа: технический и биологический. В ходе рекультивации земель на техническом этапе должны быть выполнены следующие работы:

- 1) засыпка нагорных водоотводных канав, очистка площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпка амбаров, выколачивание или террасирование откосов, планировка площадки;
- 2) строительство подъездных путей к рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники;
- 3) мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород;
- 4) создание при необходимости экранирующего слоя;
- 5) покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами.

Стандарт системы охраны природы: ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) смотреть таблицу 46.

- ГОСТ 17.1.4.01-80, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000), охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) , охрана почв;
- ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) , охрана земель;
- ГОСТ 17.6.3.01-78, охрана флоры.

Таблица 46 – Список ГОСТов по охране природы

ГОСТы \ Охрана природы
ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) (СТ СЭВ 1364-78) Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения
ГОСТ 17.0.0.04-90 (2000) Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения
ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.06-82 (СТ СЭВ 3079-81) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
ГОСТ 17.1.3.10-83 (СТ СЭВ 3545-82) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами притранспортированию по трубопроводу
ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от

загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.1.3.13-86 (СТ СЭВ 4468-84) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод
ГОСТ 17.1.4.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах
ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения
ГОСТ 17.2.2.05-97 Охрана природы. Атмосфера. Нормы и методы определения выбросов вредных веществ с отработавшими газами дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин
ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000) Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации
ГОСТ 17.5.3.02-90 Охрана природы. Земли. Нормы выделения на землях государственного лесного фонда защитных полос вдоль железных и автомобильных дорог
ГОСТ 17.5.3.03-80 Охрана природы. Земли. Общие требования к гидролесомелиорации
ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель
ГОСТ 17.5.3.06-85 Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.4.01-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Метод определения рН водной вытяжки вскрышных и вмещающих пород

Достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современным международным нормам и требованиям;

- Рациональное использование природных ресурсов, основанное на внедрении инновационных природо- и ресурсосберегающих технологий;
- Систематический контроль за соблюдением требований промышленной и экологической безопасности;
- Сохранение исконной среды обитания, традиционных образа жизни и хозяйствования коренных жителей Севера;
- Экологический мониторинг природной среды в регионах деятельности Компании;
- Постоянное совершенствование природоохранной деятельности и системы экологического менеджмента на предприятиях Компании;
- Снижение техногенной нагрузки на окружающую среду вновь вводимых объектов за счет качественной подготовки предпроектной и проектной документации;
- Постоянное повышение уровня компетентности персонала в вопросах охраны окружающей среды;
- Открытость общественно значимой информации об экологической деятельности Компании.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды чрезвычайных ситуаций:

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

Одним из видов аварий являются открытые фонтаны. Ликвидация открытого фонтана при наличии устья установки противовыбросового оборудования может развиваться по следующему сценарию:

- 1) оттаскивание сгоревшего оборудования, вышки, конструкций;
- 2) сбивание не герметичной запорной арматуры артогнем;
- 3) тушение пожара;
- 4) обрезка поврежденных концов обсадных труб, трубрезкой;
- 5) монтаж разрезного колонного фланца;
- 6) установка исправного запорного оборудования;
- 7) спуск труб под давлением;
- 8) заполнение ствола скважины утяжеленным буровым раствором.

При разработке проекта на строительство скважины проектная организация осуществляет анализ опасности и риска проектируемого объекта. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., №116-ФЗ предприятие организывает и осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Сведения об организации производственного контроля представляются в территориальный орган Госгортехнадзора России, обеспечивающий государственный надзор на данной территории.

Предприятие обязано представлять декларацию промышленной безопасности, которая разрабатывается в составе проектной документации и уточняется вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию производственного объекта.

Все работы на объекте по строительству скважины необходимо производить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, которыми установлены требования к созданию системы управления и контроля за промышленной безопасностью производства; разработке, сооружению, изготовлению и использованию производственных объектов, технических средств, технологических процессов; определён порядок

взаимодействия органов Госгортехнадзора России с предприятиями и организациями в области обеспечения промышленной безопасности, охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

Противопожарная безопасность

Буровая установка по взрывопожарной опасности согласно НПБ 105-95 относится к категории “А”, степень огнестойкости II согласно СНиП 2.01.02-85.

Причины возникновения пожара:

- электрического характера (короткое замыкание электропроводки, нагрев электропроводки);
- открытый огонь (сварка, костры курение, искры);
- удар молнии;

Размещение подсобных, производственных и жилых помещений должно осуществляться таким образом, чтобы исключить их нахождение вблизи легковоспламеняющихся жидкостей и складов с лесоматериалами.

На территории вокруг буровой установки должна быть обеспечена полная чистота, а также следует избегать замазучивания территории.

В целях предотвращения пожара на буровой:

- запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- запрещается хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки;
- курить, разводить костры, производить сварные работы только в специально отведенных местах;
- произвести работы по заземлению буровой установки;
- измерять сопротивление изоляции, $R_{из} > 0,5 \text{ Мом}$.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара на буровой в наличии должны быть первичные средства пожаротушения, они представлены табл. 47.

Таблица 47 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество
1	2
Огнетушитель пенный	8
Ящик с песком, $V=0,5 \text{ м}^3$	4
Ящик с песком, $V=1 \text{ м}^3$	2
Лопаты	5
Ломы	2
Топоры	2
Багры	2
Ведра пожарные	4

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволит кратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 5.10

Таблица 48- Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
-------	-------------------------

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

Заключение

В проделанной выпускной квалификационной работе представлены данные для строительства наклонно направленной скважины на Жумажановском месторождении. Рассмотрены особенности месторождения. По полученным данным был произведен расчет скважины и обоснована ее конструкция. Выбраны и просчитаны данные по углублению скважины. Спроектировано заканчивание скважины.

На данный момент технологии бурения и заканчивания скважин не стоят на месте, продолжая постоянно совершенствоваться. Применение современных технологий, вместе с ранее накопленным опытом в сфере строительства наклонно-направленных скважин обеспечивают значительное снижение стоимости и увеличение качества проводки скважин.

Данный дипломный проект был выполнен согласно методическим указаниям и требованиям соответствующих ГОСТов. Специальная часть разработана на основе изучения информации собранной при прохождении производственных практик, а также с помощью дополнительной литературы исследованной в процессе написания данной работы.

В экономической части дипломного проекта были рассчитаны скорости бурения скважины, представлены расчеты проведения СПО, разработан линейно-календарный график работ, произведен расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Список используемых источников

Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.

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

Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. – М.: недра, 1996.

Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.

Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.

Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.

Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.

Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. – М.: Недра, 1987. – 488 с.

Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.

Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.