



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 СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3100 МЕТРОВ НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.24(24:181 m 3100)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Бронников А.С		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вазима.А.	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 БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Бронников А.С.

Тема работы:

Технический проект на строительство эксплуатационной скважины глубиной 3100 метра на Игольско-Толовом месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15июня 2017 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<i>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Пакет экспериментальной и промышленной информации по Игольско-Таловому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Общая и геологическая часть</i> 2. <i>Технологическая часть</i> 3. <i>Специальная часть</i> 4. <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> 5. <i>Социальная ответственность</i>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Гуляев М.В.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
Отсутствуют	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б32Т	Бронников А.С.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Бронников А.С.

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

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

1. <i>Данные по строительству скважин на Игольско-Таловом месторождении Томской области</i>	<i>Расчетные данные, сводная смета на строительство скважины глубиной 3100 метров на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)</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 Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Бронников Андрей Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б32Т	Бронников А.С

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом ВКР является ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3100 МЕТРОВ НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</i>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3100 МЕТРОВ НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого</p>	<p>Вредные факторы: Превышение шума, недостаточная освещенность, отклонение показателей микроклимата, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, превышение уровня вибрации.</p> <p>Опасные факторы: Движущиеся части машин и механизмов, пожаровзрывобезопасность, поражение электрическим током.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); на гидросферу (сбросы);на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности.</p> <p>Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 	<p>Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. нормативно-правовые акты в области</p>

	обеспечения охраны труда и промышленной безопасности
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б32Т	Бронников А.С.		

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
1.1 Сведения о районе буровых работ	13
1.2 Геологическая характеристика местоположения	16
1.3 Литологическая характеристика разреза скважины	17
1.4 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины ...	18
1.5 Возможные осложнения по разрезу скважины	21
1.6 Нефтеносность	22
1.7 Водоносность	23
1.8 Геофизические исследования	25
1.9 Конструкция скважины.....	27
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	28
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	28
2.2 Обоснование конструкции скважины	29
2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины.....	29
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	31
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	31
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	32
2.3 Углубление скважины.....	33
2.3.1 Выбор способа бурения	33
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	34
2.3.4 Расчёт частоты вращения долота.....	34
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	35
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	36
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	38
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	39
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	42

2.3.10 Технологические средства и режимы бурения при отборе керна.....	43
2.4 Проектирование процессов закачивания скважины	43
2.4.1 Расчет обсадных колонн	43
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	44
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	47
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	50
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	51
2.4.2.1 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	51
2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей.....	51
2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	52
2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	52
2.4.2.3.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	52
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	53
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	54
2.5 Выбор буровой установки	56
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	57
3.1 Сдвоенное вибросито "Супер Шекер"	59
3.2 Разделитель твердой фазы 212 Н	60
3.3 Центрифуга 414.....	60
3.4 Центрифуга 518.....	61
3.5 Сепаратор 4Т4.....	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	65
4.2 Нормативная карта	67
4.3 Составление линейно-календарного графика	71
4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1 Производственная безопасность	75
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	76
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов	78

5.2 Экологическая безопасность	78
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы	78
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	79
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве скважины на Игольско-таловом месторождении (Томская область).....	81
Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:	81
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	85

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 с., 15 рис., 53 табл., 19 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: Башмак, ЦКОД, центраторы, глубина, давление, двигатель, забой, ствол, превентор, свечи, кондуктор, колона.

Объектом исследования является (ются): Технологическое решение для строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины глубиной 3100 метров на Игольско- Таловом месторождении (Томская область).

Цель работы – Строительство Эксплуатационной скважины на Игольско- Таловом месторождении.

В процессе исследования проводились: Расчет параметров бурового раствора, КНБК, гидравлической программы промывки, профиля, выбор буровой установки.

В результате исследования: Было выбрано оборудование необходимое для бурения, произведены расчеты.

Степень внедрения: В разработке и бурении нефтяных и газовых скважин, а также разработке месторождений.

Область применения: Бурение нефтяных и газовых скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы: Прибыль денежных средств, разработка нефтяных и газовых месторождений.

В будущем планируется: Применять выбранное оборудование для бурения и разработки на других месторождениях.

Определения, сокращения, нормативные ссылки.

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.

Обозначения и сокращения

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КНБК – компановка низа бурильной колонны;
- РИР – ремонтно изоляционные работы;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
9. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
11. Технический регламент № 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012 г.
12. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»
13. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие – Томск: Издательство ТПУ, 2003-144с.

ВВЕДЕНИЕ

В ходе проведения данной работы было составлено технологическое решение для строительства эксплуатационной скважины глубиной 3100 метров на Игольско-Таловом месторождении (Томская область).

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

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии бурения нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты приведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, графический материал выполнен в программах «Компас-3DV12» и CorelDraw V14. (Представлены вместе с ВКР).

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Сведения о районе буровых работ

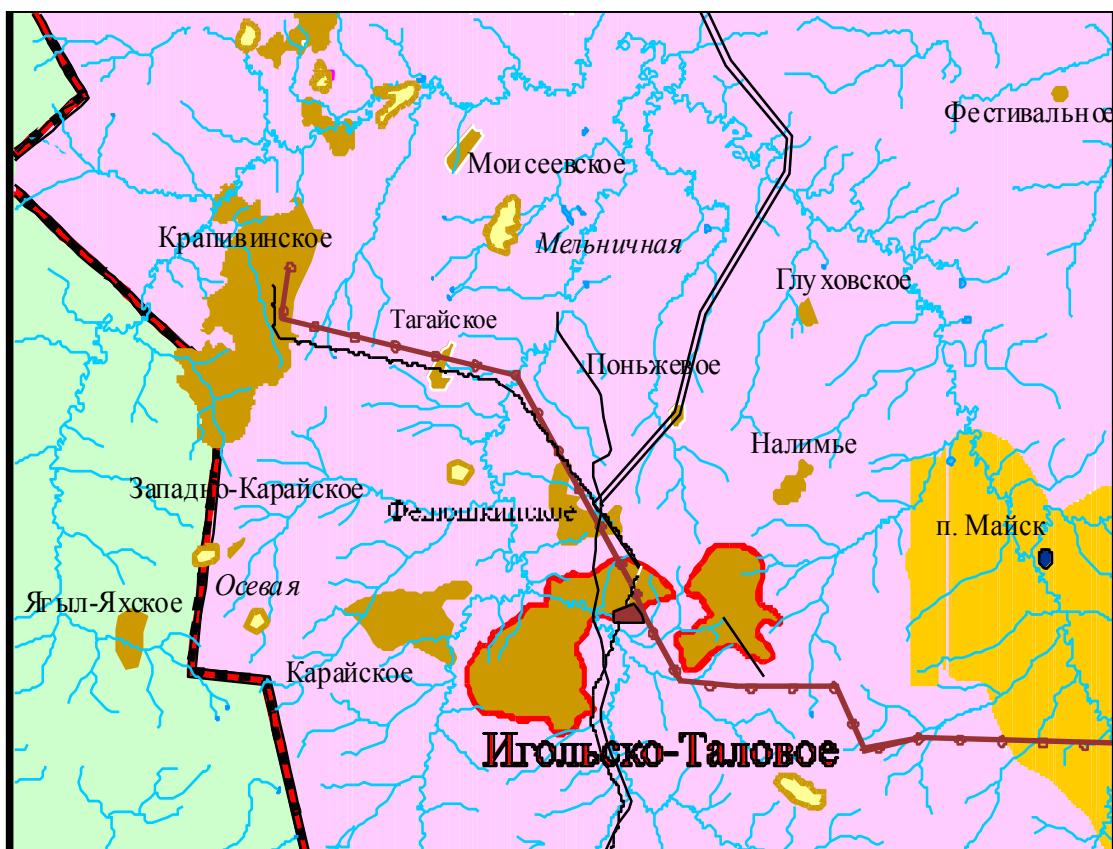
Таблица 1.1.1

Наименование	Значение
1	2
Площадь (месторождение)	Игольско-Таловое
Административное расположение: - республика - область(край) - район	РФ Томская Каргасокский
Год ввода площади в бурение	1991
Год ввода площади в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1.4 +37 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2.4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра	245
Наибольшая скорость ветра, м/с:	35
Метеорологический поле (при работе в море)	
Количество штормовых дней (при работе в море)	
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет

Таблица 1.1.2 Источники и характеристики водо- и энерго снабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения : (водоснабжение: - для бурения, для дизелей, - питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.п.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго привода связи и местных стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - техническое - питьевое	Скважина для технического водоснабжения. Привозная вода с вахтового поселка «Игол».	0.10	Водопровод диаметром 73 мм в две витки на поверхности земли, теплоизолированный.
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электросети.		ЛЭП - 6 кВ. Опоры металлические. Провод АС -50/8.
Теплоснабжение Связь	Котельная Радиосвязь	на буровой, на буровой	Индивидуальная котельная ПКН-2С (М). Радиостанция, мощность 100 Вт.
Местные стройматериалы: - лес хлыстовой - пиломатериалы	С коридора коммуникаций и кус товой площадки г. Стрежевой - буровая	16 469	

Рисунок 1



Обзорная карта Игольско-Талового месторождения

1.2 Геологическая характеристика местоположения

Таблиц 1.2.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	четвертичная система	Q	0		1,3
40	220	некрасовская серия	рз	0		1,3
220	340	чеганская свита	Р ₂₋₃	0		1,3
340	500	люлинворская свита	Р2	0		1,3
500	540	талицкая свита	Р1	0		1,3
540	700	ганькинская свита	к ₂	0		1,6
700	830	берёзовская свита	к ₂	0		1,6
830	850	кузнецовская свита	к ₂	0		1,6
850	1720	покурская свита	К1-2	1		1,6
1720	1775	алымская свита	К1	1		1,6
1775	2265	киялинская свита	К1	1		1,6
2265	2370	тарская свита	К1	1		1,2
2370	2715	куломзинская свита	К1	1		1,2
2715	2750	баженовская свита + георгиевская свита	J3	1		1,2
2750	2820	васюганская свита	J2-3	1		1,2
2820	3100	тюменская свита	Л1-2	1		1,2

1.3 Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1.3.1

Индекс стратиграфического подразделения	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	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	40	пески глины	60 40	Почвенно-растительный слой, аллювиальные, озерные, болотные, ледниковые и межледниковые пески и глины
p3	40	220	глины пески супеси	20 20 60	супеси с прослоями глин., с линзами бурого угля
P ₂₋₃	220	340	глины пески	80 20	глины зеленовато-серые, алевритистые, с прослоями песков и линзами бурого угля
P ₂	340	500	глины	100	глины диатомовые, опоковидные. серые и зелено-серые
P ₁	500	540	глины супеси	70 30	глины темно-серые, алевритистые, местами опоковидные, с прослоями супесей
к ₂	540	700	глины супеси	40 60	глины зелено-серые, известковые с тонкими прослойками мергелей, остатки и обломки раковин Малюсков
к ₂	700	830	глины супеси пески	50 40 10	переслаивание глин серых, зеленовато-серых. опоковидных, пластинных с песками
к ₂	830	850	глины	100	глины темно-серые, местами буровато-черные
K ₁₋₂	850	1720	глины песчаники алевролиты пески	30 10 10 50	частое переслаивание глин, песчанистых до песчаных, слабосцементированных песчаников, песчанистых алевролитов
K ₁	1720	1775	глины песчаники алевролиты	50 40 10	глины темно-серые, плотные, песчаники светло-серые, мелко-зернистые с тонкими прослоями алевролитов
K ₁	1775	2265	песчаники алевролиты аргиллиты	30 20 50	песчаники глинистые светло-серые, алевролиты, аргиллиты слабосцементированные., слоистые, характерен растительный и раковинный детрит.

Продолжение таблицы 1.3.1

K1	2265	2370	песчаники аргиллиты	60 40	песчаники светло-серые, полевошнато-кварцевые, мелкозернистые, аргиллиты темно-серые, слоистые
K1	2370	2715	аргиллиты алевролиты песчаники	70 10 20	аргиллиты темно-серые, известковые, тонкослоистые песчаники алевроитовые, мелкозернистые, слюдистые, алевролиты темно-серые, слоистые
J3	2715	2750	аргиллиты	100	аргиллиты черные, битуминозные, микрослойчатые
J2-3	2750	2820	песчаники аргиллиты	50 40	песчаники и аргиллиты серые, темно-серые, алевроитовые слоистые
J1-2	2820	3100	аргиллиты песчаники	40 60	переслаивание песчаников и аргиллитов

1.4 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица 1.4.1

Индекс стратеграф ического подразделе ния	Интервалам		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	ПОРИС- ТОСТЬ, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинист- ость. процент	Карбона- тность, процент	Твер- дость. кгс/мм ²	Рассло- енност ь породы	Абра- зив- ность	Категория породы промысло вой классифик ации (мягкая., средняя и Т.П.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	пески глины	2Д 2,4	30 20	2500 0	10 100	0 0	- 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
P ₃	40	220	глины пески супеси	2,4 2,1 2,2	20 30 17	0 2500 50	100 20 35	0 0 0	10 - -	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P ₂₋₃	220	340	глины пески	2,4 2,3	20 30	0 1000	100 15	0 0	10 -	4 4	4 10	мягкая мягкая
P ₂	340	500	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая

Продолжение таблицы 1.4.1

Р ₁	500	540	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
			супеси	2,2	25	2500	40	5	-	5	10	мягкая
К ₂	540	700	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			супеси	2,1	27	1500	12	3	-	5	10	мс
К ₂	700	830	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мс
			пески	2,2	22	2100	20	0	10	4	10	мс
			супеси	2Д	27	1500	12	3	-	4	10	мс
К ₂	830	850	глины	2,4	20	0	100	10	10	-	4	мс
К ₁₋₂	850	1720	глины	2,4	20	0	100	3	10	5	4	мс
			песчаники	2,1	28	300	20	3	15	5	10	мс
			алевролиты	2Д	20	300	20	3	15	5	6	мс
			пески	2,2	27	2000	12	0	25	5	10	мс
К ₁	1720	1775	глины	2,4	20	0	100	3	1,5	5	4	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	мс
			алевролиты	2,1	22	20	20	3	20		6	мс
К ₁	1775	2265	песчаники	2,4	30	20	20	3	20	2,5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	мс
			аргиллиты	2,2	18	0	100	3	15	2,5	6	мс
К ₁	2265	2370	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	мс
			аргинины	2,4	20	0	100	3	15	3,5	6	мс
К ₂	2370	2715	аргиллиты	2,4	17	0	100		15	5	6	
			алевролиты	2,3	20	15	15		20	5	6	мс
			песчаники	2,2	24	20	20	3	20	5	10	мс
Ј ₃	2715	2750	аргиллиты	2,45	16	0	100	10	50	2	6	средняя
Ј ₂₋₃	2750	2820	песчаники	23	20	10	20	8	100	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2345	16	0	100	5	50	3	6	средняя
Ј ₁₋₂	2820	3100	аргиллиты	2,4	16	0	100	5	25	3	6	средняя
			песчаники	2,2	22	50	25	5	20	2,5	10	средняя

Таблица 1.4.2 Распределение давлений и температур по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	40	0	0,1	ПГФ	0	0,1	ПГФ	0	0,2	ПГФ	0	0,22	ПГФ	3	ПГФ
P ₃	40	220	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	6	ПГФ
P ₂₋₃	220	340	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	8	ПГФ
P ₂	340	500	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	10	ПГФ
P ₁	500	540	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂	540	700	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
K ₂	700	830	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₂	830	850	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₁₋₂	850	1720	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,2	0,18	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K ₁	1720	1775	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	52	ПГФ
K ₁	1775	2265	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	74	РФЗ
K ₁	2265	2370	0,101	0Д01	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	78	РФЗ
K ₁	2370	2715	0Д01	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃	2715	2750	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	92	РФЗ
J ₂₋₃	2750	2820	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	94	РФЗ
J ₁₋₂	2820	3100	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,16	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	94	РФЗ

1.5 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.5.1 Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения Кг/см ² *м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₃	0	230	1	10	нет	0,15	0,20	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессии на пласт более 20% сверх гидростатического давления
K ₁	2350	2430	1	30	нет	0,12	0,18	

Таблица 1.5.2 Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятие по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
P ₃₋₂	0	500	глинистый	<1.16	V>10см ³ за 30 мин	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи

Продолжение таблицы 1.5.2

K ₂	500	840	глинистый	<1,09	V>10см ³ за 30 мин	2,5	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка м промывка ствола скважины.
K ₁	1810	2350	глинистый	<1,16	V>10см ³ за 30 мин	2,5	Проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости

1.6 Нефтеносность

Таблица 1.6.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарен на с анти-пуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					В пластовых условиях	газовый фактор,	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Таловая площадь															
J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ²)	2807	2812	поровый	0,764	0,85	0,022	0,42	3,12	22	44,4	Отсут.	-	-	-	8,4
Игольская площадь															

Продолжение таблицы 1.6.1

J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ²)	2776	2781	поровый	0,732	0,844	0,051	0,397	2,7	30	68	Отсут.	1,77	1,2	1,21	8,4
J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ^{му})	2786	2793	поровый	0,754	0,852	0,005	0,51	4,76	8	47	Отсут.	1,87	1,138	1,22	7

1.7 Водоносность

Таблица 1.7.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость мдарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации М, мг/л	Тип воды по Сулипу: ГКН-гидрокарбонатно-натриевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Сг	SO ₄	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +Me	Mg ⁺⁺	Ca ⁺		ХЛК-хлор-кальциевый	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₃	60	230	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	-	-	ГКН	да
K ₁₋₂	800	1750	поровый	1,01	300	1500	50	0	1	48	1	1	15	ХЛК	нет
K ₁	1790	1810	поровый	1,01	10	30	50	0	0	3S	1	11	14	ХЛК	нет
K ₁	2350	2430	поровый	1,01	28	30	49	0	1	33	2	19	20	ХЛК	нет
Таловая площадь															
J ₂₋₃	2807	2812	поровый	1,01	43	25	-	-	-	-	-	-	30	ХЛК	нет

Продолжение таблицы 1.7.1

Игольская площадь															
J ₂₋₃	2776	2781	поровый	1,01	58	32	9 7	0	3	95	1		30	ХЛК	нет
J ₂₋₃	2786	3100	поровый	1,01	58	-	-	-	-	-			30	ХЛК	нет

1.8 Геофизические исследования

Таблица 1.8.1

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
	2		4	5
Кондуктор 0 -850				
В открытом стволе				
1. Стандартный каротаж зондом* А2.0 М0.5N, НС	1:500	850	0	850
2. Кавернометрия*	1:500	850	0	850
3. Инклинометрия.	через 10м	850	0	850
В обсаженном стволе				
1. Акустическая цементометрия (АКЦ с запи-сью ФКД)	1:500	840	0	840
2. Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)	1:500	840	0	840
Эксплуатационная колонна 850-3100 м				
В открытом стволе				
1. Стандартный каротаж зондом, А2.0 М0.5N, ПС*	1:500	3100	850	3100
2. Стандартный каротаж зондами, А2.0 М0.5N, N6.0 М0.5N, ПС	1:200	3100	2400	3100
3. Кавернометрия*	1:500	3100	850	2770
	1:200	3100	2770	3100
4. БКЗ зондами А0.4 МО.Ш; А1.0 МО. IN; Л4.0 М0.5N: А8.0 М0.5N; А0.5 М2.0А	1:200	3100	2670	3100
5. Индукционный каротаж (ИК)**	1:200	3100	2400	3100
6. Боковой каротаж (БК)	1:200	в интервале БКЗ		

Продолжение таблицы 1.8.1

7. Акустический каротаж (АКШ)*	1:200	в интервале БКЗ		
8. Микрозонды (МКЗ), микробоковой (МБК)*	1:200	в интервале БКЗ		
9. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГП)*	1:200	3100	2670	3100
10. Резистивиметрия*	1:200	3100	2670	3100
11. Радиоактивный каротаж (ГК, ПКТ)	1:200	3100	2670	3100
12. Инклинометрия	через 10м	3100	850	3100
В обсаженном стволе				
1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) + ЛМ	1:500	3090	0	3090
	1:200	3090	2670	3090
2. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	3090	0	3090
3. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:200	3090	2400	3090
	2	3	4	5
4, Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	1:500	3090	0	3090
5, Плотностная цементо метрия (СГДГ-НВ)	1:200	3090	2400	3090
6. МЛМ до перфорации	1:200	3090	2670	3090
7, МЛМ после перфорации	1:200	3090	2670	3090
К. Инклинометрия	через 20 м	3090	20	3090

1.9 Конструкция скважины

Таблица 1.9.1 Глубины спуска и характеристики обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол, фильтр	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) В интервале., мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Интервал установки отдельно спускаемой части, м.	
		от (верх)	до (низ)				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0	60	393.7	0	1	0	60
2	Кондуктор	0	1050	269.9	0	1	0	1050
3	Эксплуатационная	0	3400	190,5	750	1	0	3400

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 2.1.1 Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Таблица 2.1.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Название		Обозначение	Значение
Глубина кровли пласта по вертикали, м		h	3100
Отклонение от вертикали, м		S	300
Радиус искривления ствола скв. при наборе угла, м		R ₂	322
Радиус искривления ствола скв. при снижении угла, м		R ₄	376
Длина первого вертикального участка, м		H ₁	100
Длина второго вертикального участка, м		H ₅	250
Длина участка пласт+зумпф, м			43
Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	100	-	100
Набора зенитного угла	340	97,3	319,4
Прямолинейный наклонный	1893,7	1055,5	1572,3
Снижения зенитного угла	340	97,3	319,4
Вертикальный	379	-	379
Ствол скважины до кровли пласта	3050,1	1250	2807
Пласт + зумпф	43	-	43
Ствол скважины	3400	1250	3100

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины

Так как коллектор по своему составу неоднороден и включает слабосцементированные породы, представленные мелко-среднезернистыми иногда крупнозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов, мы выбираем конструкцию закрытого забоя, предусматривающую перекрытие зацементированной обсадной колонной продуктивного пласта с последующей ее перфорацией. Этот метод имеет следующие достоинства: прост в реализации; позволяет селективно сообщать скважину с любым пропластком продуктивной залежи; стоимость собственно буровых работ может быть меньше, чем при других методах. Конструкция забоя закрытого типа представлена на рисунке 2.1.

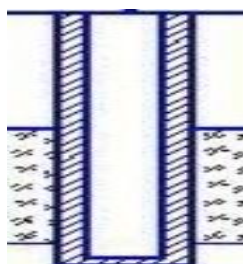


Рис. 2.1—Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Давление столба промывочной жидкости должно превышать $R_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 – 2810 м на 4 – 7%, но не более 3,5 МПа.

Из графика следует, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $R_{пл} < R_{бр} < R_{гр}$ выполняется. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

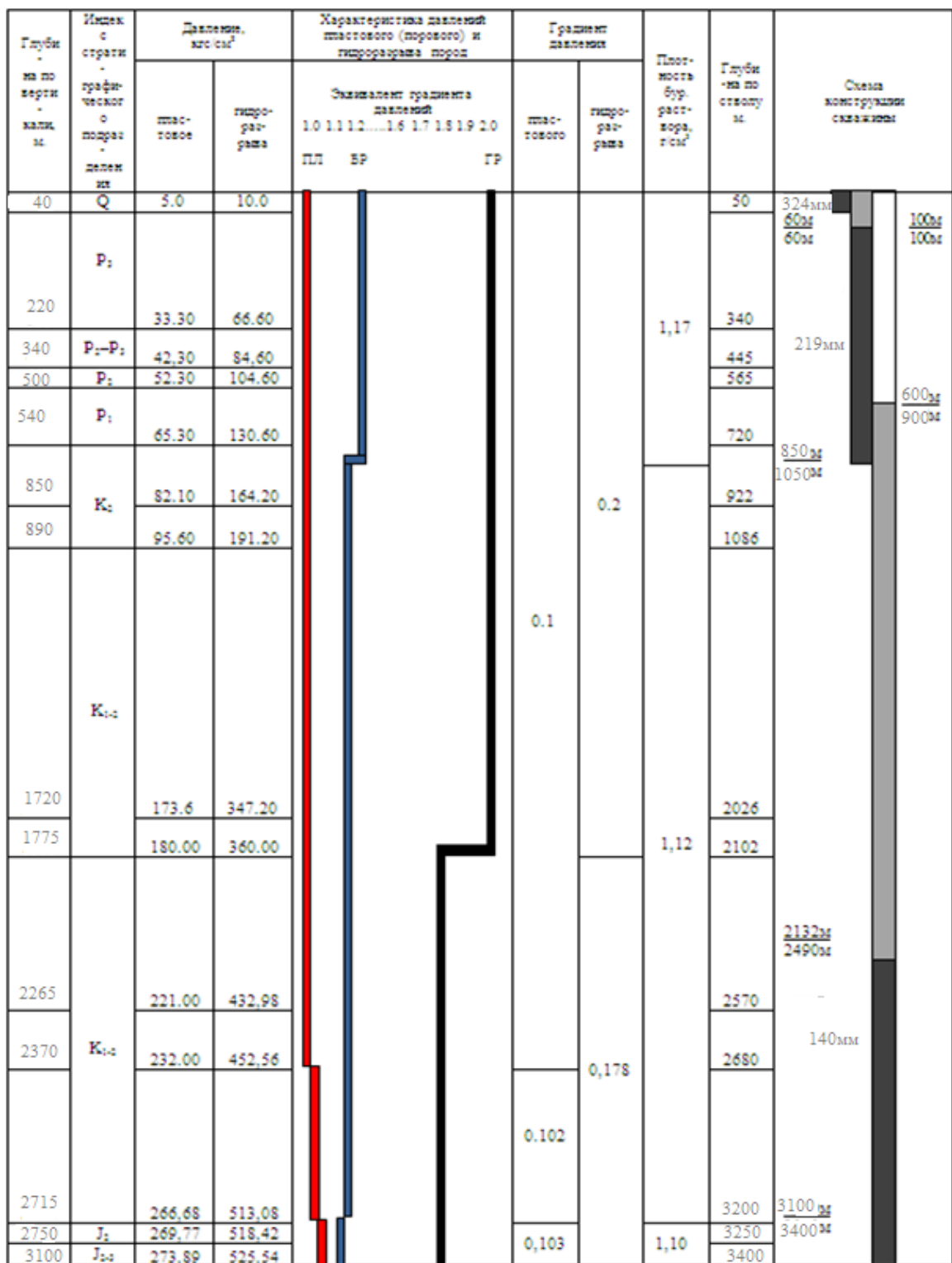


Рисунок 2.2—График совмещённых давлений и конструкция скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление 60 м – служит для предотвращения размыва пород залегающих близ дневной поверхности, разобщения ствола скважины сооружаемой в акватории водного бассейна от окружающих вод и для соединения устья с очистной системой буровой установки.

2. Кондуктор 850 м по вертикали (1050 м по стволу) – для перекрытия осложнений приуроченных к сравнительно неглубоко залегающим горизонтам, а также для изоляции горизонтов содержащих артезианские и целебные воды для подвешивания последующих колонн и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна 3100 м по вертикали (3400 м по стволу) – служит для организации транспортировки нефти на поверхность, крепления стенок скважины и разобщения продуктивных горизонтов.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление и кондуктор цементируются до устья;
2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (до 130 м³/сут. нефти) – 140 мм.

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

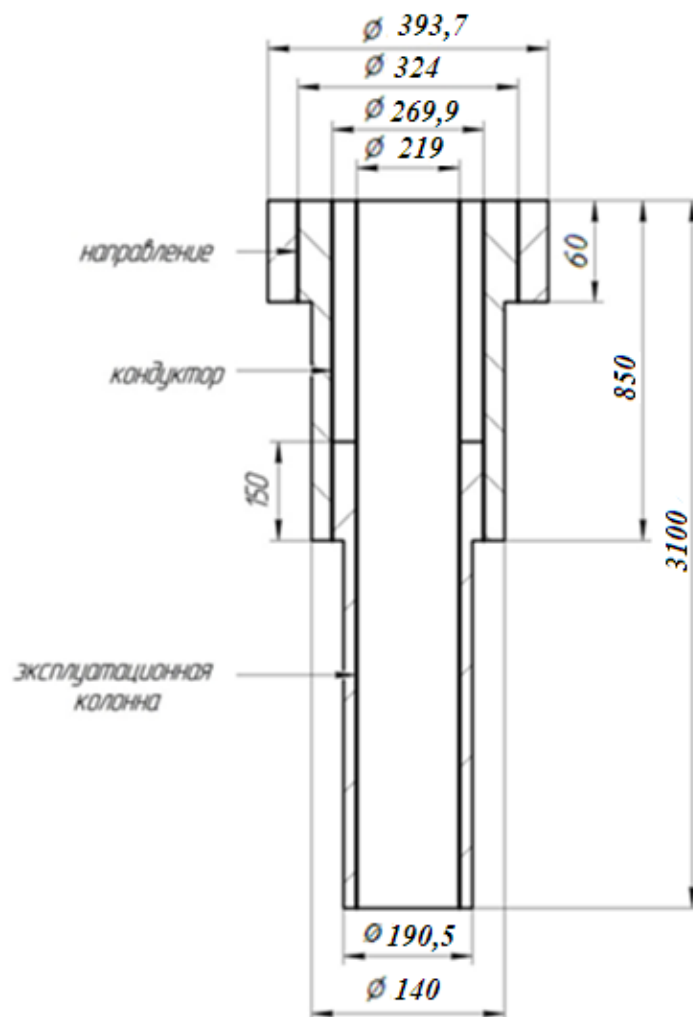


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 6,97 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80x35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-245x168 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Из опыта работ по строительству скважин в районах Западной Сибири показывает, что породы средней и малой твердости успешно разбуриваются шарошечными долотами при высоких частотах вращения 400 – 600 об/мин.

Бурение роторным способом в этих условиях при повышенных частотах вращения (150 – 200 об/мин) приводит к быстрому износу бурильных труб, бурильных замков, а также к авариям.

Одним из самых прогрессивно развивающихся способов бурения является турбинно-роторный. Бурение винтовыми забойными двигателями с долотами PDC, имеющими высокие показатели по проходке на долото и постоянное вращение ротором позволяет получить идеальный профиль с высокими показателями скорости строительства скважины.

Для бурения скважины на Игольско-Таловом месторождении выбираем вращательный способ бурения с использованием ГЗД и ВЗД.

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».

Выбираем следующие типы долот –таблица 2.2.

Таблица 2.3.2.1 – Типы долот

Интервал, м	Тип долота для углубления	Тип долота для спецработ*
0-60	ШЗ93,7 М-ГВУ	

Продолжение таблицы 2.3.2.1

60-850	III 269,9 М-ГВ	III269,9 МСЗ-ГНУ
850-3100	III 190,5 МС-ГВ	III 190,5 МЗ-ГВУ

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица 2.3.3.1 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	60 -850	850-2010	2010-3100
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1250	2300
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_T	33	29	29
$D_c, \text{мм}$	13	10	10
$q, \text{кН/мм}$	0,15	0,18	0,2
$G_{пред}, \text{кН}$	70	60	60
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	46	55	56
$G_2, \text{кН}$	44	40	43
$G_3, \text{кН}$	56	40	40
$G_{проект}, \text{кН}$	56	40	40

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Таблица 2.3.4.1 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	60 - 850	850-2010	2010-3100
Исходные данные			
$V_{л}, \text{м/с}$	2	2	1,8
$D_{д}$	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
$\tau, \text{мс}$	3,5	4	4,4
z	24	22	20
α	0,8	0,6	0,4

Продолжение таблицы 2.3.4.1

Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	180	156	132
n_2 , об/мин	152	190	180
n_3 , об/мин	129	177	160
$n_{\text{проект}}$, об/мин	129	177	160

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0 - 60 метров (интервал бурения под направление) выбирается. Интервал бурения 60-350 метров (бурение вертикального участка подкондуктор) выбирается турбобур ТО-240. Интервал 350-850 м (бурение участка набора параметров кривизны и участка стабилизации подкондуктор) выбирается турбобур ЗТСШ1-240 который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Интервал 850-2010м (бурение участка стабилизации и участка снижения зенитного угла под эксплуатационную колонну) выбирается турбобур ЗТСШ1-172. Интервал 2010-3100 м (бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну) выбирается турбобур ТПС-172 с регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. В таблице 2.5 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.3.5.1 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-350	350-850	850-2010	2010-3100
Исходные данные						
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	295,3	215,9	215,9
G_{oc} , кН		44	44	44	40	43

Продолжение таблицы 2.3.5.1

Q, м ³ /с	0.065	0.065	0.065	0.032	0.032
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	370	240	240	195	195
M _T , Н*м	1040	5000	5000	5400	5400
M _{Tб} , Н*м	5004	5004	6347	8258	10013
M _{уд} , Н*м/кН	43	37	37	32	32

Таблица 2.3.5.2 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ТО-240	0-380	240	24,5	5420	40-50	350-400	1,8	2,2
ЗТСШ1-240	380-850	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	2,2
ЗТСШ1-172	850-2010	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	3,1
ТПС-172	2010-3100	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	3,1

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Таблица 2.3.6.1 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-850	850-3100
Исходные данные			
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,1	0,1	0,05
K _к	1,4	1,25	1,25
V _{кд} , м/с	0,3	0,2	0,15
V _м , м/с	0,01	0,085	0,0055

Продолжение таблицы 2.3.6.1

$d_{бр}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,245	0,195	0,195
$d_{нмах}, м$	0,0191	0,016	0,07
n	6	6	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,2	1,2	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,2	0,2	0,2
$\rho_p, г/см^3$	1,14	1,14	1,1
$\rho_n, г/см^3$	2,014	2,20	2,32
Результаты проектирования			
$Q_1, м^3/с$	0,065	0,032	0,013
$Q_2, м^3/с$	0,044	0,016	0,0063
$Q_3, м^3/с$	0,141	0,073	0,031
$Q_4, м^3/с$	0,05	0,035	0,0183
$Q_5, м^3/с$	0,068	0,052	0,018
$Q_6, м^3/с$	0,073	0,057	0,036
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}, м^3/с$	0,076	0,035	0,038
$\rho_{табл}, кг/м^3$	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	1170	1120	1100
$M, Н*м$	1320	3950	1200
$M_{табл}, Н*м$	10500	5700	5200
m	0,9	0,9	0,9
n	2	2	1
$Q_n, м^3/с$	0,0408	0,0318	0,032
$Q_{пров1}, м^3/с$	0,026	0,027	0,031
$Q_{пров2}, м^3/с$	0,028	0,028	0,034

Таблица 2.3.6.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-300	300-1100	1100-3100
Исходные данные			
$Q_1, м^3/с$	0,07	0,056	0,019
$Q_2, м^3/с$	0,046	0,019	0,0066
$Q_3, м^3/с$	0,142	0,075	0,034
$Q_4, м^3/с$	0,06	0,051	0,0198
$Q_5, м^3/с$	0,069	0,057	0,026
$Q_6, м^3/с$	0,076	0,073	0,043
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, м^3/с$	0,025	0,027	0,031

Продолжение таблицы 2.3.6.2

Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	0,028	0,029	0,033
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , м ³ /с	73	32	32
ρ ₁ , кг/м ³	1140	1100	1070
ρ _{бр} , кг/м ³	1170	1120	1100
M _{тм} , Н*м	21150	11378	10300
M _{тб} , кН*м	11,4	6,2	4,9

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 2.3.7.1 –Компоновки бурильной колонны

№ КНБК	Типоразмер, шифр или краткое название элемента компоновки бурильной колонны	Интервал, м		Назначение
		от	до	
1	Долото III 393,7 М-ГВУ Калибратор 8К-393.7 МС УБТ-203–12м ТБПК -127×9.2-остальное	0	60	Бурение вертикального участка под направление
2	Долото III 269,9 М-ГВ Калибратор 8КС-295.3 МС Турбобур ТО-240 УБТ-203–12м ТБПК-127×9.2-остальное	60	350	Бурение вертикального участка под кондуктор
3	Долото III 269,9 М-ГВ Калибратор 8КС-295.3 МС Турбобур ЗТСШ1-240 (КП=1,10 ⁰) ЗИС СИБ-2 ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-остальное	350	850	Бурение интервала набора зенитного угла с ориентированием по азимуту, бурение интервала стабилизации с постоянным вращением колонны бурильных труб

Продолжение таблицы 2.3.7.1

4	Долото III 190,5 МС-ГВ Калибратор 9К-215МС Двигатель ЗТСШ1-172 (КП=1,11 ⁰) Переливной клапан ПК-172 ЗИС СИБ-2 УБТ-178–12м ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-600 м ЛБТ147х13 – остальное	850	2010	Бурение интервала стабилизации с постоянным вращением колонны бурильных труб и ориентированное бурение в случае необходимости корректировки параметров кривизны скважины
5	Долото III 190,5 МС-ГВ Калибратор 9К-215МС Двигатель ТПС-172 Переливной клапан ПК-172 УБТ-178–12м ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-600 м ЛБТ147х13 – остальное	2010	3100	Бурение вертикального участка

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица 2.3.8.1 – Рецепт обработки бурового раствора и общая норма расхода реагентов при бурении скважин Игольско-Талогово месторождения

Наименование химреагента	Интервал бурения, м	0 м -- 850 м	850
	V бурового раствора; м ³		298
	Норма расхода		Количество на интервал бурения, кг.
	На 1м ³ бурового раствора, кг.	На 1 м. проходки, кг.	
Глинопорошок	120,00	10,46	6800 кг на 50 м ³ воды
Сайпан	0,3300	0,1266	98
Габроил HV	0,1200	0,0460	36
НТФ	0,0250	0,0096	7

Продолжение таблицы 2.3.8.1

ФК - 2000	1,3000	0,4987	388
Регенерация бурового раствора			
Соляная кислота	1,1800	0,4527	352
Флокулянт Сайфлок 4010	0,3200	0,1228	95
Коагулянт Сайфлок 4910	0,1600	0,0614	48
Наименование химреагента	Интервал бурения	850 м – 3100 м	2313
	V бурового раствора; м³		563
	Норма расхода		Количество на интервал бурения, кг.
	На 1м³ бурового раствора, кг.	На 1 м.проходки, кг.	
Сайпан	1,2000	0,2920	675
Габроил HV	0,4000	0,0973	225
NaКМЦ 75/800	0,4000	0,0973	225
(Камцел-3)			
НТФ	0,0450	0,0109	25
ФК - 2000	4,5400	1,1047	2555
Кальцинированная сода	0,0900	0,0219	51
Каустическая сода	0,0230	0,0056	13
КлиарДрилл 500	0,4000	0,0973	225
СНПХ ПКД 515	200 л на скважину		
Регенерация бурового раствора			
Соляная кислота	1,5000	0,3650	844
Флокулянт Сайфлок 4010	0,4000	0,0973	225
Коагулянт Сайфлок	0,2000	0,0487	113

Продолжение таблицы 2.3.8.1

Общая норма на 1 м. проходки, кг.			
Наименование химреагента	Интервал бурения, м	от	до
		0	3100
	Норма расхода кг на 1 м проходки		Расход на скважину, кг
Глинопорошок	2,2600		6800
Сайпан	0,2504		774
Габроил HV	0,0844		261
NaКМЦ 75/800 (Камцел-3)	0,0729		225
НТФ	0,0106		33
Кальцинированная сода	0,0164		51
Каустическая сода	0,0042		13
КлиарДрилл 500	0,0729		225
ФК - 2000	0,9523		2943
СНПХ ПКД 515	200 л на скважину перед вскрытием пласта		
<i>Регенерация бурового раствора</i>			
Соляная кислота	0,3870		1196
Флокулянт Сайфлок 4010	0,1037		321
Коагулянт Сайфлок 4910	0,0519		160

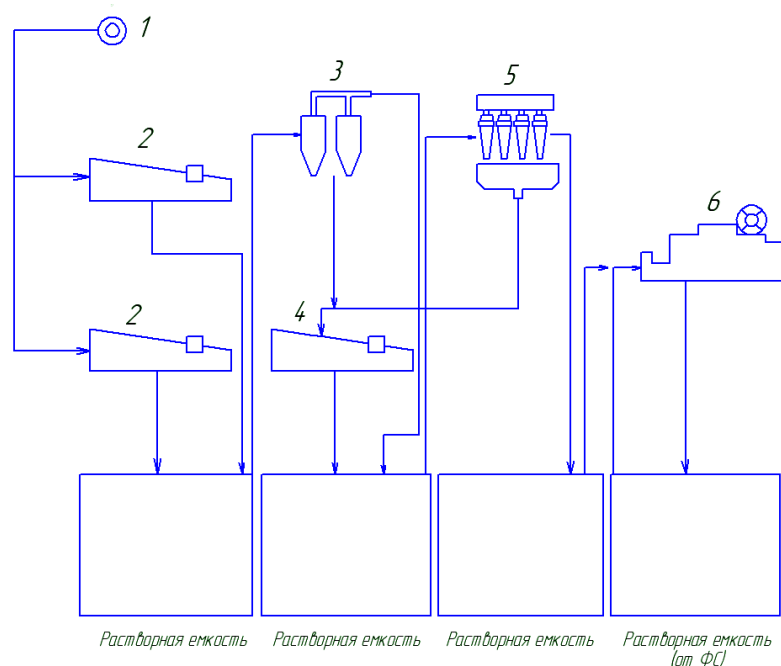


Рисунок 2.4– Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – виброрито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – виброрито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица 2.3.9.1 – Исходные данные для расчета гидравлической программы про-мывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3420	0.2159	1,27	27,4	14	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0.032	УНБТ-950	0.009	0,012	13	1110
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м		
ТБПК 127-9.2	0,127	600	0,076		
ЛБТ 147-13	0,147	2470	0,121		
УБТ178-90	0,178	12	0,90		
ДЗ-195	0,165	6.8	-		

Таблица 2.3.9.2 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$v_{кп}, \text{м/с}$		$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
			ТБПК	ЛБТ		
1675	0.99	0,237	1,02	1,18	2,1	0.11
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$		$d_b, \text{мм}$	
0.33	2,7	46	0,0054		160	
КНБК						
Кольцевое пространство						
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$	
ТБПК	26624	10266	116	0,37	0.018	
ЛБТ	21531	9731	82,7	1,96	0.077	
УБТ	14005	9004	38	0.017	-	
ДЗ	10127	8650	20	0.015	-	
Внутри труб						
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r		
ТБПК	26262	34408	0.029	1.053		
ЛБТ	29490	30882	0.029	2,52		
УБТ	21531	41519	0.029	0.054		

2.3.10 Технологические средства и режимы бурения при отборе керна

Данная скважина является добывающей, поэтому бурение с отбором керна в этом случае не проводится.

2.4 Проектирование процессов закачивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Таблица 2.4.1.1 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}, \text{кг/м}^3$	1100	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{кг/м}^3$	1000
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}, \text{кг/м}^3$	1470	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}, \text{кг/м}^3$	1835

Продолжение таблицы 2.4.1.1

плотность нефти $\rho_{нв}$, кг/м ³	690	глубина скважины, м	3100
высота столба буферной жидкости h_1 , м	309	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	600
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	15	динамический уровень скважины $h_д$, м	2060

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

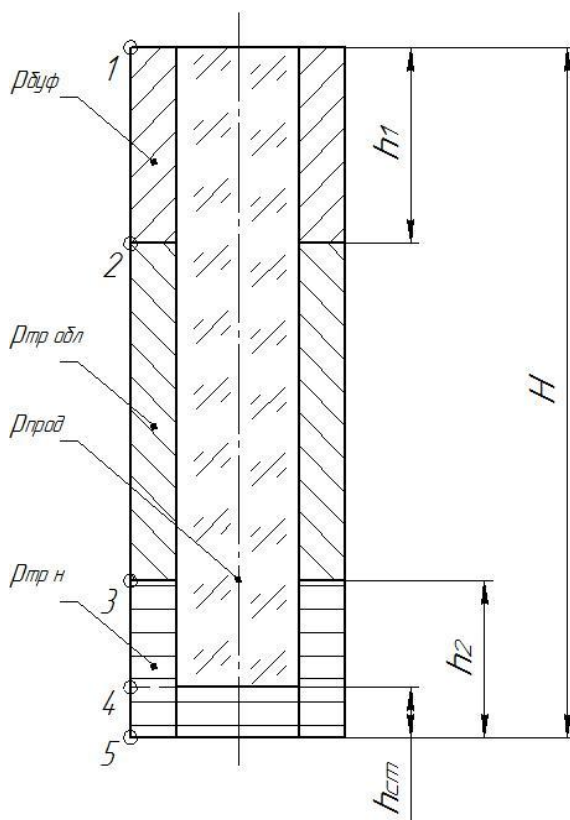


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавитампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 2.4.1.1.1 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	575	700	2132	3100
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,5	0,9	7,6	12

2 случай: конец эксплуатации скважины

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

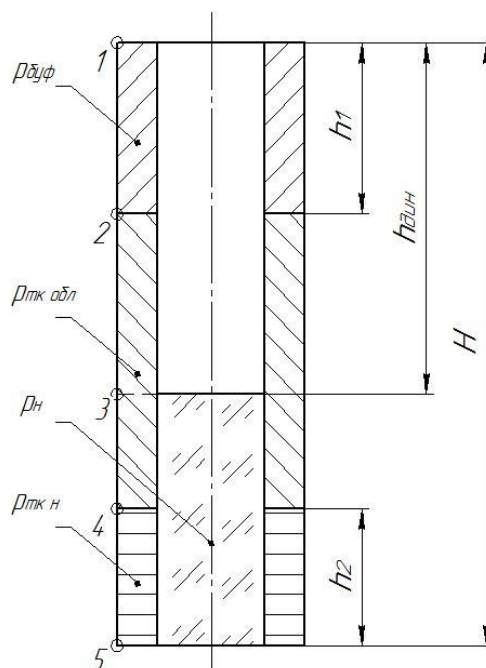


Рисунок 2.6– Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации
нефтяной скважины

В таблице 2.4.1.1.2 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.4.1.1.2 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	575	1200	2200	3100
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,7	7,1	14	17



Рисунок 2.7 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце прокладки тампонажного раствора

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

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 15 МПа.

В таблице 2.4.1.2.1 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

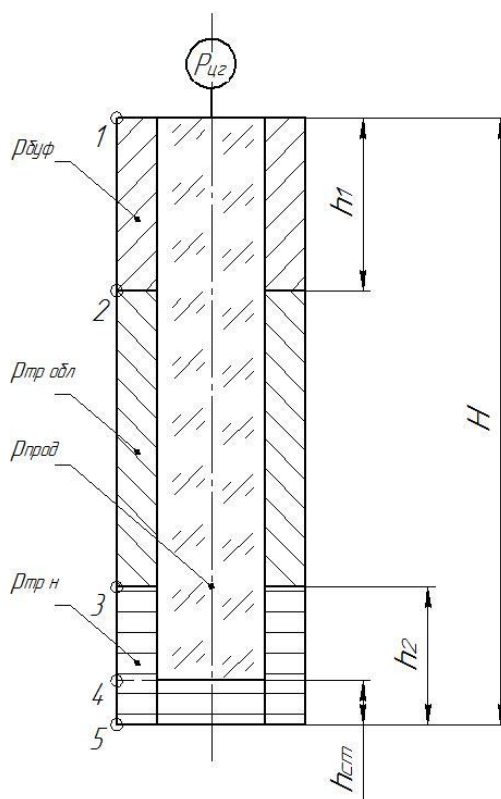


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.4.1.2.1 – 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	575	700	2132	3100
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,6	13	11,5	8

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

Давление опрессовке $P_{оп}$ составляет 12,5 МПа.

Таблица 2.4.1.2.2 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	575	700	850
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	12	8,5	7,5

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.

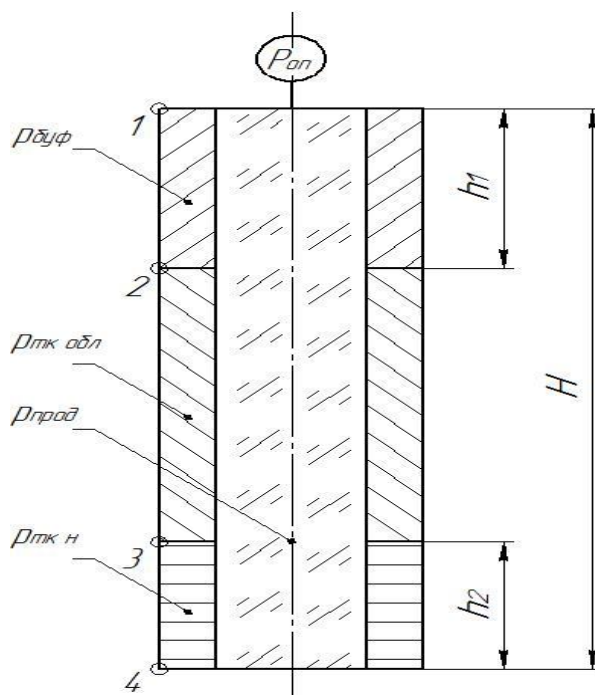


Рисунок 2.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

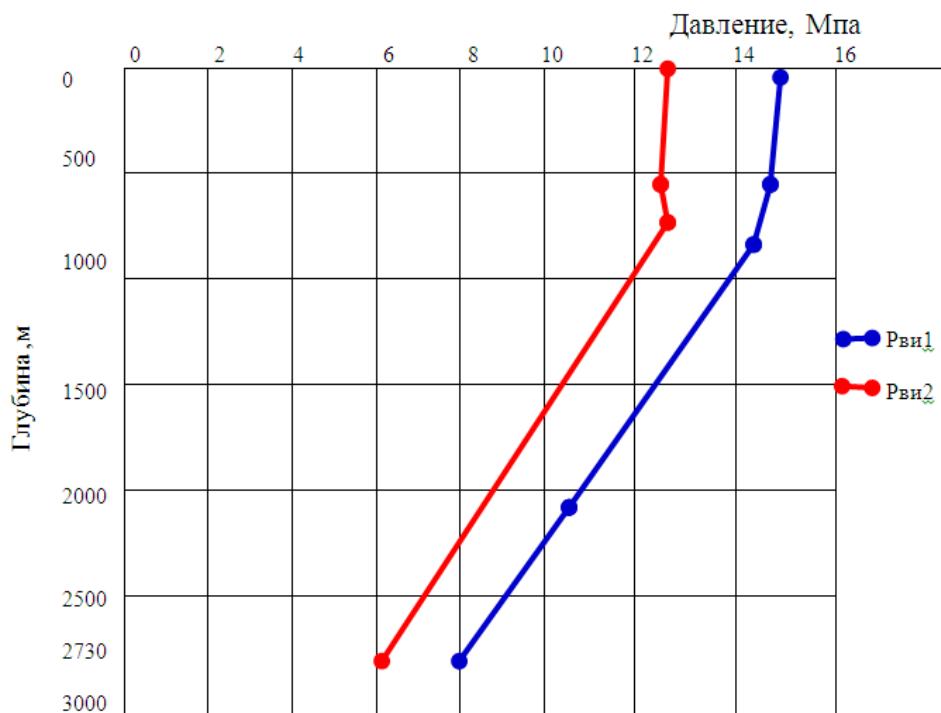


Рисунок 2.10 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 2.4.1.3.1 – Сводные данные о конструкции обсадной колонны

Номер секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м труб	секции	суммарный	
I	Д	10,6	350	0,414	144,9	144,9	3100-3400
II	Д	8,9	2740	0.354	969,96	1114,9	0-3100

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Таблица 2.4.2.1.1 - Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1835 \text{ кг/м}^3$	10,86	14267	10,70
$\rho_{тр,обл}=1470 \text{ кг/м}^3$	57	21968	9,9
Сумма	67,86	36235	20,06

2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей

Таблица 2.4.2.2.1 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	25
Продавочная	56

2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

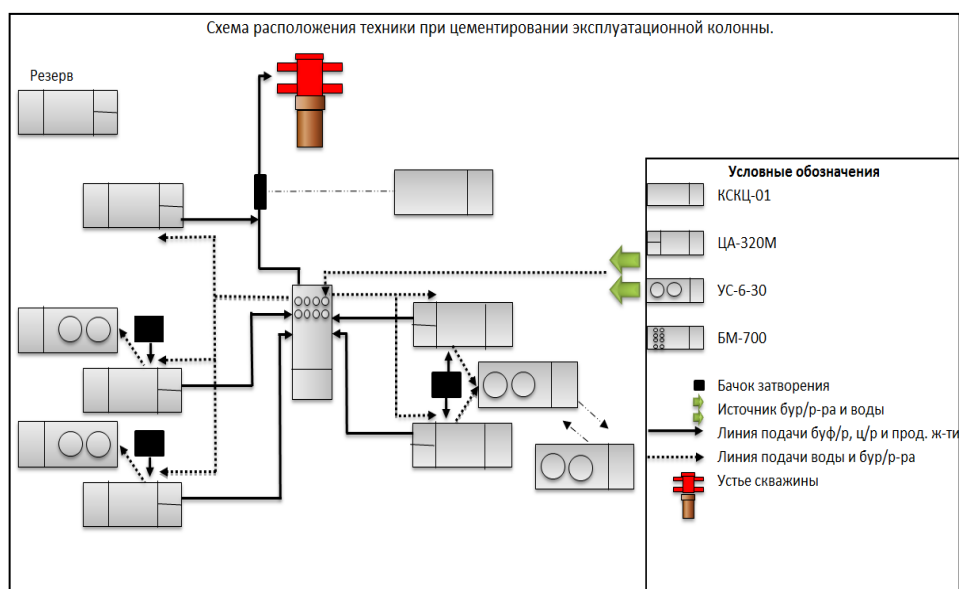


Рис.2.11–Схема расположения техники при цементировании эксплуатационной колонны.

2.4.2.3.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Таблица 2.4.2.3.2.1 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Вид жидкости	Объём, м ³	Скорость агрегата	Число работающих агрегатов	Время закачки, мин
Буферная	25	IV	4	9,7
Гельцементный раствор	57	IV	4	22,2
Цементный раствор	11,1	IV	2	8,7
Продавочная	29,9	IV	4	11,6
Продавочная	22	III	4	15,3
Продавочная	3	II	4	3,9
Продавочная	1,1	I	1	10,7
Суммарное время				82,1

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.12

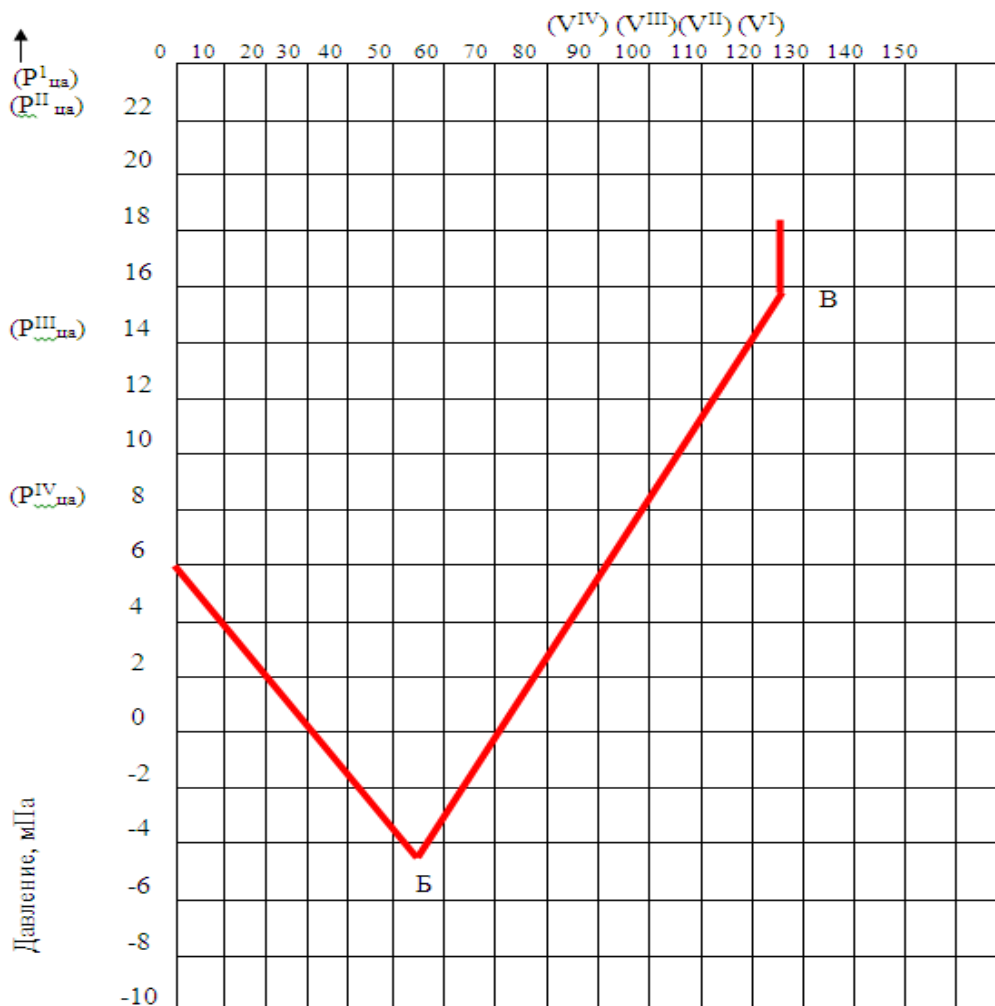


Рис. 2.12–График изменения давления на цементировочной головке в процессе цементирования скважины.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ – 168 (ОСТ 39 011 – 87);
- ЦКОДМ – 168 (ТУ 39 – 1220 – 87);
- цементировочная головка типа ГЦУ-140/146;
- разделительные пробки ПРП-Ц-140/146;
- центраторыЦЦ – 2 – 168/216 (ТУ 39 – 1220 – 87)

Центраторы типа ЦЦ – 2 – 168/216 (ТУ 39 – 1220 – 87) устанавливаются через 10 м в интервале продуктивного пласта. При этом как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект (при его толщине менее 10 м) – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 м три таких центратора, один на верхней трубе.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК1Э-65х21 Освоение объекта производится с передвижной установки типа УПА60.

При проведении работ по вторичному вскрытию пласта устье скважины оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21. Скважина шаблонируется компоновкой «перо-скрепер-шаблон», после чего проводится комплекс ГИС, опрессовка эксплуатационной колонны и межколонного пространства.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов производится перфорацией эксплуатационной колонны. Тип перфоратора - корпусной кумулятивный.

Вызов притока осуществляется снижением уровня жидкости в обсадной колонне насосной установкой. Схема вызова притока представлена на рисунке 2.13.

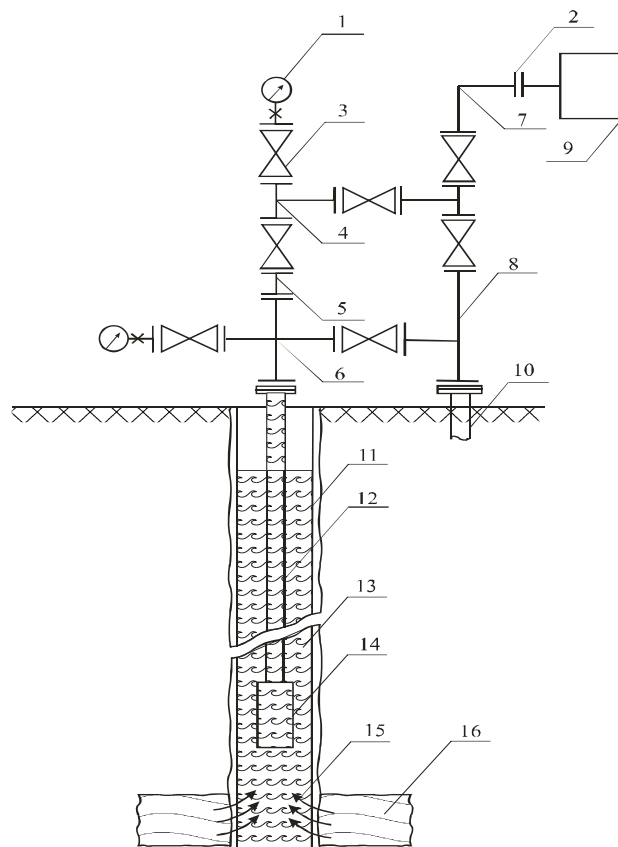


Рис. 2.13 – Вызов притока методом снижения уровня

1 – манометр; 2 – заглушка; 3 – запорное устройство; 4 – тройник;
 5 – планшайба; 6 - крестовина; 7 – линия сброса солевого раствора; 8 – линия сброса пластового флюида; 9 - емкость для сбора солевого раствора; 10 – нефтесборный коллектор; 11 – колонна обсадных труб; 12 – колонна НКТ; 13 – солевой раствор; 14 – УЭЦН; 15 – приток пластового флюида; 16 – нефтяной пласт

Запуск насоса и вывод скважины на режим эксплуатации производится специалистами заказчика с участием бригады освоения.

2.5 Выбор буровой установки

Принимая во внимание то, что район проведения буровых работ электрифицирован, проектируем буровую установку для бурения проектируемой скважины типа БУ 3000-ЭУК 1М.

Таблица 2.5.1 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	67,691	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,95
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	111,49	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,79
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	145	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,37
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес талевой системы, тс ($Q_{тс}$)	100	$k_{по} = P_o / P_{60}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,3
Вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	67,691		
Вес обсадной колонны, тс ($Q_{ок}$)	111,49		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	994,470		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
3	27	990,16	
4	40	622,83	
5	26	371,63	
6	33	207,69	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

«Проектирование очистного оборудования циркуляционной системы для строительства проектируемой скважины».

Механическая очистка бурового раствора от твердых частиц один из наиболее эффективных методов регулирования содержания твердой фазы.

Наибольшая часть затрат на обработку бурового раствора вызвала избыточным содержанием твердой фазы в буровом растворе. Избыточное содержание твердой фазы в растворе приводит к следующим отрицательным последствиям:

1. Снижение скорости бурения и проходки на долото;
2. Ухудшение свойств бурового раствора и увеличение расходов на его обработку;
3. Ухудшение очистки ствола скважины от выбуренной породы;
4. Осложнения в стволе скважины (затяжки, посадки, прихваты бурильной колонны);
5. Потеря циркуляции и проявление скважины;
6. Плохое качество цементирования;
7. Увеличение износа оборудования.

Настоящая методика предназначена для регулирования содержания твердой фазы в буровых растворах Казанского месторождения с помощью (вибросита ВС-I, вибросита Swaco ALS-II, илоотделителя ИГ-45, пескоотделителя ПЦК-360, центрифуги ОГШ-50) оборудования. Эффективность применения оборудования очистки зависит от своевременного включения в работу и грамотной эксплуатации каждой из ступеней очистки.

Таблица 3.1 Краткая характеристика применяемого оборудования

№ Наименование оборудования	Техническая характеристика
1. Вибросито ВС-1	Пропускная способность – 38л/с, частота колебаний виброрама при амплитуде 3,5мм – 1130мин ⁻¹ . Размер стороны ячеек, оснащаемых ситовых кассет, мм: 0,9; 0,4; 0,25; 0,28; 0,16. Мощность привода - 3 кВт, Рабочая поверхность сеток - 2,67 м ² .
2. Вибросито "Супер Шекер"	Частота колебаний виброрама при амплитуде 3,5 мм- 1140 мин ⁻¹ . Размеры сторон ячеек оснащаемых ситовых кассет, мм 0,84; 0,42; 0,25; 0,22; 0,149; 0,125; 0,1. Мощность привода - 5 кВт Рабочая поверхность сеток - 2,16 м ² Количество вибросит в установке - 2
3. Пескоотделитель ПГ-45	Минимальный размер удаляемых частиц - 0,08 мм Внутренний диаметр гидроциклона - 150 мм Количество гидроциклонов - 4 Производительность - до 45 л/с Давление - 0,25 Мпа
5. Илоотделитель ИГ - 45	Минимальный размер удаляемых частиц - 0,04 мм Внутренний диаметр гидроциклонов - 75 мм Количество гидроциклонов - 16 Производительность - 45 л/с Рабочее давление- 0,2-0,3 Мпа
7. Центрифуга 414	Предназначена для регенерации барита из утяжеленных и удаления мелких (до 5 мкм) частиц из неутяжеленных буровых растворов Производительность - 1-5,5 л/с Минимальный размер удаляемых частиц - 5 мкм Частота вращения - 1600; 1900; 2500 мин-1 Фактор разделения - 500 Извлечение барита - 95 %
8. Центрифуга 518	Предназначена для вторичной сепарации твердых частиц после работы центрифуги 414 Производительность - 18 л/с Минимальный размер удаляемых частиц - 2-12 мкм Частота вращения - 1900; 2500; 3300 мин-1 Фактор разделения - 700-2100

3.1 Сдвоенное вибросито "Супер Шекер"

Каждое из вибросит содержит две сетки, одна из которых расположена горизонтально, а вторая - под углом 5°. Основание вибросита монтируется на салазках. Виброрама вибросита установлена на основании через резиновые амортизаторы. Подвод бурового раствора осуществляется в нижней части основания сита с перфорированной сливной камерой в верхней части.

Привод виброрама осуществляется от электромотора мощностью 5 л.с., установленного на основании.

Обслуживание

1. Смазка подшипников производится ежедневно. Для смазки применять смазочные средства на литиевой основе (литол).
2. Резиновые амортизаторы проверяются ежедневно и меняются, если их высота менее 77 мм, заменяются оба противоположных амортизатора.
3. Смена кассет:
 - отвернуть гайки, удалить пружины, болты, прокладки, шайбы и зажимные пластины, снять кассету;
 - тщательно промыть все опорные поверхности кассеты, проверить и при необходимости заменить резиновые накладки (при помощи клея, например № 88, приклеить их);
 - аккуратно, не допуская резких перегибов, установить новую кассету;
 - установить натяжные пластины, прокладки, пружины, шайбы и навернуть на 3-5 мм резьбы гайки;
 - затяжку гаек производить, начиная со средних, а потом крайние. При затяжке следить, чтобы ситовая поверхность не имела ряби или морщин;
 - затянуть по указанной выше схеме гайки сначала на 16 мм, а затем до полного схождения пружин;
 - перед началом работы смочить сетки водой (раствор на водной основе) или дизтопливом (раствор на нефтяной основе);

- ни в коем случае не применять механические способы очистки ситовой ткани.

3.2 Разделитель твердой фазы 212 Н

Представляет собой установку, состоящую из пескоотделителя 2-12, установленного над виброситом "Супер Шекер".

Очищенный в пескоотделителях поток бурового раствора направляется на следующую ступень очистки, а пульпа подается на мелкоячеистое сито, где происходит его осушка. При этом сокращаются потери бурового раствора и сохраняется утяжелитель в утяжеленном буровом растворе.

Небольшая производительность выходящей пульпы позволит использовать для ее очистки мелкоячеистые сетки в 150 меш (0,104 мм).

Обслуживание

- при запуске сначала включается вибросито, а затем шламовый насос пескоотделителя. Остановка производится в обратном порядке;
- перед пуском шламового насоса проверить наличие подачи воды или смазки на сальники, открыть задвижку на всасывающей линии;
- периодически проверять состояние песковых насадок и размытые заменить.

3.3 Центрифуга 414

Предназначена для регенерации барита и удаления мелких частиц твердой фазы, которые не могут быть удалены механизмами предыдущих ступеней очистки. Центрифуга - это высокоскоростной механизм и требует квалифицированного обслуживания. Неумелое обращение с ней приводит к повреждению механизма. В связи с этим все работы с центрифугой должны проводиться только после тщательного изучения руководства по эксплуатации.

Эксплуатация

1. Включить двигатель обратного хода;
2. Примерно через 10 с включить основной двигатель. Запрещается

одновременное включение двигателей обратного хода и основного во избежание разрушения силовой части.

3. Подождать до набора центрифугой рабочих оборотов (около 2 мин.) и подать буровой раствор. Облегченный раствор (до 1,2 г/см³) подается без разбавления, а более тяжелый с разбавлением. При разбавлении сначала открывается кран подачи разбавителя (воды), включается насос и постепенно прикрывая кран подачи разбавителя (воды), установить необходимого степень разбавления в соответствии с показанием расходомера.

Защитные устройства центрифуги

1. Механизм ограничения максимальной подачи - предупреждает перегрузки центрифуги. Регулировка производится при работе центрифуги с помощью маховичка,
2. Ограничитель крутящего момента - муфта, удерживаемая пружиной. При превышении предельного значения момента срабатывает предельный выключатель, отключающий питающий насос и основной двигатель.
3. Электрическая блокировка при перегрузке двигателя обратного привода,
4. Тепловая защита в гидравлической муфте - отключает двигатель при торможении барабана.

3.4 Центрифуга 518

Предназначена для вторичной сепарации твердых частичек низкой плотности после очистки центрифугой 414 и для восстановления жидкой фазы.

Устройство и принцип действия центрифуги 518 аналогичны центрифуге 414. Кроме защиты устройств от перегрузок, аналогичных центрифуге 414, в данной центрифуге имеется ограничитель вибраций, отключающий электропитание двигателей привода барабана и насоса при избыточных вибрациях.

3.5 Сепаратор 4Т4

Состоит из илоотделителя типа 4Т4, установленного над виброситом размером 0,6х0,9 м .

Предназначен для тонкой очистки неутяжеленных и утяжеленных буровых растворов. Основная очистка происходит в 12-ти циклонах илоотделителя, а вибросита позволяют "осушить" сбрасываемый шлам и вернуть утяжелитель обратно в раствор.

Сепаратор является третьей ступенью очистки. Подача бурового раствора осуществляется из емкости, куда поступает очищенный пескоотделителем раствор, а после сепаратора буровой раствор направляется в следующую по порядку емкость. Между этой и предыдущей емкостями должна быть возможность уравнивающего перетока.

Обслуживание

- через 30 ч работы в каждый из подшипников вводится по 15 г смазки;
- следует помнить, что как недостаток смазки, так и ее избыток способствует преждевременному разрушению подшипников

Вибросита:

Таблица 3.5.1

Тип вибросита, модель	Производительность, л/с (по воде с сеткой 0,16 x 0,16 мм)	Количество сеток/ ярусов	Площадь поверхности ситовых кассет, м ²	Угол наклона виброрамы, град	Характер движения	Амплитуда колебаний, мм	Частота колебаний, с ⁻¹	Мощность привода, кВт	Габариты, мм			Вес, кг
									длина	ширина	высота	
BC-1	38	2/1	2,52	-	эллипс	3,0-3,9	17,3	3	3000	1850	1640	1900
CB1Л	45	2/1	2,52	+3 -5	линейный	1-2	22,5	3	3000	1756	1360	2000
CB1Л-01	30	2/1	2,00	+3 -5	линейный	1-2	22,5	3	3000	1546	1360	1900
CB1Л-02	36	2/1	2,10	+3 -5	линейный	1-2	22,5	3	2400	1756	1200	1500
Вибросито Омского завода «Полет»	56	3/1	2,91	+5 -15	линейный	1-2	25	3	3300	2400	2200	2500
OCB-1	40	2/1	2,5	+5 -2	линейный	1-5	21,7-25	1,5	2550	1950	1600	2200
ALS-II Вибросито СП ЗАО «ИСОТ» (компании SWAC	56,7	2/1	2,97	+3 -3	линейный	1-3	25	2,46	3188	1600	1549	1587

Гидроциклонные установки:

Таблица 3.5.2

Тип гидроциклонной установки, модель	Производительность, л/с	Наименьший размер удаляемых частиц, мм	Диаметр циклона, мм	Количество циклонов	Рабочее давление, МПа	Габариты, мм			Вес, кг
						длина	ширина	высота	
ПГ-400	39	0,1	400	1	0,3	600	750	1260	300
ГЦК-360М	39	0,02	360	1	0,35	700	750	900	350
ПГ-60/300	60	0,074	300	2	0,28	1730	1200	1170	405
ПГ-45-У2	45	0,074	150	4	0,3	1200	535	1150	120
ИГ-45	45	0,06	150	6	0,3	1730	520	1200	200
ИГ-45/75	45	0,03	75	16	0,3	1660	630	1200	369
ГУР-2	3-16	0,06	150	2	0,4	1290	750	1160	112

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

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

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным

нормативным пачкам определяется по формуле: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час,
(4.1)

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

h – величина нормативной пачки, метр.

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4.5)$$

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

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

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

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

Время бурения скважины глубиной 3100 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 часов.

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

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

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

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3100}{600} = 6.1 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

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

$$V_P = 3100 / (600 + 77 + 25) = 5.42 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3100 \cdot 720}{803,9} = 3406.1 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3100/5 = 760.8 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

4.2 Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (таблица 4.1)

Таблица 4.2.1 - Нормативная карта

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

Продолжение таблицы 4.2.1

Техническая колонна:															
Бурение под тех. колонну		700	2100	1400	БИТ 142,9 В 416 У	2000	1	0,045	18	35,2	24,8	3,3	2,5	1,5	85,75
Крепление под тех. колонну															56
ИТОГО															141,75
Эксплуатационная колонна:															
Бурение под э/к		2100	2700	1446	БИТ 215,9 В 516 У	2000	1	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	135,3
Крепление под э/к															91
ИТОГО															226,3
Хвостовик:															
Бурение под хвостовик		2700	3100	258	БИТ 142,9 В 416 У	2000	1	0,045	15,1	35,2	6,2	3,3	2,5	1,5	63,8
Крепление под хвостовик															45
ИТОГО															148,8

Продолжение таблицы 4.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления , час															621,09
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															25,8
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															27

4.3 Составление линейно-календарного графика

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

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

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

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.3.1.

Условные обозначения к таблице 4.3.1:




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

Таблица 4.3.1 – Линейно-календарный график работ

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

4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 4.4.1.Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	7,7	709,8	6,5	898,24	3,2	442,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	-	-	269,47	-	132,66
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	-	-	6,5	93,6	3,2	46,08
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	-	-	28,08	-	13,82
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	5,5	588,9	6,5	1643,59	3,2	809,15
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	5,5	699,9	6,5	8560,5	3,2	4214,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	-	-	6,5	1459,9	3,2	718,72

Продолжение таблицы 4.4.1

Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	-	-	6,5	602,29	3,2	296,5 1
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	-	-	6,5	57,85	3,2	28,48
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	4,7	55,0	6,5	49,01	3,2	24,13
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,8	888,0	6,5	971,62	3,2	478,3 4
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,1 6	0,41	29,14	2,8	302,2	4,0	665,0	6,5	701,55	3,2	345,3 8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	-	-	8,19	220,48	4,5	108,5 4
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			14135,36		908,26		4263,78		10888		15556,18		7658,3	
Всего по сметному расчету, руб		55889,8												

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

$$55889,8 \cdot 204,2 = 11412697,16 \text{ руб.}$$

Таблица 4.4.2 - сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количес-тво		
1	буровые работы				11412697.16
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	228253.9432
	2. буровые растворы	м ³	3100	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	245	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: $\Sigma 1$				13486603.94
	3. организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	161839.25
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	202299.06
	Итого полевых расходов: $\Sigma 2$				13850742.25
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	2770148.45
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	1800596.49
	Итого себестоимость проекта: $\Sigma 3$				18421487.19
2	Накладные расходы	%	14	от $\Sigma 2$	1939103.9
3	Плановые накопления	%	15	от $\Sigma 2$	1839103.8
4	Компенслируемые затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	107892.8
	Б. полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	415522.3
	В. доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	1108059.4
	Г. охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	692537.1
5	Резерв	%	10	от $\Sigma 3$	1842148.7
	ИТОГО себестоимость проекта				26365855.19
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				31111709.12

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Опасные	Нормативные документы
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	Превышение уровней шума		СанПиН 2.2.4.548-96
	Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение	Поражение электрическим ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88
		Пожаровзрывобезопасность	Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
<i>Полевой этап</i>			
Работа непосредственно на буровой площадке	Вредные	Опасные	
	Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте	Поражение электрическим ток	
	Превышение уровней шума и вибрации	Движущиеся, вращающиеся части машин и механизмов производственного оборудования	

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблице 5.1.1.1) согласно санитарным нормам и правилам. [1]

Таблица 5.1.1.1 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон Года	Категория тяжести выполняе мых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		фактич. значени е	допуст. значение	фактич. значение	допуст. значени е	фактич. значени е	допуст. значен ие
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+18^{\circ}\text{C}$.

Таблица 5.1.1.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателем согласно активирования района

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

Недостаточная освещенность.

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. Требования к освещенности буровых установок [3] представлены в таблице 5.1.1.3

Таблица 5.1.1.3 – Требования к освещенности буровых установок

Роторный стол	100лк
Путь движения талевого блока	30лк
Помещения вышечного и насосного блоков	75лк
Превенторная установка	75лк
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10лк

Освещение помещений и превышенного оборудования на буровой производится с помощью прожекторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

Превышение уровней шума.

Работающие механизмы, ДВС создают высокий уровень шума. Норма для помещения управления составляет 80 дБ, а значение уровня шума на рабочем месте составляет 60-65 дБ.[4]

Применяются следующие мероприятия по снижению уровня шума: применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения

- глушителей;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, противозумный шлем.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

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

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 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 аппаратах 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.

5.2.2 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 5.2.2.1 - 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 строительномонтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительномонтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительномонтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительномонтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	

Продолжение таблицы 5.2.2.1

	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве скважины на Игольско-таловом месторождении (Томская область)

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевого системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 - Анализ чрезвычайных ситуаций

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Технологическое решение для строительства эксплуатационной скважины глубиной 3100 метров на Игольско-Таловом месторождении (Томская область)» Были проведены расчеты и обоснования. В результате изученных горно-геологических условий были обоснованы: конструкция скважины и профиль, способ бурения. Разработаны режимы бурения для всех интервалов, расчет долот, обоснован выбор бурового раствора и необходимый расход, обоснованы компоновки бурильных колон, обоснована технология крепления и цементирования скважины спроектированы, обоснована технология крепления и цементирования. Выбрана и обоснована буровая установка и противовыбросовое оборудование. Приведены мероприятия по охране труда, по противопожарной безопасности и охране окружающей среде. Рассчитана заработанная плата буровой бригады. Это позволяет достичь оптимальных результатов проводки скважины, с минимальными затратами времени и средств на ее строительство, и в то же время продуктивной ее работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
- 2 Баканов, Ю.В. Бурение наклонно-горизонтальных скважин и вторых стволов [Текст] / Ю.В. Баканов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 29-31.
- 3 Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
- 4 Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин [Текст]: учеб. пособие / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. – М.: Недра, 1984. – 125 с.
- 5 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.
- 6 ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. [Текст]: введ. 92-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 23 с.
- 7 Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
- 8 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
- 9 Акбулатов, Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин [Текст]: учеб. пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.
- 10 Гилязов, Р.М. Методика расчета цементных мостов для забуривания боковых стволов [Текст] / Р.М. Гилязов // Бурение и нефть. – 2003. – № 3. – С. 18-19.
- 11 Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.

- 12 Молчанов, А. А. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы). НТВ АИС «Каротажник», № 59, 1999. С.85-91.
- 13 Абрамов, Г. С. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для точнонаправленного бурения нефтегазовых скважин Западной Сибири. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, 1998.
- 14 Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
- 15 Российская Федерация. Законы о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Текст]: Федер. закон № 116-ФЗ: принят 21.07.97 (ред. от 04.03.2013, с изм. и доп., вступающими в силу с 01.07.2013).
- 16 Панов, Е.Г. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебник / Е.Г. Панов. – М.: Недра, 1982. – 112 с.
- 17 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности [Текст]: НПБ 105-95: утв. Гл. гос. инспектором Рос. Федерации по пожарному надзору: ввод в действие с 01.01.96. – М.: ГУ ГПС МВД России, 1996. – 16 с.
- 18 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше [Текст]: РД 39-133-94. ввод. в действие с 01.07.94.– М.: 1994. – 126 с.
- 19 Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.