



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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА ЗАПАДНО-ЛУГЕНЕЦКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181m2900)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Подгайных И.А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) нефтегазовое дело
Кафедра Бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Подгайных Иван Амирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2900 метров на Западно-Лугенецком нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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.).

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 12.03.2013; расчет цикла строительства скважины анализ сметной стоимости буровых работ; Западно-Лугенецком месторождения.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Проектирование строительства горизонтальной скважины на Западно-Лугенецком месторождении. В процессе работы был составлен проект на строительство горизонтальной скважины глубиной 2900 м (по стволу) на Западно-Лугенецком месторождении.</p> <p>Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды. Выпускная квалификационная работа выполнена в редакторе Microsoft Word. Графический материал выполнен в программе CorelDRAW, и Microsoft Excel.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Геолого-технический наряд(ГТН); Компоновка низа бурильной колонны(КНБК)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Общая и геологическая часть</p>	<p>Морев Артем Алексеевич</p>
<p>Технологическая часть</p>	<p>Морев Артем Алексеевич</p>
<p>Специальная часть</p>	<p>Морев Артем Алексеевич</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p> </p>

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Ассистент</p>	<p>Морев Артем Алексеевич</p>	<p> </p>	<p> </p>	<p> </p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б22</p>	<p>Подгайных Иван Амирович</p>	<p> </p>	<p> </p>

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Подгайных Иван Амирович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Подгайных Иван Амирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Подгайных Иван Амирович

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

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

1. Данные по строительству скважин на Западно-Лугенецком месторождении	<i>Расчет техник-экономических показателей</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин. Нормативная карта. Составление линейного-календарного графика. 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	Глызина Татьяна Светославовна	К. Х. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Подгайных Иван Амирович		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

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

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Условные обозначения и сокращения

ММП	многолетнемерзлые породы
БШ	буровой шлам
ОБР	отработанный буровой раствор
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
РД	руководящий документ
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПКР	пневматический клиновой захват ротора
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
ППУ	передвижная паровая установка
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ИЭР	инвертно-эмульсионный раствор
ПНР	пуско-наладочные работы
ГСМ	горюче-смазочные материалы
ПДК	предельно-допустимая концентрация

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 95 страниц, 20 рисунков, 48 таблиц, 34 источников, 2 листа графических документов.

Ключевые слова: БУРЕНИЕ, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРОВОЙ НАСОС, ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в создании проекта строительства эксплуатационной скважины с горизонтальным участком ствола на нефть на Западно – Лугинецком месторождении.

В дипломной работе составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть глубиной 2900 м. (по вертикали) и рассматриваются наиболее эффективные технологические решения направленные на повышение производительности скважины .

В третьей главе рассмотрены поршневые и плужерные насосы с описанием их рабочих параметров и технических характеристик.

Приведен сравнительный анализ отечественных и зарубежных буровых насосов, также показаны их достоинства и недостатки.

Предложено описание методики и критериев выбора бурового насоса.

Предложены процедуры по организации строительства скважины, охране труда, пожарной безопасности и окружающей среды.

Отмечены меры безопасности и природоохранные мероприятия при строительстве эксплуатационной скважины. Подробно расписаны обязательные действия персонала вовремя проведения работ. Указаны допустимые показатели приборов и оборудования, участвующих в процессе описываемой технологии строительства скважины.

Дипломная работа выполнена в текстовом процессоре Microsoft Word. Расчеты произведены с помощью программы Microsoft Excel, графическая документация выполнена в программе «CorelDRAW» (представлены вместе ВКР).

ОГЛАВЛЕНИЕ	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	13
I . ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2. Горно-геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	19
1.4. Зоны возможных осложнений	23
1.5. Исследовательские работы	23
II . ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины	25
2.2. Обоснование конструкции скважины	26
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	26
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	28
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	29
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3. Углубление скважины	31
2.3.1. Выбор способа бурения	31
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	33
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.6. Расчёт требуемого расхода бурового раствора	36
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	37
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	40
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	42
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины	44

2.4.1.Расчёт обсадных колонн	44
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	50
2.4.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	50
2.4.2.2.Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	51
2.4.2.3.Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкости	51
2.4.2.4.Гидравлический расчет цементирования скважины	51
2.4.2.4.1.Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	51
2.4.2.4.2.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	54
III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1.1.Общие сведения	56
3.1.2.Классификация буровых насосов	56
3.1.3.Сравнительный анализ конструкции отечественных и зарубежных насосов	61
3.1.4.Производительность насосов отдельных типов сравнение показателей	65
3.1.4.1.Конструктивные особенности	66
3.1.5. Мероприятия направленные на повышение производительности буровых насосов	69
3.1.6.Заключение	70
IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1.1. Структура и организационные формы работы ЗАО «ССК»	73
4.1.2.Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	75
4.1.3.Нормативная карта	77

4.1.4. Составление линейно-календарного графика	80
4.1.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	80
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1. Профессиональная социальная ответственность	84
5.2. Анализ вредных производственных факторов	85
5.2.1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.	85
5.2.2. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны	85
5.2.3. Повышенные уровни шума	86
5.2.4. Повышенные уровни вибрации	87
5.2.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	87
5.3. Анализ опасных производственных факторов	88
5.3.1. Поражения электрическим током	88
5.3.2. Пожаровзрывоопасность	88
5.4. Экологическая безопасность	89
5.4.1. Фон загрязнения объектов природной среды	89
5.4.2. Водопотребление и водоотведение	89
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	93

Введение

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс играет главную роль в экономике Российской Федерации. Поэтому довольно актуальным является строительство нефтяных скважин. С каждым годом объем добычи черного золота увеличивается.

Строительство скважин – это довольно тяжелый и длительный процесс. Состоит он из нескольких этапов, как, например, геологическая разведка местности, строительство и возведение наземных сооружений, углубление ствола, освоение скважины для последующей добычи полезных ископаемых.

Важную роль играет правильно и рационально подобранные оборудование и технические устройства используемые в процессе строительства скважин, которые в свою очередь обеспечат выполнение работы на высоком уровне и в кратчайшие сроки.

Буровой насос является неотъемлемой частью и самым важным оборудованием буровой установки, соответственно к выбору насоса предъявляются максимально высокие требования, следовательно данному критерию необходимо уделить большее внимание.

Правильно составленный проект строительства скважины должен быть экономически оправдан

Стоимость строительства скважины очень высока, поэтому правильно составленный проект обеспечит экономическую целесообразность и позволит минимизировать возможные риски.

1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Западно-Лугинецкое месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2,0 +35 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1-1,16
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 13
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Каргасок (180 км) Новый Васюган (90 км) Колпашево (300 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

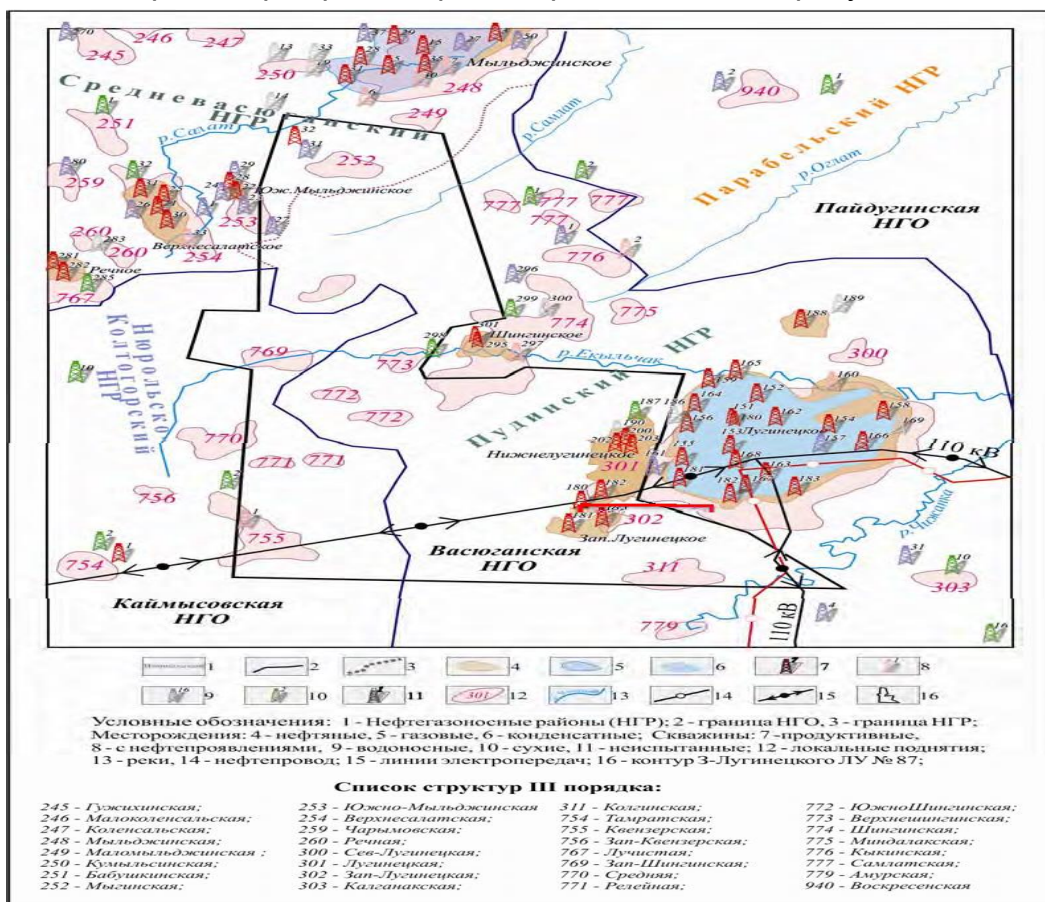


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	До	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	30	четвертичная	Q	1,3
30	270	некрасовская	P3	1,3
270	390	чеганская	P2-P3	1,3
390	540	люлинворская	P2/2	1,3
540	580	талицкая	P1	1,3
580	730	ганькинская	K2	1,6
730	780	славгородская	K2	1,6
780	850	ипатовская	K2	1,6
850	870	кузнецовская	K2	1,6
870	1650	покурская	K1-2	1,6
1650	1720	алымская	K1	1,6
1720	2130	киялинская	K1	1,6
2130	2225	тарская	K1	1,2
2225	2550	куломзинская	K1	1,2
2550	2565	бажен.+георгиев.	J3 + J3	1,2
2565	2750	васюганская	J3	1,2
2750	2900	тюменская	J1-2	1,2

Анализируя таблицу 3, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Западной Сибири, а коэффициент кавернозности достигает максимальных значений 1,6 в интервале 580-1720 м.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м.		Горная порода		Стандартное описание горной породы, характерные признаки, полное название (структура, текстура, минеральный состав.)
	От	До	Название	%	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	пески глина	50 50	Почвено-растительный слой. Пески серые и темно-серые, разнозернистые, полимиктовые, с прослоями глин и суглинков.
P3	30	270	глины пески алевролиты	50 40 10	Чередование песков рыхлых и слабоуплотненных, глин алевролитистых желтовато-серых, горизонтально-слоистых, вязких и алевролитов глинистых.
P2-P3	270	390	глины алевролиты	80 20	Глины темно-серые, голубовато-зеленые, с тонкими прослоями алевролитов.
P2/2	390	540	глины пески алевролиты	80 10 10	Глины зеленовато-серые, жирные с тонкими прослоями алевролитов. В нижней части глины опоковидные, пески и песчаники разнозернистые.
P1	540	580	глины алевролиты	90 10	Глины темно-серые, вязкие, с прослоями алевролитов.
K2	580	730	глины мергели	95 5	Глины серые, зеленовато-серые, песчано-алевролитистые, известковистые, плотные с редкими прослоями мергелей с включением моллюсковой фауны.
K2	730	780	глины алевролиты	60 40	Переслаивание глин и алевролитов известковистых.
K2	780	850	глины алевролиты пески	70 20 10	Глины темно-зеленые, серые, опоковидные, плотные. Алевролиты песчаные, темно-серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K2	850	870	глины	10 0	Глины темно-серые, известковистые, плотные.
K1-2	870	1650	глины алевролиты песчаники	40 30 30	Переслаивание глин песчаных, алевролитов и слабосцементированных песчаников.

Продолжение таблицы 4.

K1	1650	1720	глины песчаники аргиллиты	70 25 5	Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые.
K1	1720	2130	глины песчаники алевролиты	50 25 25	Аргиллитоподобные глины зеленовато-серые с прослоями песчаников светло-серых, алевролитистых. Алевролиты песчаные буровато-серые, слоистые.
K1	2130	2225	песчаники аргиллиты алевролиты	60 25 15	Песчаники светло-серые и серые, мелко- и среднезернистые, кварцполевошпатовые, слабо- и среднесцементированные, с пластами аргиллитов серых и серых с зеленоватым оттенком, нередко алевролитистых.
K1	2225	2550	аргиллиты песчаники алевролиты	70 15 15	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, темно-серые, до черных крепкие, слоистые, алевролитистые. Песчаники серые, светло-серые, преимущественно мелкозернистые, кварц полевошпатовые, слоистые, крепкие, известковистые. Алевролиты темно-серые, известковистые.
J3+ J3	2550	2565	аргиллиты	10 0	Аргиллиты темно-бурые до черных, плотные, крепкие, плитчатые, битуминозные, часто известковистые с включениями пиритов.
J3	2565	2750	аргиллиты песчаники алевролиты	49 30 10	Неравномерное переслаивание аргиллитов серых, темно-серых алевролитистых, песчаников серых, светло-серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и кварц-полевошпатовых и алевролитов серых, разнозернистых.
J1-2	2750	2900	Песчаники аргиллиты алевролиты угли	55 35 10 5	К отложениям свиты отнесены сероцветные, преимущественно песчано-континентальные отложения. Песчаники содержат прослой алевролитов, аргиллитов и угля

Из таблицы 4 видно, что породы, слагающие разрез скважины являются типичными для Западной Сибири .

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Из анализа таблицы 5 следует, что породы имеют физико-механические свойства типичные для данного региона: плотность пород не превышает 2,4 г/см³; максимальная твердость 100 кгс/мм² у пород, слагающих нижнюю часть разреза; максимальная абразивность – 10; породы мягкие, средние и твердые; пористость от 5 до 30 %.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность г/см ³	Пористость, %	Твердость кгс/мм ²	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород по буримости
	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	30	пески глина	2,1 2,2	30 20	- 10	10 80	10 4	мягкая мягкая
P3	30	270	глины пески алевролиты	2,3 2,1 2,2	20 25 20	10 - 10	90 100 40	4 10 6	мягкая мягкая мягкая
P2-P3	270	390	глины алевролиты	2,2 2,2	20 20	10 -	100 25	4 10	мягкая мягкая
P2/2	390	540	глины пески алевролиты	2,2 2,1 2,1	20 15 25	10 - 10	100 25 50	4 10 6	мягкая мягкая мягкая
P1	540	580	глины алевролиты	2,2 2,1	20 15	10 10	100 50	4 6	мягкая мягкая
K2	580	730	глины мергели	2,3 2,4	15 10	10 15	90 10	3 6	мягкая мягкая
K2	730	780	глины алевролиты	2,3 2,2	10 15	10 10	100 20	3 6	мягкая мягкая
K2	780	850	глины алевролиты пески	2,3 2,2 2,1	10 15 25	10 10 -	100 20 20	3 6 10	мягкая мягкая мягкая

Продолжение таблицы 4.

K2	850	870	глины	2,3	10	10	100	3	мягкая
K1-2	870	1650	глины	2,3	10	15	100	3	мягкая
			алевролиты	2,3	15	20	20	6	средняя
			песчаники	2,3	20	20	20	10	средняя
K1	1650	1720	глины	2,3	10	15	100	4	средняя
			песчаники	2,3	20	20	20	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	20	20	4	средняя
K1	1720	2130	глины	2,3	5	15	100	4	средняя
			песчаники	2,3	15	20	10	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	20	20	6	средняя
K1	2130	2225	песчаники	2,3	20	20	5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	30	95	4	средняя
			алевролиты	2,4	15	20	5	6	средняя
K1	2225	2550	аргиллиты	2,4	5	40	95	4	твердая
			песчаники	2,3	20	30	5	10	твердая
			алевролиты	2,4	15	30	5	6	твердая
J3+ J3	2550	2565	аргиллиты	2,4	5	50	95	4	твердая
J3	2565	2750	аргиллиты	2,4	5	50	95	4	твердая
			песчаники	2,3	20	100	2	10	твердая
			алевролиты	2,4	15	80	3	6	твердая
J1-2	2750	2900	аргиллиты	2,4	5	50	95	4	твердая
			песчаники	2,3	20	100	2	10	твердая
			алевролиты	2,4	15	80	3	6	твердая
			угли	-	5	-	0	-	мягкая

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс страти- графическо го подраздела	Интервал, м		Градиент								Темпер- а-тура в конце интерв- ала, °С
	от	до	Пластового давления, кгс/см ² на м		Порового давления ,кгс/см ² на м.		Гидроразрыва пород, кгс/см ² на м		Горного давления, кгс/см ² нам.		
			величин а кгс/см ² на м	источник получени я	величина кгс/см ² на м	источник получени я	величин а кгс/см ² на м	источни к получен ия	величи на кгс/см ² на м	источни к получен ия	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0,0	ПГФ	0,0	ПГФ	0,0	РФЗ	0,0	ПГФ	7
P3	30	270	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,2	ПГФ	31
P2-P3	270	390	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,21	ПГФ	35
P2/2	390	540	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	39
P1	540	580	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	41
K2	580	730	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	44
K2	730	780	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	47
K2	780	850	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	48
K2	850	870	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	49
K1-2	870	1650	0,100	ПГФ	0,100	ПГФ	0,2	РФЗ	0,22	ПГФ	65
K1	1650	1720	0,101	ПГФ	0,101	ПГФ	0,18	РФЗ	0,23	ПГФ	66
K1	1720	2130	0,101	ПГФ	0,101	ПГФ	0,18	РФЗ	0,23	ПГФ	78
K1	2130	2225	0,101	РФЗ	0,101	РФЗ	0,18	РФЗ	0,23	ПГФ	82
K1	2225	2550	0,101	РФЗ	0,101	РФЗ	0,17	РФЗ	0,24	ПГФ	90
J3 + J3	2550	2565	0,101	РФЗ	0,101	РФЗ	0,17	РФЗ	0,24	ПГФ	92
J3	2565	2750	0,102	РФЗ	0,102	РФЗ	0,16	РФЗ	0,24	ПГФ	94
J1-2	2750	2900	0,102	РФЗ	0,102	РФЗ	0,16	РФЗ	0,24	ПГФ	96

Анализ таблицы 6 показывает, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу нет, пластовые давления близки к гидростатическим. Температура низа разреза 96 °С.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю1°	2870	2915	Поровый	730	50	55	–
Водоносность							
Q-P3	0	270	Поровый	1010	500	–	Нет. Минерализ. – 14,2 г/л. Хим. состав (преобладающий %): Cl ⁻ - 9,9%, Na ⁺ - 9,0%
K1-2	870	1650			300		
K1	1690	1720			10		
K1	2130	2225			20		
J3	2680	2730			20		
J1-2	2830	2870			20		

Разрез представлен 1 нефтеносными и 6 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2800–2850 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 300 м для эксплуатации водоносного горизонта 255–270 м

1.4. Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 7.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 400-540 м возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 730-780 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 8.

Таблица 7 – Возможные осложнения по разрезу скважины.

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0 1690 2130 2815	540 1720 2225 2870	Поглощение бурового раствора	Интенсивность поглощения – 10 м ³ /час Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессий на пласт >20 % сверх гидростатического давления
0 730 1650 2750	580 1650 2130 2900	Осыпи и обвалы стенок скважины	проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости
0 870 1690 2130 2680 2830	270 1650 1720 2225 2730 2870	Водопроявление	Снижение давления столба жидкости в скважине ниже гидростатического. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора
2870	2915	Нефтепроявление	
0 730 1650 1720	580 1650 1720 2130	Прихватопасные зоны	Несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы. Несоблюдение параметров раствора, оставление бурового инструмента без движения. Установления плотности бурового раствора выше проектной
0 850 1650	730 870 2130	Кавернообразование, сужение ствола скважины	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Таблица 8 – Исследовательские работы.

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	2900	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
300	2900	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2900	Термометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 9. Запроектирован пяти интервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Таблица 9 – Данные по запроектированному профилю скважины.

Тип профиля		пяти интервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м		2900		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,1		
Глубина вертикального участка скважины, м		2236		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					0,05		
Отход скважины, м		873		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м		300		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м		0		Зенитный угол в конце участка набора угла, град					90		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м		-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					90		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	2236	2236	0	0	0	0	0	0	2236	2236
2	2236	2900	664	0	573	573	0	90	2236	3136	900
3	2900	2900	0	573	873	300	90	90	3136	3436	300
Итого	Σ=2900			Σ=873			-		Σ=3436		

Проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке 2.

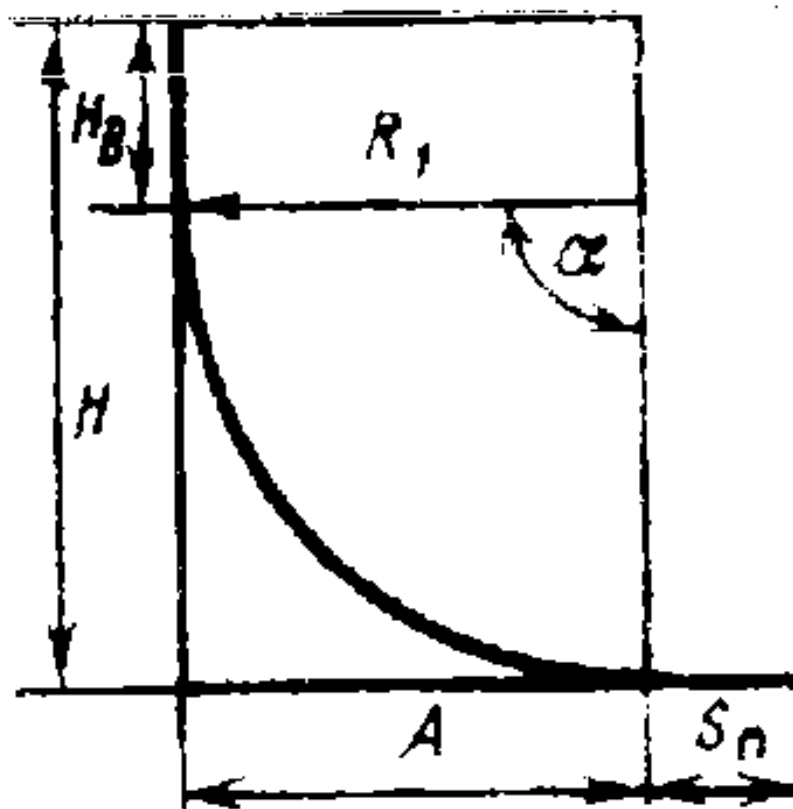


Рисунок 2 – Проектный профиль ствола скважины.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,002 \text{ мкм}^2$; $k_2 = 0,07 \text{ мкм}^2$; $k_3 = 0,4 \text{ мкм}^2$.

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,157$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

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

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

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

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

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

$$30 < 65,86 \text{ МПа.}$$

4. Определение конструкции забоя.

В результате проведенного анализа, а также учитывая запроектированный профиль скважины, предлагается использовать конструкцию забоя смешанного типа, который представлен на рисунке 3.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты. Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины приведена на рис 3.

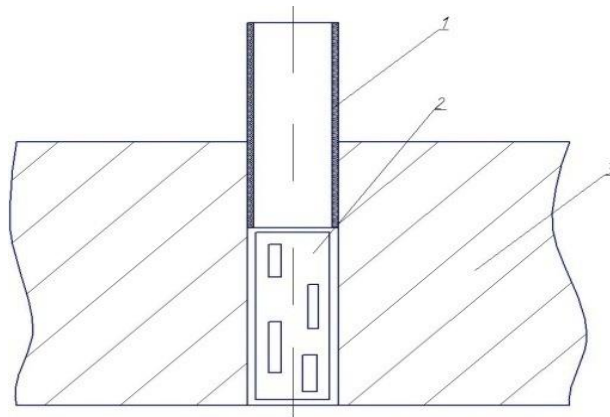


Рисунок 3 – конструкция забоя смешанного типа: 1– эксплуатационная колонна; 2 – фильтр-хвостовик; 3 – продуктивный пласт.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.

Глубина по вертикали, м.	Индекс стратиграфического подразделения	Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород		Градиент давления		Плотность бур. раствора, г/см ³
		Эквивалент градиента давлений		пластового	гидроразрыва	
		1.0 ПЛ	1.1 БР	1.2.....1.6 ГР		
50	Q					
270	P ₃					1,14
390	P ₂ -P ₃					
540	P ₂					
580	P ₁					
870	K ₂				0,20	
1650	K ₁₋₂				0,1	1,10
1720	K ₁					
2225					0,101	0,17
2550						
2565	J3+J3					
2750	J3				0,102	0,16
2900	J1-2					1,09

Рисунок 4 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 612,6 м, но выбирается глубина 650 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2900 метров.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–50м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 650 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 500 – 2900 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (50 м³/сут нефти) – 114,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую колонну представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую.

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	177,8	215,9
Хвостовик	114,3	142,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 5.

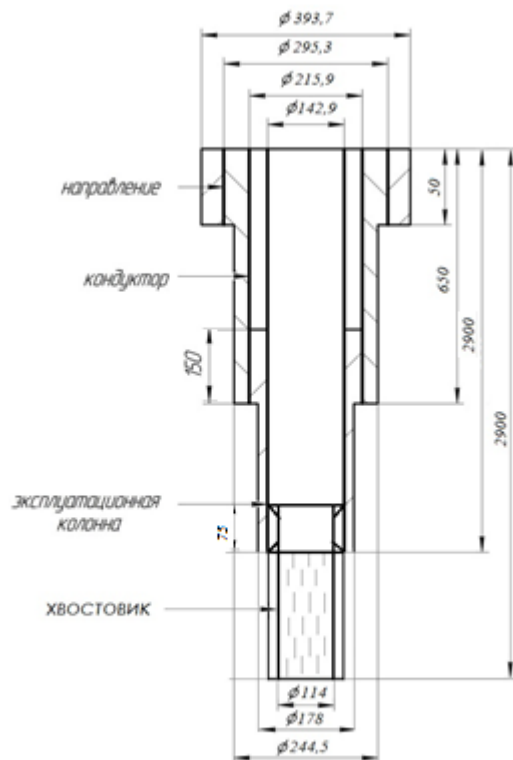


Рисунок 5 – Проектная конструкция скважины.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления $P_{му}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho gh, \quad (2.1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа ;

ρ - плотность флюида, кг/м³ ;

g - ускорение свободного падения, м/с² ;

h - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 28,95 - 730 \cdot 9,8 \cdot 2870 = 28,95 - 20,14 = 8,81 \text{ Мпа,}$$

Согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта комплект противовыбросного оборудования ОП5-280/80*35А с основными параметрами:

1. Диаметр проходного отверстия – 280 мм;
2. Рабочее давление – 35 МПа;

3. Диаметр проходного отверстия манифольда – 80 мм;
4. Номинальное давление станции гидропривода – 14 МПа;
5. Количество гидроуправляемых составных частей – 6;

Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21 с основными параметрами:

1. Диаметр проходного отверстия – 180 мм;
2. Рабочее давление – 21 МПа;
3. Высота – 355 мм;
4. Масса – 490 кг.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 6,84 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 146,1 мм и 244,5 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-146х245 с рабочим давлением 14 МПа.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Способы бурения по интервалам скважины.

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	С применением ВЗД(винтовой забойный двигатель)
50-650	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
650-3136	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД(винтовой забойный двигатель)
3136-3436	Хвостовик	С применением ВЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота БИТ и шарошечного типа, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-650	650-3136	3136-3436
Шифр долота		Ш 393,7 МЗ – ЦВ	БИТ 295,3 516 УСМ	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 142,9 В 416 У
Тип долота		Шарошечные, PDC			
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		М, МС	С	С3, Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-171	-	-	-
	API	-	з-152	з-117	з-88
Длина, м		0,53	0,42	0,35	0,28
Масса, кг		115	113	76	26
G, тс	Рекомендуемая	4-10	2-12	2-20	2-20
	Предельная	10	12	20	20
n, об/мин	Рекомендуемая	120-470	60-280	50-250	50-250
	Предельная	470	280	250	250

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-650	650-2900	2900-2900
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}$, кг/см ²	1000	1150	2575	4250
D_d , см	39,37	29,53	21,59	14,29
k_T	33	29	29	27
D_c , мм	13	12	10	8
q , кН/мм	0,4	0,1	0,12	0,15
$G_{пред}$, кН	100	120	200	200
Результаты проектирования				
G_1 , кН	29,5	15,6	40,7	34,8
G_2 , кН	117,7	29,5	25	21
G_3 , кН	80	96	160	160
$G_{проект}$, кН	80	96	160	160

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (650-2565 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения.

Интервал	0-50	50-650	650-2900	2900-2900
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$	2,5	2	1,5	1,3
$D_{л}$	м	0,3937	0,2959	0,2159
	мм	393,7	295,9	215,9
$\tau, \text{ мс}$	6,5	-	-	-
z	26	-	-	-
α	0,8	-	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$	144	65	88	134
$n_2, \text{ об/мин}$	213	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$	669	-	-	-
$n_{пр}, \text{ об/мин}$	110	55-280	50-250	50-250

2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-50 метров (интервал бурения под направление) выбирается забойный двигатель FrontLine 9-5/8" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage). Для интервала бурения 50-650 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается забойный двигатель HyperLine 8" QLE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage). Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель FrontLine 6-3/4" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage), с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте. Для бурения под хвостовик выбираем забойный двигатель HyperLine 4-1/8" QMN 7854 (7:8 Lobe, 5.4 Stage).

В таблице 15 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 15 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-650	650-3136	3136-3436
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2959	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,9	215,9	142,9
G _{ос} , кН		157	30	40	35
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		279	235	197	118
M _р , Н*м		7850	1254,65	1203,95	722,45
M _о , Н*м		196,85	147,65	107,95	71,45
M _{уд} , Н*м/кН		47,4	36,9	27,4	18,6

В таблице 16 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 – 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
FrontLine 9-5/8" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	0-50	279	9,45	2300	37,9-75,7	75-150	24,4	330
HyperLine 8" QLE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	50-650	235	9,9	1685	18,9-56,8	50-150	22,3	300
FrontLine 6-3/4" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	650-3136	197	8,1	954	18,9-37,9	90-175	9,8	145
HyperLine 4-1/8" QMN 7854 (7:8 Lobe, 5.4 Stage)	3136-3436	118	5,59	212	4,3-12,6	130-265	3,4	75

2.3.5. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 – Проектирование расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-650	650-3136	3136-3436
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	142,9
K	0,55	0,5	0,4	0,35
K_k	1,3	1,33	1,51	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,3	0,2	0,15	0,1
V_m , м/с	0,01	0,01	0,0063	0,0035
$d_{бг}$, м	0,147	0,147	0,127	0,108
$d_{мах}$, м	0,279	0,229	0,197	0,118
$d_{нмах}$, м	0,02	0,016	0,011	0,007
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,9	1,1	1,1	1,3
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,4	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,14	1,1	1,09
$\rho_п$, г/см ³	2,21	2,29	2,318	2,627
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	67	58	27	14
Q_2 , л/с	39	13	6	1
Q_3 , л/с	126	65	35	12
Q_4 , л/с	73	39	21	7
Q_5 , л/с	35	57	39	25
Q_6 , л/с	38-56	12-58	19-38	6-13
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}$, л/с	75,7	58,8	37,9	18,9
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1140	1140	1100	1090
M , Н*м	19320	17390	7590	2980
$M_{табл}$, Н*м	24400	22300	9870	3660

Продолжение таблицы 17.

m	2	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9	0,9
Q _н , л/с	45,8	40,8	31,8	27,7
Q _{пров1} , л/с	82	73	57	25
Q _{пров2} , л/с	58	37	29	11

Таблица 18 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0-50	50-650	650-3136	3136-3436
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	67	58	27	14
Q ₂ , л/с	39	13	6	1
Q ₃ , л/с	126	79	35	12
Q ₄ , л/с	73	39	21	7
Q ₅ , л/с	35	57	39	25
Q ₆ , л/с	38-56	12-58	19-38	6-13
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	126	79	35	12
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	82 – 84	57-58	25-27	12-14
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
Q _{тн} , л/с	75,7	58,8	37,9	18,9
ρ ₁ , кг/м ³	1000	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1140	1140	1100	1090
M _{тм} , Н*м	25000	23000	15000	9500
M _{тб} , Н*м	33443,97	40383,35	37228,13	17977,4

2.3.7 Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет компоновки буровой колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор буровых утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты буровой колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 19-20.

В таблице 21 приведены параметры компонок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 19 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 279-76Д	279	32	14121,6
2	УБТ 229-90Д	229	8	2172
3	УБТ 178-71Д	178	16	2609,6
4	УБТ 108-46Д	108	64	3763,2
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127-9,2Д	127	2549	66783,8
2	ТБПН 89-11Д	89	3372	71486,4

Таблица 20 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	35,7		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	39,2		Да	Нет	
$P_{кр}/P_n$	1,09				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,2	2549	1,14	7,85	56766,23
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	2609,6		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)		
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55		Да	Нет	
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	21,55				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,2	919	1,14	7,85	20466,13
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10 ⁶	594,2	12	152	127
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,25		Q _р , кгс	32248,5	
α	1,3		M _{imax}	415,986	
μ	0,25		W, см ³	935,7	

Продолжение таблицы 20.

R, м	1229,92	[σ], кгс/мм ²	27,14		
Q _к , кгс	17864,25	σ_0 , кгс/мм ²	50		
σ_p , кгс/мм ²	21,55				
Выполняется условие $\sigma_0 > [\sigma]$		Да	Нет		
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	26,2	2549	1,14	7,85	56766,23
Σ					
Q' _{тк} , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4830,8	
Q _{кнбк} , кгс	2609,6				
n	1,45				
q _м , кгс/м	26,2				
K _т	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		12156	
K	1,15				
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
σ_t , кгс/мм ²	50				

Таблица 21 – Проектирование КНБК по интервалам бурения.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	III 393,7 МЗ – ЦВ	172	0,5	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КА 393,7 СТ	521	1,3	
			FrontLine 9-5/8" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	2300	9,45	
			Переводник Н-152/152	60	0,5	
			Калибратор КА 295,3 СТ	458	1,3	
			Переводник П-147/152	60	0,5	
			Обратный клапан КОБ-178	65	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	70	0,6	
			Переводник П-201/147	60	0,5	
			УБТ 279-76Д	14121,6	32	
			Переводник П-171/201	60	0,5	
			Переводник П-133/171	60	0,5	
			ПК 127-9К	60	2	
Σ			18114,6	50		

Продолжение таблицы 21.

2	50 650	БИТ 295,3 516 УСМ	113	0,5	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
		Калибратор КА 295,3 СТ	458	1,3	
		HyperLine 8" QLE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	1685	9,9	
		Переводник Н-152/152	60	0,5	
		Калибратор КА 295,3 СТ	458	1,3	
		Переводник П-147/152	60	0,5	
		Обратный клапан КОБ-178	65	0,5	
		Переливной клапан ПК-172РС	70	0,6	
		Переводник П-171/147	60	0,5	
		УБТ 229-90Д	2172	8	
		Переводник П-133/171	60	0,5	
ПК 127-9К	16506	626			
Σ			20053	650	
3	650 3136	БИТ 215,9 В 516 У	76	0,35	Бурение наклонного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		Калибратор КА 215,9 СЗ	458	1,3	
		FrontLine 6-3/4" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	954	8,1	
		Обратный клапан КОБ-178	65	0,5	
		УБТ 178-71Д	2609,6	16	
		Переводник Н-133/147	60	0,5	
		Центратор ОП – 203	65	0,5	
		Переводник П-147/133	60	0,5	
		ЗТСГ 172 (SG 015)	520	10,9	
		Переводник П-133/147	60	0,5	
		ПК 127-9К	81090,3	3091	
		Переводник П-147/133	60	0,5	
Σ			87715,9	3136	
4	3136 3436	БИТ 142,9 В 416 У	26	0,28	Бурение горизонтального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
		HyperLine 4-1/8" QMN 7854 (7:8 Lobe, 5.4 Stage)	212	5,59	
		Обратный клапан КОБ-108-3-88	30	0,5	
		ЗТСГ 108 (SG 014)	350	10,9	
		УБТ 108-46Д	3763,2	64	
		ПН 89 -11	21200	1000	
		Ясс Dailey 4-3/4	454	6,1	
		ПК 127-9К	61439	2347	
Σ			87976,2	3436	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов: для бурения интервалов под

направление, кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов приведены в таблице 22. В таблице 23 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 22 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	R _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	50	1,15	0,5	50	9,8	1140	2210	1,5	0,015	
50	650	1,15	6,5	650	9,8	1140	2290	1,5	0,008	
650	3136	1,2	25,74	2565	9,8	1100	2318	1,5	0,003	
3136	3436	1,2	29,16	2900	9,8	1090	2627	1,5	0,001	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,14	13,1	38	24	8,2	8-9	2	20	9
50	650	1,14	8,5	12	24	8,2	9	2	20	9
650	3136	1,1	5	8	23	8,5	8-9	1	10	7
3136	3436	1,09	4	7	23	8,5	9-11	1	50-60	6-20

Таблица 23 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения.

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ, Барит Na_2CO_3
50	650	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700, Барит
650	3136	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, НТФ, NaOH , POLIPAK-R, ФК-2000 плюс, KCL, Na_2CO_3 , ШЦ-700
3136	3436	Биополимерный Вода пресная, KCL, FLO-VIS PLUS, FLO-TROL, CaCO_3 , KLA-CURE, MgO , M-I-CIDE, DRIL-FREE

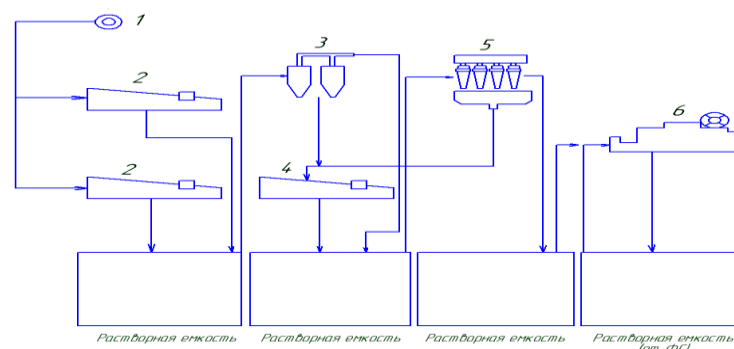


Рисунок 6 - Схема очистки бурового раствора:

- 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC-503 ; 3 – пескоотделитель ЗПД-251; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель Т4; 6 – центрифуга ОГШ-750.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 24, а в таблице 25 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 24 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины.

Н (по стволу), м	d _д , м	К	Р _{пл} , МПа	Р _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
50	0,3937	1,3	0,5	1	2210
650	0,2953	1,33	6,5	13	2290
3136	0,2159	1,46	25,74	44,03	2318
3436	0,1429	1,43	29,16	49,39	2627
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _г , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,082	УНБ-600	0,01	0,009	20	1140
0,057		0,0085	0,009	20	1140
0,025		0,0055	0,007	10	1100
0,012		0,0027	0,015	50	1090
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м			d _в , м
УБТ 279-76Д	0,279	32	0	0	0,076
УБТ 229-90Д	0,229	0	8	0	0,090
УБТ 178-71Д	0,178	0	0	16	0,071
УБТ 108-46Д	0,108	0	0	0	64
ТБПК 127-9 Д	0,127	2	630	2518	2518
ТБПН 89-11Д	0,89	0	0	0	1000

Таблица 25 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔP _{зд} , МПа	ΔP _о , МПа
1450	0,97	0,512	0,043	5,2	1,3
	0,98	0,393	0,053	2,5	0,63
	0,98	0,315	0,038	0,5	0,12
	0,99	0,204	0,06	0,1	0,027
ΔP _г , МПа	ΔP _р , МПа	V _д , м/с	Φ, м ²	d, мм	
0,013	2,8	66,6	0,001	20	3
0,010	4,8	87,2	0,0006	12	6
0,010	13,2	147,3	0,0002	8	6
0,006	25,4	205,2	0,00001	6	6
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	S _{кп}	ΔP _{кп}	ΔP _{мк}
УБТ 279-76Д	109184,26	16731,48	911,84	0,024	-
УБТ 229-90Д	73295,25	1492,87	510,22	-	-
УБТ 178-71Д	52962,66	10146,81	416,55	-	-
УБТ 108-46Д	37371,12	3556,39	632,24	-	-
ТБПК 127-9Д	193918,07	20712,61	220,9	1,23	0,8
ТБПН 89-11Д	345696	1015,06	112184	-	-

Продолжение таблицы 25.

FrontLine 9-5/8" LE 6750 (6:7 Lobe, 5.0 Stage)	109184,26	16731,48	911,84	0,007	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТ 279-76Д	31324,53	174097,7	0,0282	0,22	
УБТ 229-90Д	37657	102193,9	0,0277	0,011	
УБТ 178-71Д	37505,76	70486,61	0,0295	0,078	
УБТ 108-46Д	10893,48	24148,44	0,0341	0,14	
ТБПК 127-9 Д	20020,84	10191,08	0,0342	0,07	
ТБПК 89-11Д	208959,5	1586,7	0,0502	0,000003	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1000
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	730	глубина скважины, м	2900
высота столба буферной жидкости h_1 , м	400	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	8	динамический уровень скважины h_0 , м	1933,3

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

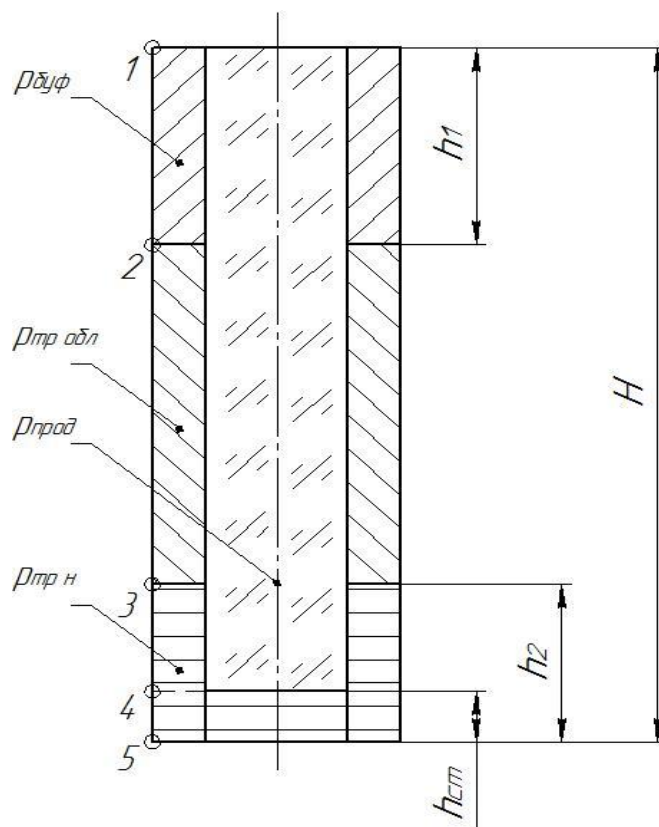


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки.

тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 27 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 27 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400	1000	2700	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,4	0,4	1,5	3,2

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 3,2$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 14$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

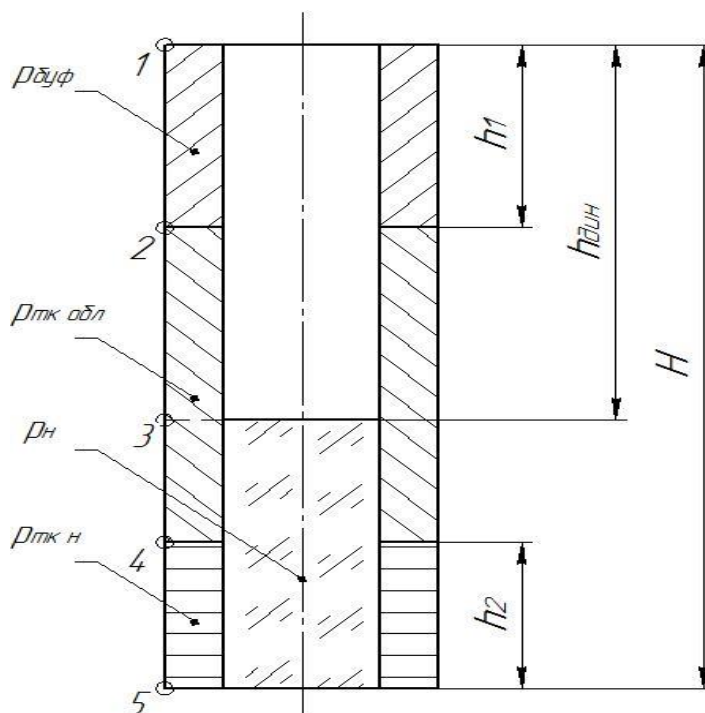


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400	1000	2700	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,3	10,06	15,4	16,6

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 9.

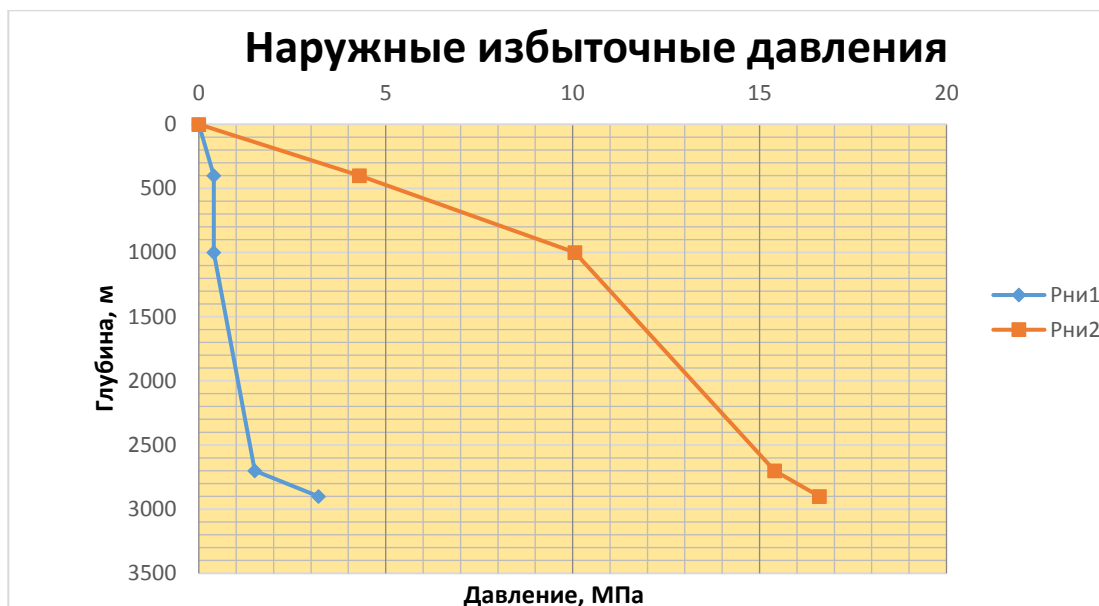


Рисунок 9 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

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

В таблице 29 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

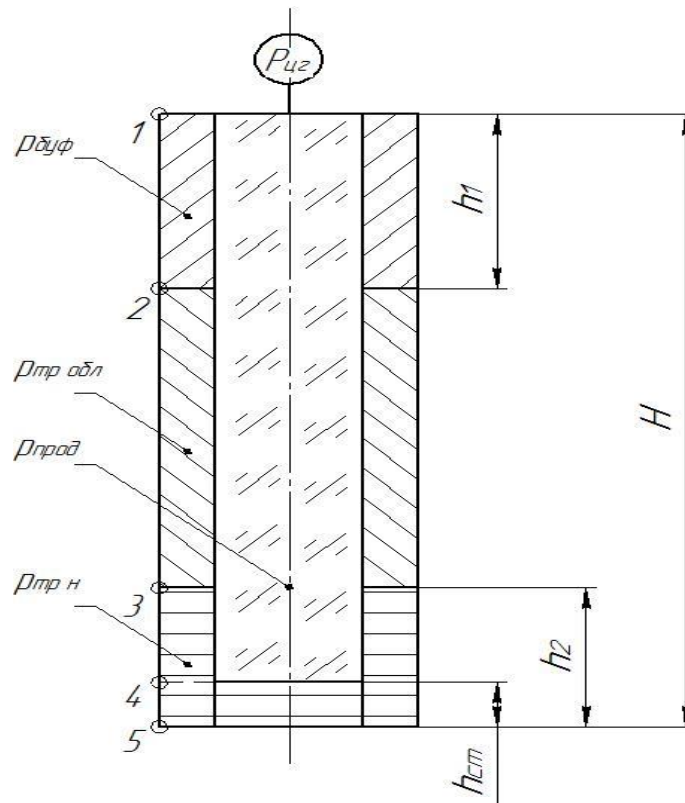


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 29 – 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	400	1000	2700	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,6	19,2	23,5	16,9	15,3

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

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

Давление опрессовки $P_{он}$ составляет 9,5 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	400	1000	2700	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	9,5	9,1	9,1	8,3	6,7

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12.

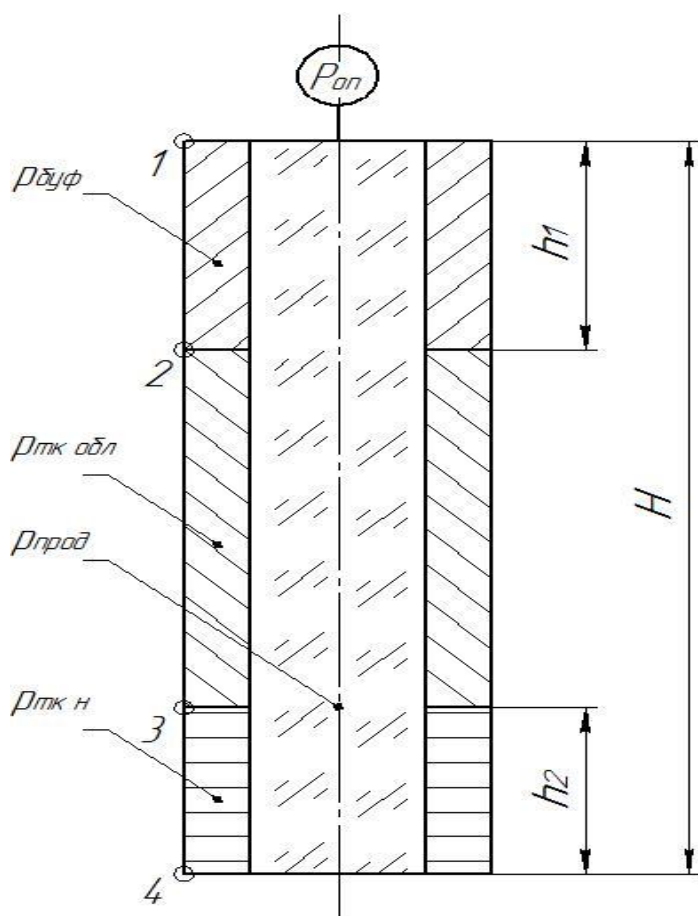


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

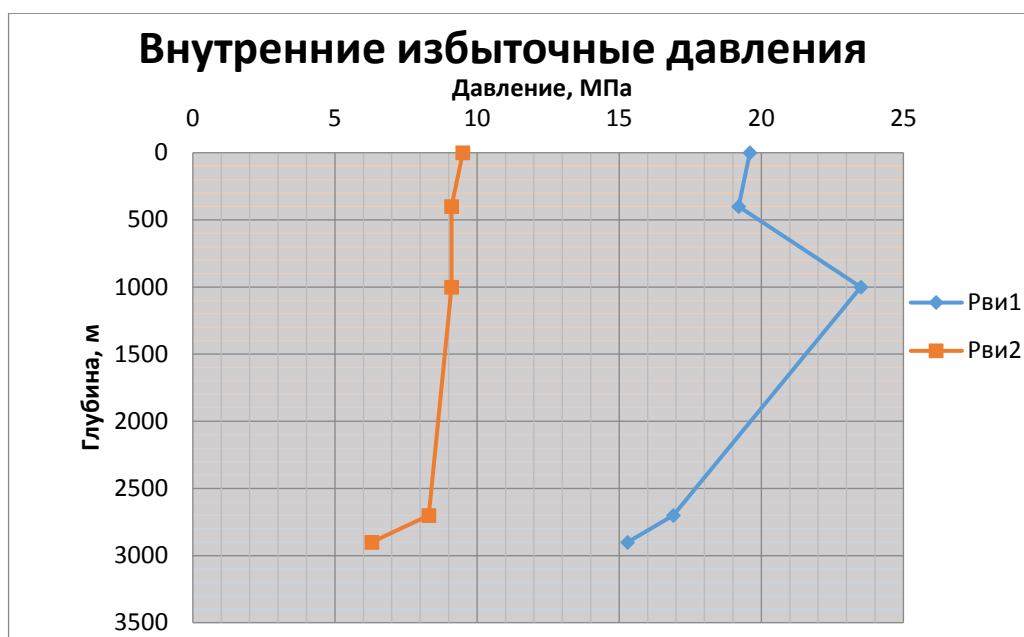


Рисунок 12 – Эшюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристика обсадных колонн.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
4	Д	9,5	50	74,4	3720	3720	0 – 50
3	Д	7,9	600	47	28200	31920	50 – 650
2	Д	6,9	2058	29,3	60299,4	92219,4	650– 2708
1	Д	8,1	428	33,8	14466,4	106685,8	2708 – 3136

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

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

$39,26 < 50,76$ МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов.

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1800$ кг/м ³	3,65	4743,6	4,23
$\rho_{тробл}=1400$ кг/м ³	39,34	29375,7	14,93
Сумма	43	34119,3	19,16

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Объём буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	16,36
Продавочная	74,17

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 13 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

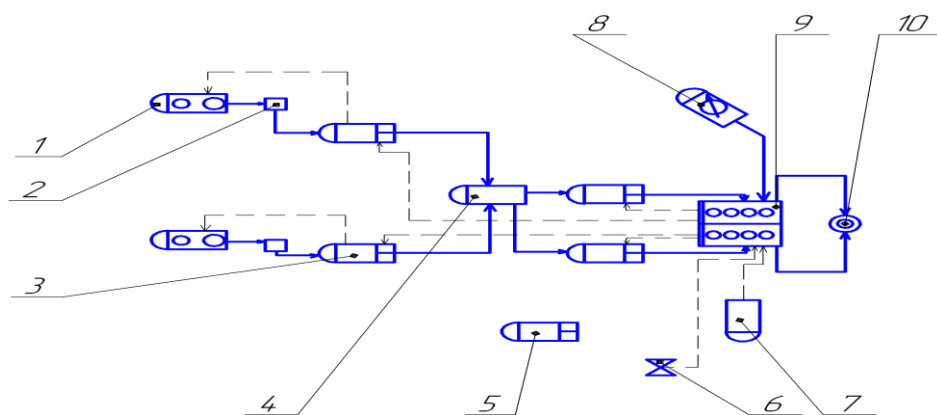


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 14.

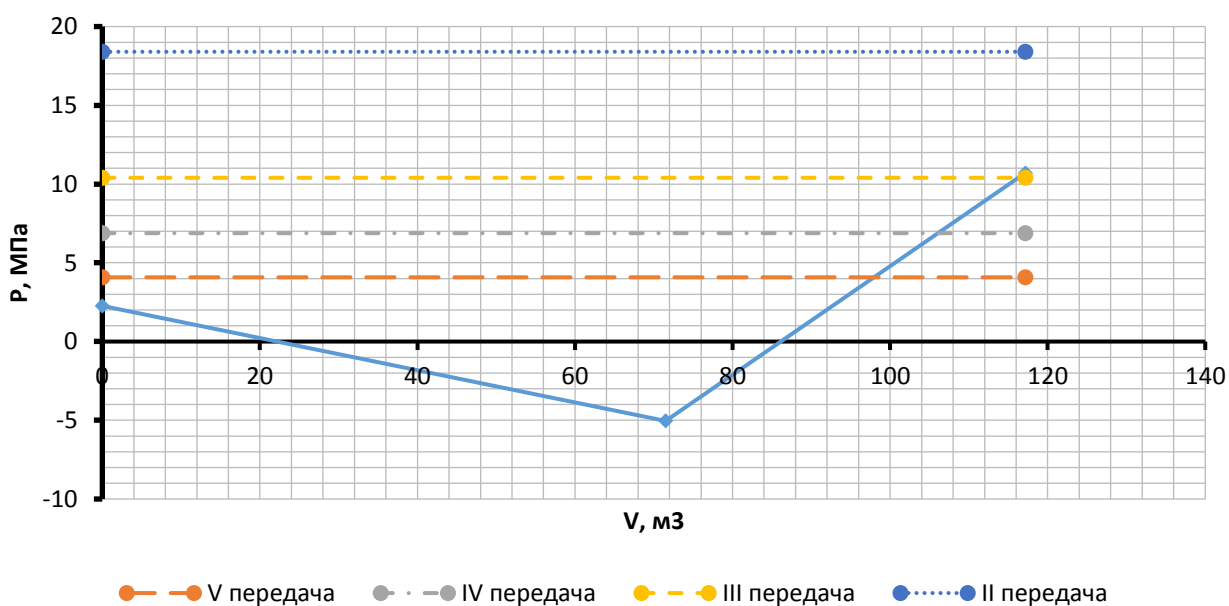


Рисунок 14 – График изменения давления на цементировочной головке.

В таблице 34 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 34 – Режимы работы цементировочных агрегатов.

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

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цеи}}$ составляет 42 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

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

- ЦКОД – 324 – ОТТМ (направление), ЦКОД – 245 – ОТТМ (кондуктор),

- ЦКОД – 178 – ОТТМ (эксплуатационная колонна);

- цементировочная головка типа ГУЦ 324/100 (направление); ГУЦ 245/320 (кондуктор), ГУЦ 178/100 (эксплуатационная колонна);

- разделительные пробки ПЦН – 324 (направление), ПЦН – 245 (кондуктор), ПЦН – 178 (эксплуатационная колонна);

- центраторы ЦЦ – 4 – 245/295 (кондуктор), ЦЦ – 1 – 178/216 и ЦЦ – 2 – 178/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 35).

Таблица 35 – Интервалы установки и количество используемых центраторов.

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-650	ЦЦ - 1– 245/216	8
0-2236	ЦЦ - 1– 178/216	54
2236-3136	ЦЦ - 2– 178/216	107

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

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

1. Прямая промывка – жидкость закачивается в насосно – компрессорные трубы, а выход жидкости осуществляется из затрубного пространства.

2. Обратная промывка – жидкость закачивается в затрубное пространство, а выход жидкости осуществляется из колонны насосно – компрессорных труб.

2.5 Выбор буровой установки

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

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	93,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,13
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	87,97	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,27
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	122,04	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,63
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	185	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	11,5
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	93,8		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	87,97		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	14		
Площадь опорной поверхности фундаментов, m^2 ($F_{бо}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	174	1634	
3	72; 76	908	
4	40; 60	400	

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1.1. Общие сведения

Достижение высокого уровня добычи нефти и газа на современном этапе реализуется увеличением глубины бурящихся скважин и созданием новых сырьевых баз в отдаленных и труднодоступных регионах. Особое место в процессе бурения, ремонта и освоения скважин занимают буровые и нефтепромысловые насосы. Они являются не только основными потребителями энергии, но и центральным звеном в функциональной схеме буровой установки, которое должно сохранять работоспособность в процессе всего срока проводки ствола скважины. Выход из строя буровых насосов приводит к потере циркуляции промывочной жидкости, что является причиной возникновения аварий и осложнений, ликвидация которых связана с большими материальными и временными затратами.

Усложнение технологии бурения нефтяных и газовых скважин и их капитального ремонта способствовало существенному увеличению рабочих параметров насосов, в первую очередь давления нагнетания. Это предопределило потребность в буровых насосах мощностью до 1000 кВт при давлении на выходе свыше 50 МПа.

Увеличение объемов добычи нефти и газа требует соответственно и повышения затрат на изготовление оборудования, его ремонт и техническое обслуживание. Особое значение имеет обеспечение необходимого уровня работоспособности буровых насосов, так как от них во многом зависит качество проведения технологических операций, а значит и эффективность последующей эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В среднем третья часть отказов буровой установки приходится на долю буровых насосов.

3.1.2. Классификация буровых насосов

Требования к промывочным насосам определяются геолого-техническими условиями их эксплуатации: физико-механическими

свойствами буримых пород, глубиной, диаметром, назначением скважины, типом породоразрушающего инструмента и т.д.

Конструкция бурового насоса состоит из двух основных частей - гидравлической и механической. Гидравлическая часть насоса служит для обеспечения необходимых параметров его работы - давления и подачи промывочной жидкости, механическая часть служит для передачи вращательного движения приводного двигателя насоса и преобразования его в поступательное движение плунжера (поршня).

По конструкции поршневые и плунжерные насосы отличаются типом вытеснителя (поршень или плунжер), а также местом расположения уплотнения. Поршневой насос имеет подвижное уплотнение в поршне, а плунжерный насос - неподвижное уплотнение, в котором перемещается вытеснитель — плунжер.

Буровые насосы должны обладать повышенной износоустойчивостью при перекачивании жидкостей, содержащих абразивные примеси. Полностью исключить абразивный износ при применении указанных типов насосов не представляется возможным, но компенсировать возникающие в результате износа зазоры практически проще в насосах с возвратно-поступательным движением рабочего органа (поршня, плунжера).

Насосы такого типа в отличие от центробежных обладают способностью к самовсасыванию и дают возможность создания любого напора, величина которого определяется параметрами насосной установки, мощностью двигателя и прочностью агрегата.

Прямая зависимость подачи поршневого насоса от числа оборотов коленчатого вала позволяет в широких пределах регулировать его производительность.

Поршневые насосы могут быть использованы для перекачивания жидкостей с различными физическими свойствами (даже с высокой вязкостью и большим содержанием твердой взвеси), чего нельзя достигнуть при применении шестеренчатых насосов.

Применение в насосе трехпоршневой (трехплунжерной) системы обеспечивает допустимую при бурении скважин степень пульсации потока закачиваемой промывочной жидкости.

Таким образом, поршневые (плунжерные) насосы максимально отвечают основным требованиям бурового процесса и поэтому получили широкое распространение при бурении геологоразведочных скважин.

В таблице 1 приведена укрупненная классификация насосов, применяемых на буровых работах при поисках и разведке твердых полезных ископаемых.

Таблица 37 - Классификация буровых геологоразведочных насосов

Тип вытеснителя		Поршневой	Плунжерный
Исполнение		Горизонтальное	
Вытеснителя		-	Вертикальное
Кратность действия		Одинарного Двойного	
Схема гидроблоков		Прямоточная Непрямоточная	
Способ приведения в действие		Прямодействующие	-
		Приводные	
Способ регулирования подачи	Нерегулируемые		
	Ступенчатое	Сменой втулок цилиндра Изменением числа ходов Изменением длины хода	
	Бесступенчатое	Изменением длины хода Изменением числа ходов	
Тип привода		Электрический Двигатель внутреннего сгорания Гидравлический	

В настоящее время, как в России, так и за рубежом осуществлен переход на быстроходные плунжерные и, в частности, трехплунжерные насосы простого действия. Это связано с повсеместным распространением

алмазного бурения и, соответственно, сооружения скважин малого диаметра. В этих условиях при сравнительно небольших подачах промывочной жидкости требуется высокое давление.

Кроме того, за последние годы значительно повысились требования к безопасности и надежности буровых насосов.

В этой связи, сравнивая показатели работы поршневых двухцилиндровых насосов двойного действия и трехплунжерных простого действия, можно отметить, что последние имеют целый ряд преимуществ, в частности, в поршневом насосе одно из уплотнений (уплотнение поршня) всегда расположено в глубине гидравлического блока (гидроблока). Поэтому его состояние и работоспособность не поддаются прямому контролю, и об их работоспособности можно судить только косвенно - по величине подачи и развиваемому ими давлению. Для осмотра или замены уплотнений приходится производить трудоемкую операцию разборки и сборки гидроблока.

Плунжерный насос имеет вдвое меньшее количество уплотнений, приходящихся на один вытеснитель, причем по мере износа возможна их регулировка. Диаметр плунжера принимается обычно меньше, чем у поршня, поэтому соответственно меньше нагрузка на коленчатый вал, что также благоприятно сказывается на снижении массовых характеристик насоса. Степень неравномерности подачи у насосов типа «дуплекс» составляет 42%, что делает его работу на буровой невозможной без применения громоздкого, имеющего значительную массу напорного воздушного колпака. Трехплунжерные насосы имеют неравномерность до 24% и поэтому в подавляющем большинстве случаев эксплуатируются без воздушного колпака.

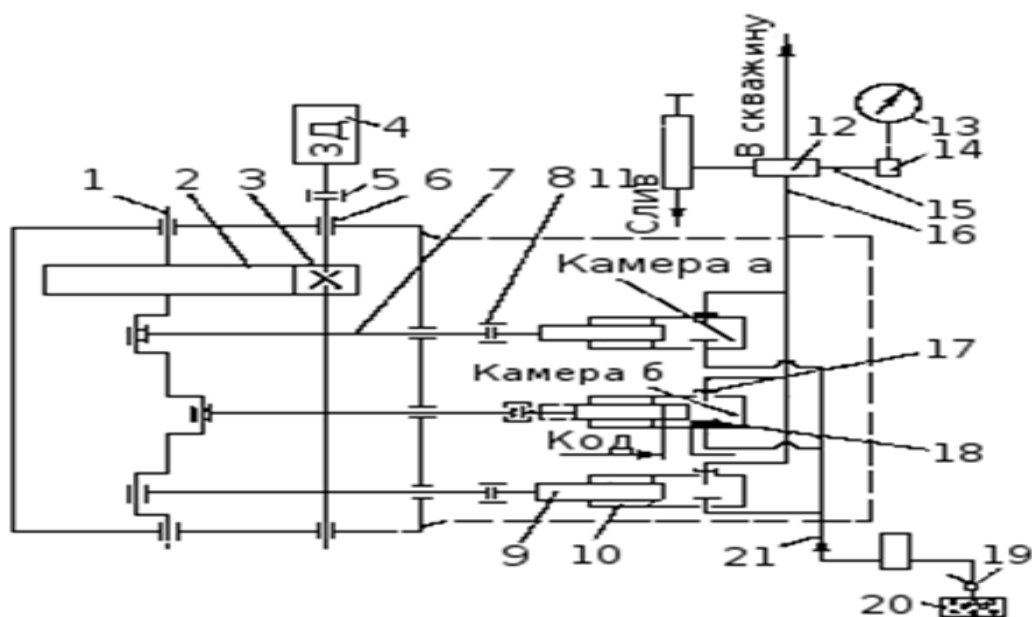


Рисунок 15 - Кинематическая схема трехплунжерного насоса: от двигателя 4 вращение передается через муфту 5 (или приводной шкив) на входной вал 6. Через пару зубчатых колес 2, 3 на входном валу и на коленчатом валу вращение передается на коленчатый вал 1. Коленчатый вал приводит в возвратно-поступательное движение шатун с ползуном 7 и плунжер 9, соединенный с ползуном хомутом 9. Плунжер уплотняется манжетами, установленными в сальниковом стакане 10.

В клапанной коробке трехплунжерного насоса имеются три всасывающих клапана 18 и три нагнетательных 17. При ходе плунжера влево в камере «а» создается разрежение, поэтому нагнетательный клапан 17 закрывается, а всасывающий клапан 18 открывается, и жидкость под действием атмосферного давления через обратный клапан 19 приемного клапана 20 по всасывающему шлангу 21 поступает через всасывающий клапан в камеру насоса. Плунжер 9, дойдя до крайнего левого положения, начинает двигаться вправо и доходит до правого крайнего положения (камера «б»). При этом ходе плунжера создается сжатие жидкости (в камере «б»), всасывающий клапан 18 закрывается, а нагнетательный 17 открывается и пропускает жидкость в нагнетательную линию 16 гидроблока, к которой крепится линия нагнетания 12. Линия нагнетания включает в себя

предохранительный клапан 11, выносной на гибком шланге 15 манометр 13 и систему его защиты 14.

К корпусу крепится нагнетательный шланг, по которому жидкость подается в скважину. Через предохранительный клапан 11 при его срабатывании осуществляется слив во время превышения давления в нагнетательной линии. Как видно из рисунка 1, шейки коленчатого вала сдвинуты по фазе, т.е. через определенное время со сдвигом на 120° происходит поочередно движение плунжера во всех трех камерах, что обеспечивает постоянное всасывание и нагнетание жидкости одновременно.

На нормальную работу насоса большое влияние оказывает высота всасывания, которая, по возможности, должна быть наименьшей. Высота всасывания зависит от высоты местности над уровнем моря, температуры жидкости, числа ходов поршня, длины всасывающего трубопровода и вязкости жидкости. При увеличении значений перечисленных параметров высота всасывания снижается. Теоретически высота всасывания не более 10 м, практически - не более 7-8 м.

Для поршневых и плунжерных насосов, применяемых при бурении геологоразведочных и нефтяных скважин, разработан государственный стандарт (ГОСТ 6031-81), который устанавливает величины параметров насосов различных классов.

3.1.3. Сравнительный анализ конструкции отечественных и зарубежных насосов

На нефтяных и газовых месторождениях России в данное время эксплуатируются главным образом буровые насосы триплексного типа, изготовленные заводами «Уралмаш – Буровое оборудование» (ОАО «УРБО») и Волгоградским заводом буровой техники (ОАО «ВЗБТ»), а также рядом зарубежных фирм, среди которых выделяется продукция фирм NOV (США), BENTEC (Германия) и EMSCO(Китай).

Конструкции насосов, близких по параметрическим рядам, указанных производителей могут существенно различаться, что находит отражение на их показателях технического уровня. В качестве примеров на рисунках 2 и 3 приведены близкие по характеристикам назначения буровые насосы производства ОАО «УРБО» и Ventec T-1600-AC, а в таблице 5 сравниваются характеристики насосов триплексного типа мощностью 600 кВт.

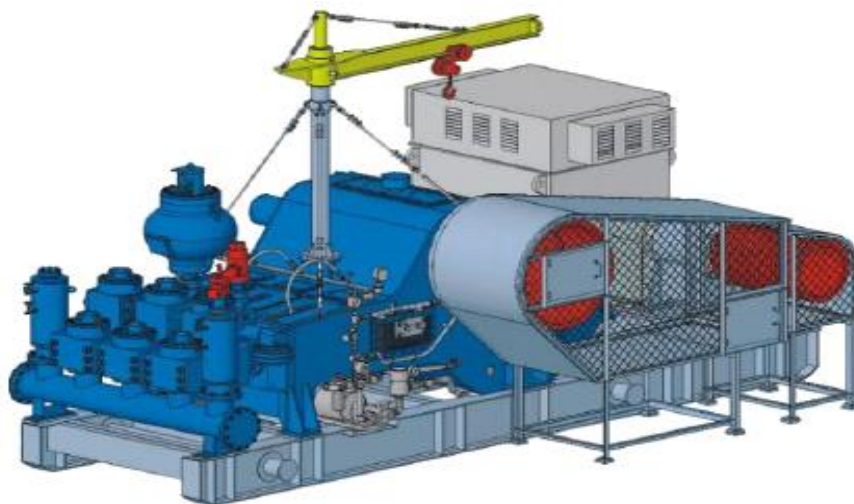


Рисунок 16 - Буровой насос НБТ-1000L производства ОАО «УРБО»
мощностью 1000кВт



Рисунок 17 - Буровой насос Ventec T-1600-А С мощностью 1193кВт.

Таблица 38 - Сравнение характеристик насосов триплексного типа мощностью 600 кВт и насоса Bentec T-1600-AC

Параметры	Типы, марка насосов, фирма-производитель				
	НБТ-600(ВСБТ)	УНБТ-600L(Уралмаш)	8-P-80 TRIPLEKX (NOV, США)	F-800 Emsco (Китай)	Bentec T-1600-AC* (Германия)
Р,кВт	600	600	597	597	400-1193
Наиб.подача,л/с	45	49,6	34,2	38,5	52,12
Предельное давление,МПа	25	32	34,5	34,5	42
Число ходов в мин,тах	145	140	160	150	165
Длина хода поршня, мм	250	250	216	229	304,8
Масса,кг	13701	12000	12233	12546	38300
Удельная энергонасыщенность, вт/кг	44	50	49	47	31

Примечание весовые характеристики насоса фирмы «Бентек» приведены суммарно с учетом массы силового привода, по другим насосам она не учтена, по имеющейся информации она близка к 7 т.

Из анализа таблицы 5 видно, что по удельной энергонасыщенности во Вт на 1кг массы насосов, отечественные насосы не уступают зарубежным и даже превосходят их: результат по УНБТ-600L (Уралмаш) например, выше, чем у лучшего зарубежного аналога 8-P-80 TRIPLEX (NOV, США).

Изучая принципиальные схемы и чертежи различных насосов можно констатировать следующее:

1) Разные показатели удельной энергонасыщенности у отечественных насосов определяются существенными различиями конструктивного исполнения как их гидравлической, так и приводной части. Например, в конструкции насосов ВЗБТ предпочтение отдано соосному расположению нагнетательного и всасывающего клапанов, а в конструкции насосов УРБО предпочли L - образное. В приводной части насосов ВЗБТ использована косозубая передача, а в насосах УРБО – шевронная. Есть и другие различия в конструктивных и технологических решениях, эффективность которых можно оценить комплексно на основе статистической обработки данных об экономичности в изготовлении изделий и их надежности и в эксплуатации.

2) В зарубежных фирмах (NOV, BENTEC) развивается тенденция отказа от клиноременных и цепных передач от двигателя к трансмиссионной части насоса и переход на зубчатые (цилиндрические или планетарные), передачи, как это отражено на рисунке 3. Такое решение повышает долговечность и безотказность насосов, делают их более компактными.

3) В отечественной практике имеют место довольно успешные попытки применения для промывки скважин при бурении плунжерных

триплекс – насосов завода «Синергия», предназначенных для цементируемых агрегатов. Эти насосы при равных значениях мощности, подачи и давления, в 4-5 раз легче трехпоршневых аналогов. Однако, на наш взгляд, технология изготовления высокоточных плунжерных пар представляется достаточно дорогой. А их ресурс в эксплуатации предположительно невысок в условиях циркуляции агрессивных сред.

4) В зарубежной практике в натурном варианте реализован инновационный проект по созданию вертикального шестипоршневого бурового насоса мощностью 1894кВт, позволяющего практически исключить пульсацию бурового раствора (National Oilwell Varco Hex II Pump). Подача такого насоса превышает 65л/с, развивается максимальное давление 51,7 МПа. Длина хода 11.8» (300 мм).

Таким образом, в отечественной и зарубежной практике накоплен значительный опыт совершенствования существующих буровых насосов, разработки и создания принципиально новых их конструкций, что позволяет ожидать в недалеком будущем появления насосов более высокого технического уровня.

3.1.4. Производительность насосов отдельных типов сравнение показателей

Буровые трехпоршневые насосы УНБТ-600, УНБТ-1180А1, и УНБТ-1180L1 входят в состав всех комплексных буровых установок, выпускаемых ОАО «Уралмаш».

Насосы используются в металлургической промышленности для перекачивания сырой бокситовой пульпы и для нагнетания эмульсии в насосно-аккумуляторные станции прессов, в угольной промышленности – для перекачивания суспензии.

3.1.4.1. Конструктивные особенности

- Мощность и давление насоса на каждом диаметре поршня позволяет осуществлять технологию проводки скважины с применением форсированного режима бурения.

- Трехпоршневые насосы одностороннего действия обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и наименьший расход клапанов и штоков поршня в сравнении с двухпоршневыми насосами двустороннего действия.

- Применение кованных гидрокоробок из высокопрочной легированной стали и ионное азотирование зубчатой передачи гарантируют назначенный ресурс насоса.

- Гидрозатворное устройство цилиндропоршневой группы исключает процесс подсосывания воздуха с тыльной стороны поршня и процесс газонасыщения бурового раствора. Помимо этого, устройство обеспечивает смазку и охлаждение пары трения поршня и цилиндра.

- Двухкамерное уплотнение штока ползуна устраняет потери масла из картера, его загрязнение буровым раствором.

- Смазка редукторной части состоит из двух систем: принудительной и самотечной из накопительных лотков. Принудительная система смазки выполнена с автоматическим поддержанием постоянного давления масла в маслопроводах.

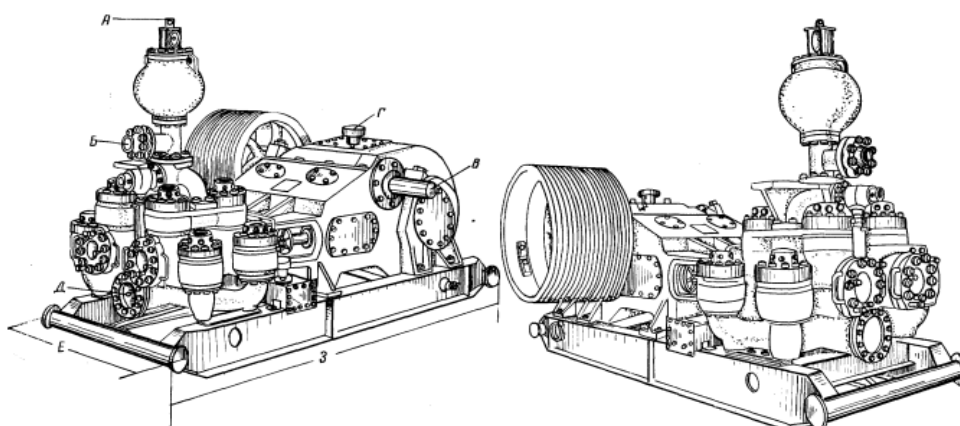
- Предохранительный клапан блокирующего устройства отключает привод буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе с одновременным сбросом избыточного давления.

- Конструкция насоса позволяет использовать трансмиссию привода с любой стороны насоса или с обеих сторон.

Присоединение трубопроводов с обеих сторон обеспечивается всасывающим и нагнетательным коллекторами.

Таблица 39 - Характеристика буровых насосов УНБТ-600Л

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа	Подача идеальная (л/с) при частоте двойных ходов в минуту							
		65	60	50	40	30	20	10	1
200	10,0	51,9	47,9	39,9	31,9	23,9	16 0	8,0	0,798
190	11,5	45,7	42,2	35,2	27,7	21,1	14 1	7,0	0,703
180	12,5	42,0	38,8	32,3	25,8	19,4	12 9	6,5	0,646
170	14,5	36,0	33,2	27,7	22,2	16,6	11 0	5,5	0,554
160	16,5	31,5	29,1	24,2	19,4	14,5	9 7	4,8	0,485
150	19,0	27,5	25,4	21,2	16,9	12,7	8 6	4,3	0,429
140	22,5	23,3	21,5	17,9	14,3	10,7	7 2	3,6	0,358
130	25,0	19,7	18,9	15,2	12,1	9,1	6 1	3,0	0,303
Мощность, кВт		600	554	462	369	277	185	92	9,230

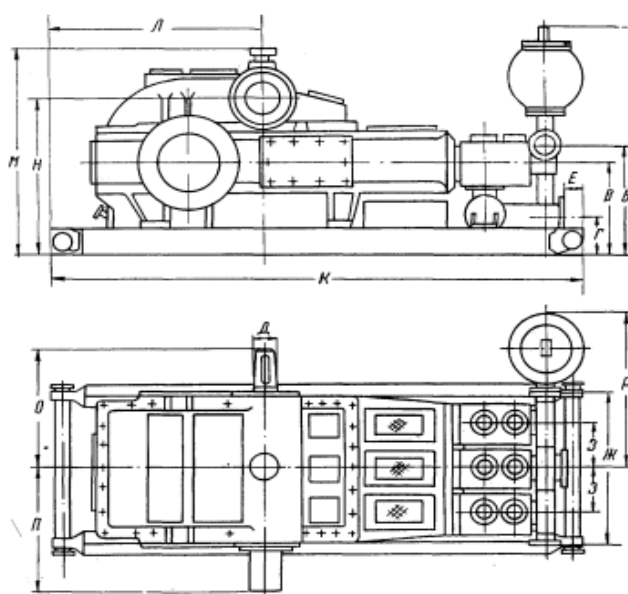


Наименование	Значение
Координаты точки Д (всасывающий коллектор):	
по высоте	625
от переднего края рамы	335
Координаты точки Б (нагнетательный коллектор):	
по высоте	2092
от переднего края рамы	495
Координаты точки В (трансмиссионный вал):	
по высоте	1500
от оси насоса	1320
от заднего края рамы	1872
Диаметр трансмиссионного вала (под шкив)	175
Высотная отметка точки А	3305
Высотная отметка точки Г	2010
Высотная отметка осей цилиндров	1035
Ширина рамы (размер Е)	2016
Длина рамы (размер З)	5100
Расстояние между осями всасывающих клапанов:	
вплоть оси насоса	720
перпендикулярно оси насоса	1640
Расстояние между осями нагнетательного клапана:	
вплоть оси насоса	20
перпендикулярно оси насоса	690
Расстояние между осями цилиндров	690
Ширина насоса со шкивом	3016
Высота насоса с установленным консольно-поворотным краном	4197

Рисунок 18 - Буровой насос УНБТ-600Л

Таблица 40 - Характеристика бурового насоса НБТ-600-1

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа	Подача идеальная (л/с) при частоте двойных ходов в минуту										
		150	140	125	115	100	90	80	50	30	10	1
180	11,3	47,7	44,5	39,7	36,6	31,8	28,6	25,6	15,9	9,5	3,18	0,318
170	12,6	42,6	39,7	35,5	32,7	28,4	25,6	22,8	14,2	8,5	2,84	0,284
160	14,3	37,5	35,0	31,2	28,7	26,4	22,5	20,0	12,7	7,5	2,54	0,254
150	16,2	33,1	30,9	27,6	25,4	22,1	19,8	17,6	11,6	6,6	2,21	0,221
140	18,7	28,8	26,9	24,0	22,1	19,2	17,3	15,4	9,6	5,8	1,92	0,192
130	21,6	24,9	23,2	20,7	19,1	16,6	14,9	13,3	8,3	5,0	1,66	0,166
120	25,0	21,1	19,7	17,6	16,2	14,1	12,6	11,3	7,1	4,2	1,41	0,141
Мощность, кВт		600	560	500	460	400	360	320	200	120	40	4,000



Обозначение*	Размеры, мм
	НБТ-600-1
А	1970
Б	985
В	800
Г	345
Д	180
Е	110
Ж	1340
З	380
И	353
К	4560
Л	1808
М	1768
Н	1350
О	1085
П	1095
Р	1224

Рисунок 19 - Буровой насос НБТ-600-1

3.1.5. Мероприятия направленные на повышение производительности буровых насосов

Буровые насосы предназначены для нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении струйными долотами; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

Существует 2 наиболее эффективных типа буровых насосов: Приводные двухпоршневые насосы двухстороннего действия; Приводные трехпоршневые насосы одностороннего действия.

Приводные двухпоршневые насосы двухстороннего действия стали применять с созданием мощных двигателей внутреннего сгорания и трансмиссий, способных передавать большие мощности.

Насос состоит из 2-х частей: гидравлической и приводной. Приводная часть представляет собой кривошипно-ползунный механизм с ползуном, соединенным с коренным валом зубчатым редуктором, снижающим частоту его вращения.

Несмотря на сложную конструкцию, большую неравномерность подачи (55% и более), эти насосы благодаря большой экономичности широко распространены. Значительная пульсация мгновенной подачи - результат преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное. Для уменьшения вредного влияния пульсации эти насосы применяют с диафрагменными компенсаторами.

Приводные трехпоршневые насосы одностороннего действия: более мощные (1000-1500 кВт), рассчитанные на длительную работу при высоких давлениях (30-40 МПа). В связи с этим у них уменьшены диаметры поршней и увеличены диаметры штоков (вместо 60-70 до 80-90 мм.). Это привело к тому, что объем камеры насоса двустороннего действия со стороны штока сократился и стал составлять 60-65% объема

передней камеры, а масса двухпоршневого насоса резко возросла, что усложнило его транспортировку и монтаж в промышленных условиях.

Приведенные результаты показывают, что широкое внедрение трехпоршневых насосов в отечественную практику бурения позволит сэкономить огромное количество ценного металла при их изготовлении и улучшить технико-экономические показатели бурения. Однако при всех достоинствах триплексов вопросы их надежности и долговечности, особенно сменных деталей и узлов, нельзя считать окончательно и положительно решенными. Эта проблема требует дальнейшего углубленного изучения и развития. Наряду с этим, учитывая, что пока основной объем бурения в нашей стране приходится на двухпоршневые насосы, которым придется работать еще многие годы, важно продолжить работы по повышению надежности и долговечности сменных деталей и узлов дуплексов, тем более что решения могут быть взаимоприемлемыми для насосов указанных типов. Кроме того, уместно отметить, что тенденция перехода на триплексы в зарубежной практике коснулась в основном насосов большой мощности и высокого давления.

Что же касается насосов мощности до 500-600 кВт и давлением до 20 МПа, то на такие параметры предпочитают более надежные тихоходные двухпоршневые насосы, так как выигрыш в массе в этом случае несущественен.

3.1.6. Заключение

В технологических процессах строительства нефтяных и газовых скважин большую роль играют буровые насосы, обеспечивающие циркуляцию бурового раствора для очистки забоя от частиц разрушенной породы и их выноса на дневную поверхность. Буровые насосы эксплуатируются в очень тяжелых условиях, перекачивая вязкие растворы, приготовленные обычно на основе глинисто-водных смесей и утяжеленные добавками гематита или барита. Растворы могут содержать

до 2 % абразивных частиц выбуренной породы и перекачиваются насосами при температуре 40—70 °С.

Существует 2 наиболее эффективных типа буровых насосов: Приводные двухпоршневые насосы двухстороннего действия; Приводные трехпоршневые насосы одностороннего действия,

Приводные двухпоршневые насосы двухстороннего действия стали применять с созданием мощных двигателей внутреннего сгорания и трансмиссий, способных передавать большие мощности.

Общий принцип действия любого бурового насоса заключается в следующем – через трансмиссию двигателя к коренному валу, который снабжен кривошипным механизмом с шатунами, соединенными крейцкопфом, передается вращательное движение. Кривошипный механизм и шатуны, делают вращательное движение вала, возвратно-поступательными движениями крейцкопфа, а также штока и поршня. Двигаясь в цилиндре, поршень, благодаря клапанам, образует давление, под которым всасывается буровая жидкость. При этом, когда происходит движение влево, закрывается всасывающий клапан, но затем при повышении давления в трубопроводе, то клапан открывается и раствор выходит. Затем процесс повторяется снова и снова.

В последние годы в мировой практике бурения все больше применяются быстроходные трехпоршневые насосы одностороннего действия. Это не случайно и объясняется тем, что при переходе в область высоких давлений наряду с требованиями резкого снижения массы возрастают требования к надежности работы буровых насосов, а также возникает необходимость постоянного контроля за степенью годности уплотнительных устройств в процессе эксплуатации. Наряду с этим эффективность использования обратного хода поршня в двухпоршневых насосах двухстороннего действия при высоких давлениях снижается из-за относительного роста площади штока.

В результате анализа конструктивно-кинематических, технологических и нагрузочных параметров трехпоршневых буровых насосов одностороннего действия показал, что им в сравнении с двухпоршневыми насосами двухстороннего действия присущи следующие особенности:

- более сложная и менее технологическая конструкция приводной части насоса и установки в целом в связи с наличием 3 вместо 2х кривошипно-шатунных механизмов;

- более простая по конструкции и технологичная в изготовлении гидравлическая часть насоса благодаря простой форме и меньшим размерам клапанных коробок и компенсатора;

- более эффективная система смазки, охлаждения и контроля за состоянием рабочих органов в связи с наличием доступа непосредственно к поршню с обратной стороны;

- более высокий КПД из-за обильной смазки цилиндропоршневых пар (ЦПП) и исключение уплотнений штоков;

- меньший (расчетный) ресурс: по клапанам в 1,3-1,5 раза, по поршням в 1,4-1,6 раза и примерно одинаковый по цилиндрическим втулкам;

- более высокий коэффициент готовности (на 5-7%) из-за резкого сокращения времени восстановления сменных частей гидроблоков.

Приведенные результаты показывают, что широкое внедрение трехпоршневых насосов в отечественную практику бурения позволит сэкономить огромное количество ценного металла при их изготовлении и улучшить технико-экономические показатели бурения.

IV. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1.1 Структура и организационные формы работы ЗАО «ССК»

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

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал ЗАО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отраденский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Одна из главных задач ЗАО «ССК» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению

его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

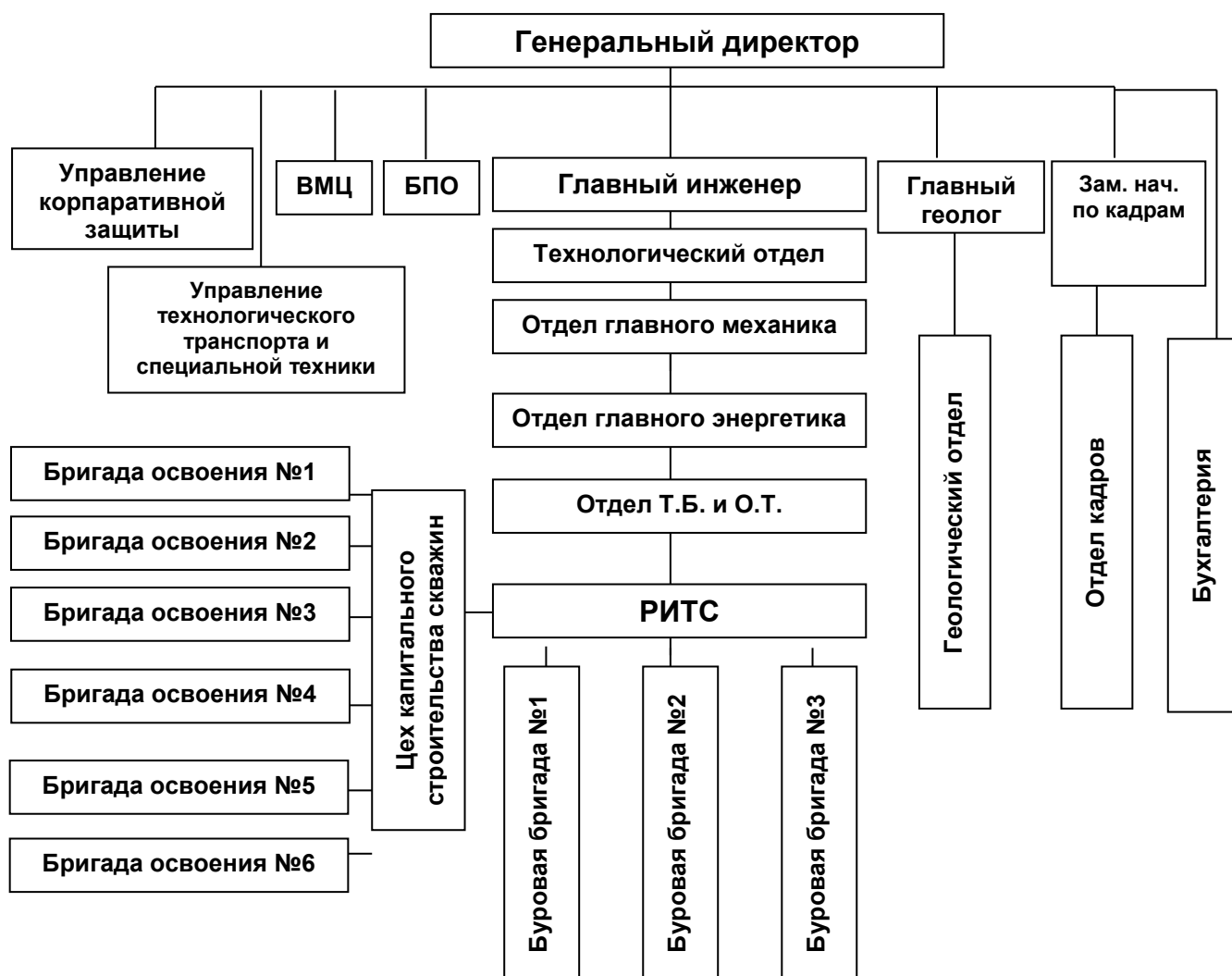


Рисунок 20 – Организационная структура ЗАО «ССК»

4.1.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

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

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

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

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

нормативным пачкам определяется по формуле: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час,
(5.1)

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

h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Время бурения скважины глубиной 3436 метров составляет 234 часов (механического бурения), время СПО составит 66,56 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;

$$V_M = \frac{3436}{234} = 14,7 \text{ м/час.}$$

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;

$$V_P = 3436 / (234 + 66,56 + 25) = 10,5 \text{ м/ч.}$$

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.

$$V_K = \frac{3436 \cdot 720}{803,9} = 3077 \text{ м/ст.мес.}$$

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;

$$h_{CP} = 3436/4=859 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

4.1.3 Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта
(таблица41)

Таблица 41 – 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	Нарашивание, час	Промывка перед подъёмом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Направление:															
Бурение под направление															2,79
Крепление направлением		0	50	50	III 393,7 МЗ – ЦВ	450	0,11	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		50	650	600	БИТ 295,3 516 УСМ	2400	0,25	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	56,38
ИТОГО															88,78
Эксплуатационная колонна:															
Бурение под э/к															135,3
Крепление под э/к		650	2565	1915	БИТ 215,9 В 516 У	2000	0,96	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	91
ИТОГО															226,3
Хвостовик:															
Бурение под хвостовик		2565	2900	335	БИТ 142,9 В 416 У	2000	0,17	0,045	15,1	35,2	6,2	3,3	2,5	1,5	63,8
Крепление под хвостовик															85
ИТОГО															148,8

41 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления , час															602,09
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															25,1
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															26,4

4.1.4 Составление линейно-календарного графика.

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

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

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

Линейно-календарный график представлен в таблице 42.

Условные обозначения к таблице 42:




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

Таблица 42 – 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																	

4.1.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 43.

Таблица 43 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			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
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24	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	1770,2	0,45	113,8	1,65	417,2	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	6,5	8560,5	3,2	4214,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9	3,2	718,72
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	6,5	602,29	3,2	296,51
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	6,5	57,85	3,2	28,48
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	6,5	49,01	3,2	24,13
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,5	971,62	3,2	478,34
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	6,5	701,55	3,2	345,38
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48	4,5	108,54

43 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			14135,36		908,26		4263,78		15556,18			7658,3
Всего по сметному расчету, руб	42521,88											

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.

$$42521,88 \cdot 204,2 = 8682967,9 \text{руб}$$

Таблица 44 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 44 - сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количеств		
1	буровые работы				8682967,9
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	173659,36
	2. буровые растворы	м ³	52,4	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	245	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				22114977,26
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	265379,73
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	331724,66
	Итого полевых расходов: Σ2				22712081,65
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	4542416,33
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	2952570,61
	Итого себестоимость проекта: Σ3				30207068,59
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	3179691,43
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	3406812,25
4	Компенсированные затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	176919,82
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	681362,45
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1816966,53
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	1135604,08
5	Резерв	%	10	от Σ3	3020706,86
	ИТОГО себестоимость проекта				43625132,01
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				51477655,77

V. Социальная ответственность

5.1. Профессиональная социальная ответственность

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

Таблица 45 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) на рабочем месте внутри помещения	Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Повышенные уровни шума		
	Повышенные уровни вибрации	Поражения Электрическим током	
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывоопасность	
	Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Повышенные уровни шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Повышенные уровни вибрации	Поражения Электрическим током	

5.2 Анализ вредных производственных факторов

(мероприятия по устранению)

5.2.1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

5.2.2. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны

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

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 46.

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

Таблица 46 – Нормы освещенности

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

5.2.3. Повышенные уровни шума

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

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

5.2.4. Повышенные уровни вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности». применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики). Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности». Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Допустимые нормы по вибрации

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

5.2.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

5.3. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению)

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности:

- Механические травмы;
- Поражение электрическим током;
- Взрывы;
- Пожары;
- Ожоги.

5.3.1. Поражения электрическим током

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г. *ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты*

5.3.2. Пожаровзрывоопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров.

5.4. Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.4.1. Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться: химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

5.4.2. Водопотребление и водоотведение

В таблица 48 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

Таблица 48 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

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

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают: остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей; остановить все силовые приводы; отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной; на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения; предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории; запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости - посты охраны; предотвратить растекание нефти на территории; сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»

СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"

Заключение

В ходе проведенной работе был составлен проект для строительства скважины.

В второй главе дипломного проекта, исходя из проведенного анализа сделан выбор оптимального способа бурения, конструкции и профиля проектной скважины, типоразмеров долот по интервалам бурения, режимы бурения для каждого интервала, очистного агента и типа забойного двигателя.

Представлен гидравлический расчет промывки скважины. Указаны критерии рациональной отработки долот. По наибольшему весу из рассчитанных колонн выбрана буровая установка. Расчет производился для эксплуатационной колонны.

В специальной части выпускной квалификационной работы произведен сравнительный анализ отечественных и импортных буровых насосов и расчет их технических характеристик.

В разделе финансового менеджмента представлены организационные формы и организационная структура предприятия, расчет времени затраченного на строительство скважины, сделан календарный план - график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

Описаны меры безопасности и природоохранные мероприятия при строительстве эксплуатационной скважины. Подробно расписаны обязательные действия персонала вовремя проведения работ. Отмечены допустимые показатели приборов, участвующих в процессе описываемой технологии строительства скважины.

Список используемой литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. –512 с.
2. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. - Тюмень: Экспресс, 2008. - 347 с.
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. - Тюмень 2010.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
5. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
6. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
9. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
10. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
11. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
12. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.

13. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
14. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
15. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
16. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
18. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.
19. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
20. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
21. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
22. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
23. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М.

Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

24. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.

25. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования».– Томск, ТПУ.

26. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет обсадных колонн на прочность».– Томск, ТПУ.

27. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Проектирование конструкции скважины».– Томск, ТПУ.

28. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки».– Томск, ТПУ.

29. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны».– Томск, ТПУ.

30. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.

31. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

32. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.

33. www.sibserv.com

34. www.burinteh.com